



République tunisienne
Ministère de l'Industrie
de l'Energie et des Mines



Projet : Plan de réforme du secteur de l'énergie en Tunisie
« TUNEREP »

Activité : Activité N° 5 – Intégration de la dimension sociale et régionale
dans la stratégie de maîtrise de l'énergie

Titre du Document : Elaboration d'une stratégie nationale et d'un plan d'actions pour le
développement des énergies renouvelables en Tunisie

Synthèse

- Livrable 3 : Version finale -

Préparé pour : ANME

Préparé par : Groupement AF-Mercados EMI – Alcor – Prometheus

Notre référence : A5/L3-VF

Date : Décembre 2020



Liste des abréviations

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Énergie
APIA	Agence de Promotion des Investissements Agricoles
ARP	Assemblée des Représentants du Peuple
BaC	Scénario Bas Carbone
BaU	Scénario Business as Usual (référence ou tendanciel)
BT	Basse Tension
CSP	Concentrated Solar Power
CTER	Commission Technique de la production privée d'électricité par les Energies Renouvelables
DT	Dinar Tunisien
ER	Energies renouvelables
FTE	Fonds de Transition Energétique
FTI	Fonds Tunisien de l'Investissement
GES	Gaz à Effet de Serre
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt heure
HT	Haute Tension
IPP	Independant Power Production
JORT	Journal Officiel de la République Tunisienne
KT	Kilo Tonne
KTEP	Kilo Tonne Equivalent Pétrole
KW	Kilowatt
KWc	Kilowatt crête
KWh	Kilowatt heure
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MDEAF	Ministère des Domaines de l'Etat et des Affaires Foncières
MDT	Million de Dinar Tunisien
ME	Ministère en charge de l'Energie
MF	Ministère des Finances
MIPME	Ministère de l'Industrie et des Petites et Moyennes Entreprises
MT	Moyenne Tension
Mtep	Million Tonne Equivalent Pétrole
Mtep	Millions de tonnes équivalents pétrole
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawatt heure
PPA	Purchase Power Agreement
PST	Plan Solaire Tunisien
PV	Photovoltaïque
STEG	Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
TEP	Tonne Equivalente Pétrole
TWh	Térawatt heure

Table des matières

1	INTRODUCTION	7
2	BILAN DES REALISATIONS ET PRINCIPALES CONTRAINTES	8
2.1	SOLAIRE THERMIQUE POUR LE CHAUFFAGE DE L'EAU SANITAIRE	8
2.1.1	<i>Bilan des réalisations</i>	8
2.1.2	<i>Acquis et principales contraintes de la filière</i>	8
2.2	L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	9
2.2.1	<i>Bilan des réalisations</i>	9
2.2.1.1	Electrification rurale non raccordée au réseau.....	9
2.2.1.2	Pompage PV de l'eau	9
2.2.1.3	Solaire PV raccordé au réseau	9
2.2.2	<i>Acquis et principales contraintes de la filière PV</i>	12
2.3	L'ENERGIE EOLIENNE	13
2.3.1	<i>Bilan des réalisations</i>	13
2.3.2	<i>Acquis et principales contraintes de la filière</i>	14
3	PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	15
3.1	LA DECARBONISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE : UNE PRIORITE MONDIALE	15
3.2	L'EOLIEN ET LE PV RESTERONT DOMINANTS DANS LE MIX TECHNOLOGIQUE MONDIALE DES ER	15
3.3	LES RESEAUX ELECTRIQUES DOIVENT S'ADAPTER POUR INTEGRER LES ER INTERMITTENTES.....	16
4	POTENTIEL TECHNIQUE DES ENERGIES RENOUVELABLES EN TUNISIE	17
5	STRATEGIE DE DEVELOPPEMENT DES ER EN TUNISIE	18
5.1	UN DEVELOPPEMENT DES ER QUI S'INSCRIT DANS UNE VISION NATIONALE BAS CARBONE	18
5.2	UN OBJECTIF AMBITIEUX DE RECOURS AUX ER.....	18
5.3	QUELLE TRAJECTOIRE DE DEVELOPPEMENT DES ER POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ?	19
5.3.1	<i>Une cible ambitieuse, mais possible à l'horizon 2050</i>	19
5.3.2	<i>Quel mix technologique choisir ?</i>	19
5.3.3	<i>Capacité installée et son mix technologique</i>	21
5.4	LES ER POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR.....	22
5.4.1	<i>Le solaire thermique</i>	22
5.4.2	<i>Les combustibles alternatifs</i>	23
5.5	DES IMPACTS POSITIFS INCONTESTABLES	23
5.5.1	<i>Impacts énergétiques et climatiques</i>	23
5.5.2	<i>Impacts Socio-économiques</i>	24
5.5.3	<i>Bilan énergétique</i>	26
5.6	QUELLES ORIENTATIONS POUR OPERATIONNALISER LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATEGIE ?.....	28
5.6.1	<i>Quelles priorités pour le développement des ER ? La sécurité énergétique avant tout</i>	28
5.6.2	<i>Quel rôle pour le secteur public et le secteur privé ?</i>	28
5.6.3	<i>Quel modèle pour le développement des ER en Tunisie ?</i>	29
5.6.4	<i>Comment ancrer le savoir-faire pour pérenniser le développement ?</i>	30
5.6.5	<i>Comment financer la mise en œuvre de la Stratégie ?</i>	30
5.6.6	<i>Quel rôle pour le FTE ?</i>	31
5.6.7	<i>Transformer nos institutions pour faciliter la transition énergétique</i>	32
5.6.8	<i>Attention aux impacts environnementaux locaux</i>	32
5.7	SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATEGIE	33
6	LE PLAN D' ACTIONS	34
6.1	PRINCIPES DE BASES	34
6.2	FIXATION DES OBJECTIFS SELON LES REGIMES D'ACCES.....	34
6.3	LES REALISATIONS ATTENDUES	35
6.3.1	<i>Les ER pour la production électrique</i>	35
6.3.2	<i>Le solaire thermique</i>	38
6.3.3	<i>Le pompage solaire PV</i>	39
6.4	LES INVESTISSEMENTS REQUIS	40

6.4.1	<i>Les ER pour la production électrique</i>	40
6.4.2	<i>Le solaire thermique</i>	40
6.4.3	<i>Le pompage PV</i>	40
6.4.4	<i>Synthèse des investissements</i>	41
6.5	LES IMPACTS DU PLAN D'INVESTISSEMENT	41
6.5.1	<i>Les impacts énergétiques</i>	41
6.5.2	<i>Les impacts sur les émissions de GES</i>	42
6.5.3	<i>Gains sur facture d'énergie</i>	43
6.6	LE PLAN D'ACCOMPAGNEMENT	44

Liste des Figures

Figure 1: Répartition du parc total des capteurs solaires (Source : ANME)	8
Figure 2: Evolution des systèmes PV pour l'électrification rurale (Source : ANME)	9
Figure 3: Evolution cumulée de la capacité des systèmes de pompage "PV"	9
Figure 4: Capacité et nombre annuels de systèmes PV raccordés en BT	10
Figure 5: Répartition des projets d'autoproduction selon les secteurs économiques (Source : ANME) ...	10
Figure 6: Evolution de la capacité éolienne installée en Tunisie	13
Figure 7 : Capacités cumulées du solaire PV à l'horizon 2050	16
Figure 8: Capacités cumulées de l'éolien à l'horizon 2050	16
Figure 9 : Evolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire ...	18
Figure 10 : Structure de pénétration des ER selon les types d'usages	18
Figure 11 : Scénarios de pénétration des ER dans le mix électrique	19
Figure 12 : Evolution du mix de la production électrique selon le scénario BaC	19
Figure 13 : Evolution du taux minimal d'intégration locale du solaire PV	20
Figure 14 : Evolution du taux minimal d'intégration locale de l'éolien	20
Figure 15 : Evolution de la puissance ER installée selon le scénario BaC (en MW)	22
Figure 16 : Mix technologique en termes de capacité installée	22
Figure 17 : Surface annuelle installée de capteur CES	22
Figure 18 : Evolution du parc des CES dans le résidentiel	22
Figure 19 : Parc annuel installé dans le collectif	23
Figure 20 : Parc fonctionnel de CES dans le collectif	23
Figure 21 : Production de chaleur à partir des combustibles alternatifs	23
Figure 22 : Evolution des économies de combustibles conventionnels pour les ER	24
Figure 23 : Structure des économies cumulées de combustibles conventionnels pour les ER	24
Figure 24 : Emissions des GES évitées par les ER	24
Figure 25 : Structure des GES évitées pour les ER	24
Figure 26 : Evolution des investissements requis par période	24
Figure 27 : Structure des investissements requis par le programme ER	24
Figure 28 : Répartition des investissements cumulés selon les technologies	25
Figure 29 : Evolution des gains sur la facture énergétique	25
Figure 30 : Variation relative du PIB tunisien entre le scénario BaC de développement des ER et le scénario de référence	26
Figure 31 : Evolution de la consommation d'énergie primaire selon les scénarios	27
Figure 32 : Evolution de l'intensité d'énergie primaire selon les scénarios (Source : ANME/ENERDATA, 2020)	27
Figure 33 : Evolution du taux énergétique selon les scénarios	28
Figure 34 : Cumul de la Surface des CES à installer	39
Figure 35 : Evolution du parc installée et fonctionnel des CES	39
Figure 36 : Surface cumulative du parc solaire	39
Figure 37 : Evolution de la capacité installée de pompage solaire	39
Figure 38 : Investissements cumulés pour la production d'électricité par les ER	40
Figure 39 : Production électrique annuelle par les ER	41
Figure 40 : Economies annuels de combustibles conventionnels réalisées par les ER	41
Figure 41 : Economies annuelles d'énergie primaire pour le pompage solaire	42
Figure 42 : Economies cumulées d'énergie primaire pour le pompage solaire	42
Figure 43 : Cumul des émissions évitées par les ER	43
Figure 44 : Emissions annuelles évitées par les ER	43

Liste des Tableaux

Tableau 1: Acquis et contraintes au développement du solaire thermique en Tunisie	8
Tableau 2: Répartition des capacités PV annoncées selon les régimes (Source : MIPME)	10
Tableau 3: Résultats des 3 rounds d'autorisation pour la production d'électricité à partir du PV (Source : MIPME)	11
Tableau 4: Tarifs de vente proposés pour les centrales PV dans le cadre des concessions retenus	11
Tableau 5: Acquis et contraintes de la filière PV	12
Tableau 6: Programme éolien annoncé par le Gouvernement tunisien jusqu'à 2020 et état d'avancement	13
Tableau 7: Acquis et contraintes de la filière éolienne	14
Tableau 8: Potentiel technique des différentes filières ER	17
Tableau 9 : Synthèse des dates de parité des différentes filières ER avec le réseau	20
Tableau 10 : Emplois créés par les différentes technologies renouvelables.....	20
Tableau 11 : Avantages et inconvénients des différentes technologies renouvelables.	21
Tableau 12 : Capacités installées des ER (MW).....	22
Tableau 13 : Effet de levier pour la collectivité.....	25
Tableau 14 : Indicateurs de progrès	33
Tableau 15 : Indicateurs d'impacts.....	33
Tableau 16 : Indicateurs financiers.....	34
Tableau 17 : Capacités installées des différentes filières d'énergie renouvelable	36
Tableau 18 : Capacité installée des parcs éoliens sur la période 2021-2030 (MW).....	36
Tableau 19 : Capacités solaires PV sur la période 2021-2030 (MW).....	36
Tableau 20 : Répartition de la puissance PV selon les régimes d'accès au réseau (MW).....	37
Tableau 21 : Evolution des capacités de production électrique à partir de la biomasse (MW)	38
Tableau 22 : Synthèse des capacités annuelles de production électrique à partir des ER (MW)	38
Tableau 23 : Synthèse des capacités installées de production électrique à partir des ER (MW).....	38
Tableau 24 : Evolution de l'investissement dans les ER pour la production électrique (MUSD).....	40
Tableau 25 : Evolution de l'investissement des CES dans le résidentiel	40
Tableau 26 : Evolution de l'investissement dans le tertiaire	40
Tableau 27 : Coût d'investissement pour le pompage d'eau.....	41
Tableau 28 : Coût d'investissement total dans les ER (MUSD).....	41
Tableau 29 : Les économies de combustibles réalisées par les ER pour la production électrique (ktep)..	41
Tableau 30 : Les économies de combustibles réalisées par le solaire thermique (ktep).....	42
Tableau 31 : Synthèse des économies de combustibles réalisées par les ER (ktep).....	42
Tableau 32 : Emissions de GES évitées par le solaire thermique (kteCO2)	43
Tableau 33 : Emissions de GES évitées par le pompage PV (kteCO2)	43
Tableau 34 : Synthèse des émissions de GES évitées par les ER (ktep).....	43
Tableau 35 : Les économies sur la facture réalisées par les ER pour la production électrique (MUSD)....	44
Tableau 36 : Les économies sur la facture réalisées par les ER le solaire thermique (MUSD).....	44
Tableau 37 : Les économies sur la facture réalisées par le pompage solaire (MUSD).....	44
Tableau 38 : Synthèse des économies sur la facture réalisées par les ER (MUSD)	44
Tableau 39 : Planning et coûts pour l'axe 1.....	45
Tableau 40 : Planning et coûts pour l'axe 2.....	45
Tableau 41 : Planning et coûts pour l'axe 3.....	46
Tableau 42 : Planning et coûts pour l'axe 4.....	47

1 Introduction

Le présent rapport rentre dans le cadre de l'activité n°5 du projet TUNREP. L'objectif global de cette activité est d'aider les décideurs politiques à formuler une vision de plus long terme pour le développement des énergies renouvelables en Tunisie et d'initier un processus de régionalisation de la stratégie de maîtrise de l'énergie. Plus particulièrement, cette activité vise trois objectifs majeurs, à savoir:

- Elaborer une nouvelle stratégie de développement des énergies renouvelables pour la Tunisie en actualisant l'étude stratégique élaborée par l'ANME en 2013.
- Concevoir un plan d'actions de développement des énergies renouvelables sur la période 2021-2030
- Elaborer d'une stratégie régionale dans une région pilote de maîtrise de l'énergie avec ses deux composantes d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique prenant en considération l'aspect social, notamment en ce qui concerne la lutte contre la précarité énergétique.

Ce rapport constitue le 3^{ème} livrable de cette activité et présente une synthèse de la stratégie et du plan d'actions détaillés qui ont fait l'objet du livrable 2. Le rapport présente en particulier :

1. Le bilan des réalisations et principales contraintes
2. L'état de de l'art et perspectives des technologies d'énergie renouvelable
3. Le potentiel technique des principales filières d'énergies renouvelables en Tunisie
4. La formulation de la stratégie de développement des ER en Tunisie
5. L'évaluation des impacts de la mise en œuvre de la stratégie de développement des ER
6. L'élaboration des bilans prospectifs sur la base du scénario retenu de développement des ER
7. La formulation du plan d'actions sur la période 2021-2030

2 Bilan des réalisations et principales contraintes

Dans ce chapitre, on présente le bilan des réalisations et les principaux acquis et contraintes pour le développement des différentes filières des énergies renouvelables en Tunisie. On se limitera dans ce document aux filières renouvelables matures et ayant un potentiel de développement important en l’occurrence, l’énergie éolienne, le solaire PV et le solaire thermique pour le chauffage de l’eau sanitaire.

2.1 Solaire thermique pour le chauffage de l’eau sanitaire

2.1.1 Bilan des réalisations

Le développement du marché des chauffe-eau solaires a passé par plusieurs phases d’apprentissage, allant de la mise en place de la première unité de fabrication en 1982 jusqu’au développement des différents programmes de promotion des installations solaires collectives et individuels dans les secteurs tertiaire, industriel et résidentiel.

Grâce à ces différents mécanismes et programmes mis en place, la surface cumulée de capteurs solaires installés sur la période 1982-2018 a pu dépasser la barre de 1million de m² de capteurs.

Comme le montre le graphique ci-après, ce parc de capteurs solaires est fortement dominé par les chauffe-eau solaires individuels qui représente à eux seuls 96% du parc total.

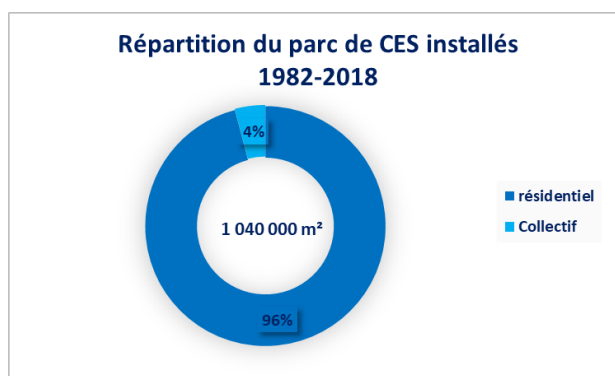


Figure 1: Répartition du parc total des capteurs solaires (Source : ANME)

2.1.2 Acquis et principales contraintes de la filière

La Tunisie a accumulé, au fil des années, une riche expérience pour développer le marché des chauffe-eau solaires. Toutefois, des contraintes subsistent encore et des efforts additionnels méritent d’être déployés pour les surmonter. Le tableau suivant présente les principaux acquis identifiés et les difficultés rencontrées entravant le développement à plus grand échelle la filière.

Tableau 1: Acquis et contraintes au développement du solaire thermique en Tunisie

Acquis	Contraintes
<ul style="list-style-type: none"> - Un marché national de CES bien établi ; - Une culture de recours au CES est créé chez les ménages ; - Une offre structurée basée essentiellement sur la fabrication locale ; - Développement d’un savoir-faire local important dans toute la chaîne de valeur de la filière ; - Développement d’un réseau d’installateurs de proximité contribuant au développement de la demande et assurant un service de SAV ; - Qualité globalement satisfaisante des produits grâce au système de contrôle de qualité en amont et en aval de la filière ; - Ouverture de la filière sur l’extérieur via les joint-ventures et l’export des CES dans la région et dans le monde. 	<ul style="list-style-type: none"> - Offre non adaptée aux ménages à faible revenu ; - Absence de mécanisme spécifique pour développer le marché des CES dans les habitats collectifs ; - Retard de paiement des subventions dû essentiellement au manque de moyens humains au niveau de l’ANME ; - Besoins en trésorerie agrandissant pour les fournisseurs, dus au retard de subventions ; - Marges des fournisseurs sur les produits de plus en plus faibles, dues entre autres, à la dévaluation de la monnaie locale ; - Faible développement du marché collectif dû à la concurrence du Gaz naturel ; - Effet d’éviction sur le marché des CES dû à la concurrence du solaire PV.

2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Par rapport à cette filière, on distingue l'électrification rurale non raccordée au réseau électrique, le pompage PV non raccordé au réseau, et le solaire PV raccordé au réseau électrique.

2.2.1 Bilan des réalisations

2.2.1.1 Electrification rurale non raccordée au réseau

L'exploitation du solaire PV décentralisé a démarré en Tunisie dans les années 80 au niveau des zones rurales afin de subvenir aux besoins électriques de la population n'ayant pas accès au réseau électrique national. Ces installations ont été réalisées dans le cadre des programmes nationaux d'électrification rurale, menés conjointement par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) et les conseils régionaux des gouvernorats concernés.

Depuis 2009, la réalisation des systèmes PV d'éclairage rural a été confiée directement aux acquéreurs finaux de ces systèmes qui bénéficient de la subvention accordée par le FNME, fixée à 40% du coût de l'investissement. Ainsi, comme le montre le graphique suivant, le nombre d'installations PV d'éclairage rural ayant bénéficié des primes du FTE s'élève à 176 installations totalisant une puissance globale de 315 kWc durant la période 2010-2018.

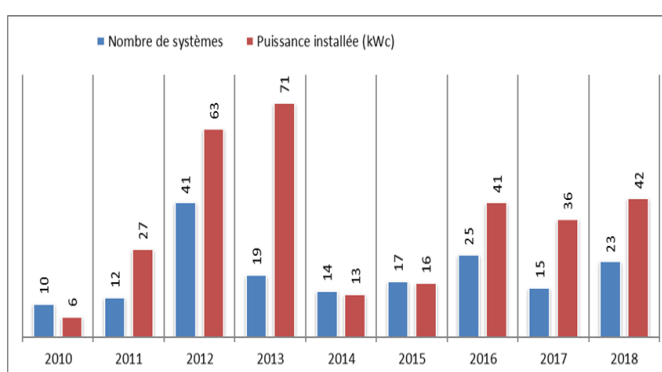


Figure 2: Evolution des systèmes PV pour l'électrification rurale (Source : ANME)

2.2.1.2 Pompage PV de l'eau

Le recours à la technologie du solaire PV pour le pompage d'eau a été initié au début des années 90 puis adoptée par la suite par le Ministère de l'Agriculture comme solution alternative fiable pour couvrir les besoins en eau potable des populations des zones lointaines. Le nombre d'installations de pompage solaire d'eau potable est estimée à environ une **centaine de stations**.

Par ailleurs, avec la baisse des coûts de la technologie PV et les incitations accordées du FTE, le recours au pompage solaire PV de l'eau destinée à l'irrigation est devenu économiquement plus rentable. Ainsi, pour la période 2010-2018, le nombre des systèmes de pompage solaire d'eau d'irrigation a atteint 183 systèmes totalisant une puissance PV globale d'environ 1 600 kWc. Le graphique ci-contre, présente l'évolution des systèmes de pompage solaire installés sur cette période.

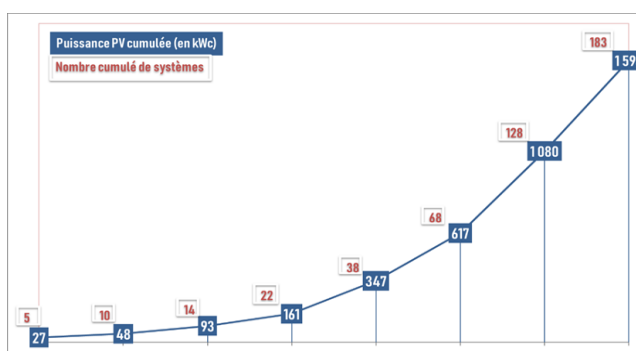


Figure 3: Evolution cumulée de la capacité des systèmes de pompage PV

2.2.1.3 Solaire PV raccordé au réseau

Dans cette catégorie de projets, on retrouve les projets d'autoproduction raccordés à la Basse Tension (BT), l'autoproduction raccordé à la Moyenne Tension (MT) et les projets PV centralisés.

• **L'autoproduction PV raccordée au réseau BT**

Grâce aux avantages du mécanisme de financement du programme Prosol-Elec et à la baisse des coûts des modules solaires PV, le marché a connu une croissance continue depuis la mise en place du programme. La puissance solaire PV globale installée dans le cadre de l'autoproduction en BT a atteint environ 63 MWc en 2018. Les réalisations annuelles en termes de systèmes et de puissances PV installées sont présentées dans le graphique ci-contre.

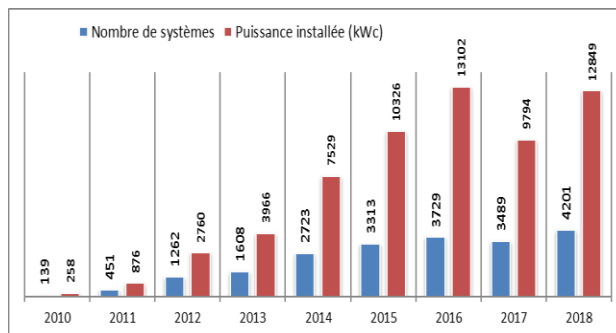


Figure 4: Capacité et nombre annuels de systèmes PV raccordés en BT

• **L'autoproduction PV raccordée au réseau MT**

L'autoproduction raccordée au réseau MT n'a pu réellement démarrer qu'après l'achèvement, en février 2017, de la publication de tous les textes d'application de la loi n° 2015-12. Depuis, 116 projets solaires PV d'autoproduction en MT ont été approuvés par la commission Technique des Energies Renouvelables (CTER) totalisant une puissance globale d'environ 21 MWc. La répartition de ces projets selon les activités économiques des auto-producteurs est donnée dans le graphique ci-contre.

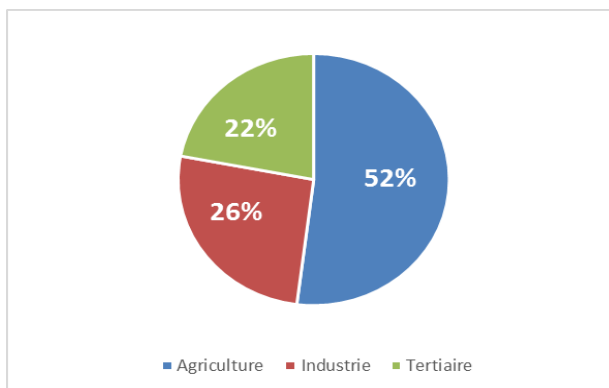


Figure 5: Répartition des projets d'autoproduction selon les secteurs économiques (Source : ANME)

• **La production PV centralisée**

Dans le cadre de la mise en œuvre du Plan Solaire Tunisien (PST), le Ministère en charge de l'énergie s'est fixé l'objectif de réaliser une capacité solaire PV de 1070 MW sur la période 2017-2020, répartie selon les régimes comme suit :

Tableau 2: Répartition des capacités PV annoncées selon les régimes (Source : MIPME)

Régime	Objectif (MWc)
Concessions	500
Autorisations	140
Autoproduction	130
Projet de la STEG	300
Total	1 070

Le bilan des réalisations pour les projets de production PV centralisée (autorisation, concessions et projets STEG), est détaillé comme suit :

Pour le régime des autorisations, trois rounds d'appels à projets solaire PV, visant la mise en place de 210 MW (70 MW chacune), ont été lancées respectivement, en mai 2017, mai 2018 et juillet 2019.

Les résultats de ces trois rounds sont présentés dans le tableau ci-après :

Tableau 3: Résultats des 3 rounds d'autorisation pour la production d'électricité à partir du PV (Source : MIPME)

		1 ^{er} round	2 ^{ème} round	3 ^{ème} round
Projets de 10 MWC	Projets retenus	6	6	6
	Gouvernorats d'implantation des projets	Sidi Bouzid (2) - Sfax (1) - Kasserine (1) - Kairouan (1) - Tataouine (1)	Sidi Bouzid (3) - Gabès (2) - Beja (1)	Gabès (2) – Kasserine (2) – Medenine (2)
	Prix de vente proposés	De 117 à 177 millimes/kWh	De 112 à 147 millimes /kWh	De 125 à 130 millimes/kWh
Projets de 1 MWC	Projets retenus	4	10	10
	Gouvernorats d'implantation des projets	Tataouine (1) - Beja (1) - Gafsa (1) - Sousse (1)	Gabès (4) - Tataouine (1)- Sidi Bouzid (1)- Beja (1) - Sfax (1) - Sousse (1) - Kébili (1)	Sfax (2) – Medenine (4) – Gabès (1) – Kairouan (1) – Sidi Bouzid (1) - Tataouine (1)
	Prix de vente proposés	De 178 à 248 millimes /kWh	De 198 à 234 millimes /kWh	189 à 213 millime/kWh

Pour le régime des concessions, un appel d'offres de préqualification a été lancé le 23 mai 2018 pour la réalisation de 5 centrales solaires PV d'une capacité globale de 500 MW. L'implantation de ces centrales est prévue sur des terrains appartenant aux domaines de l'Etat à Sidi Bouzid (50 MW), Tozeur (50 MW), Kairouan (100 MW), Gafsa (100 MW) et Tataouine (200 MW).

Le tableau suivant récapitule les tarifs de vente proposés par les offres retenues pour les centrales PV prévues dans le cadre de la concession.

Tableau 4: Tarifs de vente proposés pour les centrales PV dans le cadre des concessions retenus

Projets	Puissance AC (MW)	Tarif (DT/MWh)
Tozeur (A)	50	79,379
Sidi Bouzid (B)	50	79,379
Kairouan (C)	100	97,920
Gafsa (D)	100	79,950
Tataouine (E)	200	71,783

Pour les projets de la STEG, en plus de la rentrée en exploitation de la première centrale PV de 10 MW, la STEG a prévu de doubler cette capacité en 2020 et a identifié les sites d'implantation des centrales PV lui permettant d'atteindre la capacité fixée dans l'avis n° 01/2016, soit 300 MW. Les études de faisabilité ainsi que les dossiers d'appels d'offres relatifs à ces centrales ont été achevés mais il semble que la STEG n'a pas eu l'accord officiel du gouvernement pour leur réalisation.

2.2.2 Acquis et principales contraintes de la filière PV

Les principaux acquis et contraintes pour la filière PV sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 5: Acquis et contraintes de la filière PV

Acquis	Contraintes
<ul style="list-style-type: none"> - Un développement rapide du marché PV grâce notamment au programme « Prosol-Elec » ; - Une baisse importante des prix de la technologie au niveau national ; - Proposition de prix de vente très compétitifs, dans le cadre des autorisations & concessions ; - Décollage du marché de l'autoproduction PV raccordé au réseau MT, ce qui représente un segment de marché important ; - Décollage du marché de pompage PV ce qui représente une niche intéressante de marché ; - Maîtrise de procédures relatives à la mise en place des projets PV sous les régimes de concessions et d'autorisations ; - Une offre qui commence à se structurer ; - Développement de nouveaux mécanismes ciblant les ménages à faible consommation d'électricité. 	<ul style="list-style-type: none"> - Absence d'une instance indépendante de régulation du secteur électrique ; - Absence d'assistance technique aux agriculteurs, dans le choix des équipements ; - Procédures trop longues pour concrétiser les projets PV raccordés en MT ; - Retards importants dans le déblocage des subventions FTE ; - Procédures de validation des demandes et de mise en services des installations PV peu maîtrisées dans certains districts de la STEG ; - Méthodologie de comptage de l'excédent d'électricité pour les projets PV raccordés au réseau MT complexe et ne couvre qu'une partie minimale de la consommation électrique, ce qui est décourageant à l'investissement dans ce type de projets ; - L'irrégularité des appels à projets dans le cadre du régime des autorisations et la taille limitée des projets sous ce régime, ne permettent pas d'attirer les grands investisseurs ; - Le PPA relatif aux projets d'autorisation est jugé non bancable par les banques locales et internationales ; - L'accès au foncier et la complexité de changement de la vocation des terrains représentent un grand problème pour les développeurs des projets ER ; - Le secteur financier local est faiblement impliqué notamment, dans les projets sous régime des autorisations ; - Le programme Prosol-Elec, tel qu'il est conçu, crée une distorsion sur les prix des systèmes PV à faible capacité et empêche de répercuter la baisse des prix observée au niveau international sur les prix de vente au niveau local ; - Les prix d'achat de l'excédent d'électricité pour les projets PV raccordés en MT sont très en deçà des tarifs appliqués par la STEG ce qui n'encourage pas d'investir dans ce type de projets ; - Les droits de douane sur les panneaux PV (20%) sont relativement élevés en comparaison aux autres pays similaires ; - Absence d'un mécanisme dédié au pompage PV dans l'agriculture à l'instar du Prosol-Elec ; - Absence de dispositif de contrôle de la qualité des produits ; - Arrêt d'activité pour certaines sociétés installatrices causant une absence de SAV et de garanties d'équipements ; - Représentativité limitée des sociétés installatrices dans les régions, ce qui ne permet pas de susciter la demande sur tout le territoire ; - Subventionnement des tarifs d'électricité appliqués aux abonnés BT consommant moins de 300 kWh/mois affecte la rentabilité des systèmes PV ; - Manque de campagne de sensibilisation grand public ; - Manque de moyens humains et financiers au niveau de l'ANME et du Ministère en charge de l'énergie pour assurer une bonne planification et de suivi des projets.

2.3 L'énergie éolienne

2.3.1 Bilan des réalisations

Le développement des premières centrales éoliennes pour la production d'électricité a commencé en 2000 avec la mise en place de l'installation de Sidi Daoud (première tranche).

Au jour d'aujourd'hui, la capacité totale installée a atteint 240 MW.

Le graphique ci-après présente l'évolution de la puissance éolienne installée dans le pays.

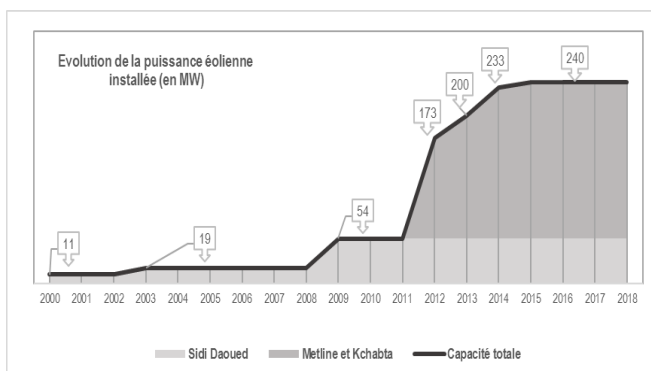


Figure 6: Evolution de la capacité éolienne installée en

Tunisie

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre du PST, le Ministère en charge de l'énergie a fixé dans son avis n° 01/2016 la capacité éolienne à installer durant la période 2017-2020 à 790 MW. La répartition de cette puissance selon les régimes et l'état de réalisations sont présentés dans le tableau suivant ;

Tableau 6: Programme éolien annoncé par le Gouvernement tunisien jusqu'à 2020 et état d'avancement

Régime	Capacité (MW)	Etat d'avancement
Concessions	500	<ul style="list-style-type: none"> Un AO de préqualification a été lancé le 23 mai 2018 pour réaliser 04 fermes éoliennes totalisant 500 MW; 12 promoteurs ont été préqualifiés pour 02 fermes à Jebel Abderrahmen (200 MW) et Jebel Tbagha (100 MW); L'AO restreint s'étalera jusqu'à fin 2021 afin d'achever les études et mesures de vent nécessaires.
Autorisations	130	<ul style="list-style-type: none"> En mai 2018, le ministère a relancé le premier round d'appel à projets relatif à l'énergie éolienne de capacité à installer égale à 130 MW (4 projets de 30 MW et 2 projets de 5 MW); 04 projets de capacité unitaire de 30 MW ont été retenus. Le montant d'investissements global s'élève à environ 400 MDT et les prix de vente varient entre 111 millimes/kWh et 136 millimes/kWh.
Autoproduction	80	Pas de réalisations pour ce type de projets malgré l'assistance technique fournie par l'ANME aux différents cimentiers
Projet de la STEG	80	La STEG a réalisé toutes les études nécessaires et a choisi la région de Kébili pour réaliser le projet. Toutefois, elle n'a pas eu encore le feu vert du Gouvernement pour le réaliser.
Total	790	

2.3.2 Acquis et principales contraintes de la filière

Les principaux acquis et contraintes de la filière éolienne pour la production d'électricité sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau 7: Acquis et contraintes de la filière éolienne

Acquis	Contraintes
<ul style="list-style-type: none"> - Une bonne connaissance du potentiel éolien et sa localisation géographique - Intérêt des développeurs et investisseurs internationaux au marché tunisien ; - Lancement des marchés des autorisations et des concessions, ce qui constitue le début d'un développement à grande échelle de la filière ; - Un savoir-faire acquis par la STEG en matière de développement et d'exploitation des installations éoliennes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Un effritement du savoir-faire acquis dû à la stagnation du parc éolien depuis 2012 ; - Absence d'une réserve de terrains publics pour accueillir les projets de concessions ; - Absence de mesures de vent dans des sites préalablement identifiés pour recevoir les projets de concessions ; - Une faible intégration locale ; - Absence de régulateur électrique indépendant ; - Les délais mentionnés par les différents textes réglementaires ne sont pas parfaitement respectés, ce qui constitue une contrainte au niveau du processus de planification des projets ; - Le régime d'autorisation est basé sur des appels à projets irréguliers et de petite taille (moins de 30 MW), ce qui ne permet pas d'attirer des développeurs et investisseurs de qualité ; - Le contrat de vente de l'énergie électrique produite dans le cadre des autorisations ER à la STEG (PPA) est jugé non bancable par plusieurs développeurs et bailleurs de fonds ; - L'accès au foncier et la complexité de changement de la vocation des terrains représentent un grand problème pour les développeurs des projets ER. - Manque de transparence par rapport aux cas nécessitant le renforcement du réseau électrique et les règles de calcul des coûts y afférents - La réglementation relative à l'Etude d'Impact Environnemental (EIE) n'a pas prévu de dispositions spécifiques pour les projets de production d'électricité par les ER dont la puissance est inférieure à 300 MW ; - Faible implication du secteur financier local dans le financement des projets éolien ; - Insuffisance de moyens humains au niveau du ministère en charge de l'énergie et de l'ANME ; - Insuffisance des compétences et expertise locale, en quantité et de qualité, pour concevoir, réaliser et suivre les grandes centrales éoliennes.

3 Perspectives de développement des énergies renouvelables

3.1 La décarbonisation du secteur électrique : une priorité mondiale

L'atteinte des objectifs pour le climat établis par l'Accord de Paris exige le renforcement des efforts déployés à l'échelle internationale pour la décarbonisation du secteur énergétique en général et de la production électrique en particulier. Selon le scénario proposé par l'IRENA, plus de 76% de la consommation mondiale d'énergie primaire en 2050 devrait être de source renouvelable.

Pour l'électricité, les énergies renouvelables devraient représenter une part de 85% de la production électrique mondiale à l'horizon 2050, contre 24% en 2015.

L'atteinte de ces objectifs ambitieux en termes de pénétration des ER dans le mix de la production nécessite une transformation profonde du secteur électrique, associant à la fois :

- **L'électrification** des usages finaux dans les secteurs de transport, bâtiment et industrie). La proportion d'électricité au sein de la demande totale en énergie finale des secteurs d'utilisation finale devrait augmenter de 20% en 2015 à plus de 50% en 2050.
- **La décentralisation** de la production électrique en faisant impliquer les consommateurs ce qui permettra la mise en place d'un plus grand nombre de petites unités de production électrique, principalement les installations solaires PV en toitures.
- **La digitalisation** pour soutenir l'intégration massive des ER au réseau à travers notamment le suivi permanent des performances des installations, des prévisions fiables de la production, la détection rapide des défaillances, la gestion de l'autoconsommation et le pilotage du réseau de distribution.

3.2 L'éolien et le PV resteront dominants dans le mix technologique mondiale des ER

Tenant compte de l'importance des gisements renouvelables disponibles, de la maturité technique des différentes filières ER et des niveaux de compétitivité économique atteints ou prévus pour ces filières par rapport aux énergies fossiles, toutes les analyses et études élaborées par les instances internationales s'attendent à ce que le solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne soient la locomotive de la transition énergétique future à l'échelle mondiale.

Pour le solaire PV et selon l'IRENA¹, la puissance installée serait multipliée par six au cours des dix prochaines années pour atteindre une capacité cumulée de 2840 GW en 2030. A l'horizon 2050, cette capacité serait d'environ 8520 GW d'ici 2050, soit 18 fois plus élevée qu'en 2018. Environ 60% de la capacité solaire PV fonctionnelle en 2050 serait de type centralisé et les 40% restants seraient installés au niveau des toitures (production décentralisée).

Les innovations technologiques de la filière de l'énergie solaire PV se focalisent essentiellement sur l'amélioration de l'efficacité et les performances des systèmes PV ainsi que la réduction de leurs coûts. Le changement technologique le plus important concerne les modules bifaciaux, dont la part serait d'environ 40% du marché à l'horizon 2030. Les innovations en termes d'usages et d'applications concernent principalement le solaire PV flottant, l'agrivoltaïque, le solaire PV intégré au bâtiment et le développement des parkings solaires, surtout avec l'importante croissance du marché des véhicules électriques.

Concernant l'énergie éolienne, cette technologie a connu d'importants progrès ayant permis d'améliorer ses performances techniques et économiques. La puissance cumulée installée de l'éolien terrestre à l'échelle internationale s'élève à plus de 620 GW en 2019 et devrait atteindre 1 800 GW en 2030 et 5 000 GW en 2050.

¹ IRENA (2019) - Future of solar photovoltaic

D'autre part, les innovations réalisées dans le domaine de l'**éolien offshore** offrent des perspectives prometteuses pour le développement de cette technologie durant les 3 prochaines décennies, notamment grâce aux nouvelles possibilités offertes pour l'installation des éoliennes dans des zones maritimes plus profonde et plus éloignées des côtes. Les prévisions de l'IRENA s'attendent à atteindre une capacité globale de l'éolien offshore de 228 GW en 2030 et environ 1000 GW en 2050, soit un taux de croissance annuel moyen de 11.5% sur la période 2020-2050.

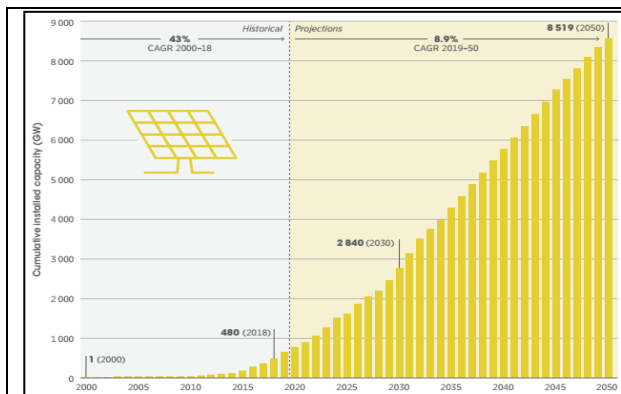


Figure 7 : Capacités cumulées du solaire PV à l'horizon 2050

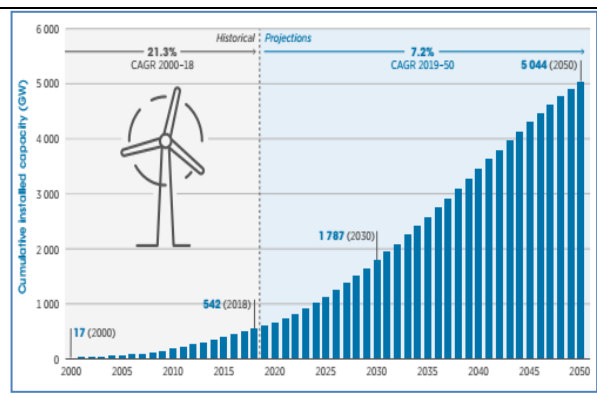


Figure 8: Capacités cumulées de l'éolien à l'horizon 2050

3.3 Les réseaux électriques doivent s'adapter pour intégrer les ER intermittentes

La nature fluctuante du solaire et de l'éolien et l'incapacité à prédire d'une manière exacte leur production à l'avance posent plusieurs défis et contraintes pour assurer à la fois l'intégration massive des ER à grandes capacités et le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande électriques. **Des systèmes électriques plus flexibles et intégrés** sont ainsi nécessaires afin d'absorber les parts élevées des ER dans le mix de production et maximiser leurs impacts en termes de baisse des coûts de l'électricité produite. La flexibilité du système électrique ne pourrait pas être assurée uniquement à travers l'ajustement de la production des centrales conventionnelles, ou éventuellement l'effacement des centrales ER en cas de surproduction, mais devra couvrir tous les éléments du système électrique, y compris la demande. Dans ce cadre, plusieurs actions ont été développées ou sont en cours de développement, dont on peut citer en particulier :

- L'amélioration des outils de prévisions de production renouvelable grâce à l'Intelligence artificielle et le recours aux Big Data.
- Le développement des réseaux maillés et le renforcement des interconnexions entre les pays soumis à des régimes différents de production ER ou ayant des allures différentes de courbe de charge.
- L'implication des consommateurs dans la gestion de la demande grâce à la mise en place d'une tarification dynamique avec un prix de l'électricité qui varie en fonction de l'équilibre offre-demande global et dont le contrôle sera assuré par des compteurs intelligents.
- Le développement des technologies de stockage adaptées aux différents niveaux du système électrique permettant de stocker et déstocker l'énergie électrique en fonction de l'évolution de l'offre et de la demande (STEP, batteries, air comprimé, Power-to-X).

La mise en place des différentes alternatives visant le renforcement de la flexibilité du systèmes électrique pour intégrer des parts élevés des ER dépend de plusieurs facteurs, dont notamment la capacité de mobiliser les investissements nécessaires pour le développement des technologies et de l'infrastructure, l'adoption de réglementation adéquate pour accompagner la restructuration profonde du secteur électrique et la capacité à faire les changements nécessaires au niveau des rôles des acteurs intervenants.

4 Potentiel technique des énergies renouvelables en Tunisie

Le potentiel technique des différentes filières ER en Tunisie a été calculé en se référant à la quantité et la qualité des ressources renouvelables disponibles et en prenant en considération les paramètres spécifiques à chaque filière, dont notamment :

- La distribution géographique des ressources ;
- Les superficies disponibles ;
- Les contraintes physiques et techniques d'utilisation des terres (terrains agricoles, zones de protection, zones urbaines, sites trop éloignés de la population, zones forestières, terrains complexes ...)
- La disponibilité des surfaces de toitures nécessaires à l'implantation des modules PV et des chauffe-eau solaires.

Le tableau suivant résume le potentiel technique des différentes filières.

Tableau 8: Potentiel technique des différentes filières ER

Filière		Potentiel technique
Eolien	Eolien terrestre	110 GW
	Eolien offshore	247 GW - Fixe : 34 GW - Flottant : 213 GW
Solaire PV	Autoproduction solaire PV	8 GW
	Production solaire PV centralisée	840 GW
	Pompage solaire PV	190 MW
CSP	CSP à tour	600 GW
	CSP à tour	400 GW
Biomasse		- 300 Mm3 Biogaz - 400 M litres Bioéthanol
Chauffage solaire	Chauffage solaire – Secteur résidentiel	4.7 Million m ²
	Chauffage solaire – Industrie et tertiaire	860 000 m ²

5 Stratégie de développement des ER en Tunisie

5.1 Un développement des ER qui s’inscrit dans une vision nationale bas carbone

La vision de développement des énergies renouvelables en Tunisie s’inscrit dans une vision globale de développement bas carbone du secteur énergétique. En conformité avec le scénario 2°C objectif de l’Accord de Paris, que la Tunisie a ratifié, la vision de la SNBC dans le secteur de l’énergie est de stabiliser le niveau des émissions du secteur de l’énergie à partir de 2040 pour le ramener à un niveau au moins égal, voire inférieur, à celui de 2015 à l’horizon 2050.

Au-delà de la vision climatique du secteur, la Tunisie vise avant tout l’amélioration de son indépendance énergétique pour réduire le risque de rupture même momentanée de son approvisionnement énergétique compte tenu du cout économique et social que peu impliquer une telle rupture.

Les leviers pour atteindre cet objectif ambitieux sont l’efficacité énergétique et l’électrification des usages couplé à une forte introduction des énergies renouvelables notamment pour la production électrique.

Dans le domaine spécifique des énergies renouvelables, la vision proposée pour la Tunisie est, qu’au moins la moitié de sa consommation d’énergie primaire, en 2050, proviendrait des différentes sources renouvelables. Cette forte pénétration des ER serait portée essentiellement par le secteur électrique, comme recommandé par les scénarios mondiaux permettant d’atteindre les objectifs de l’accord de Paris et qui préconisent un taux de pénétration des ER dans le mix électrique de 86%.

5.2 Un objectif ambitieux de recours aux ER

Compte tenu de la vision précédente, il s’agit de poursuivre un scénario « Bas Carbone » de développement des ER visant d’atteindre une part importante des énergies renouvelable dans le mix d’énergie primaire, ce qui permet de réduire la dépendance énergétique du pays. Ainsi, la cible en matière de part des ER dans la consommation d’énergie primaire est fixée à 45% en 2050 et 13% en 2030.

Le secteur électrique reste le plus indiqué pour le développement des ER, notamment dans le cadre d’une vision de décarbonation du secteur de l’énergie basée sur l’intensification de l’électrification des usages couplée avec une forte production électrique à partir des ER. Ainsi, la forte pénétration des ER dans le mix de la consommation d’énergie primaire sera portée notamment par la production électrique renouvelable.

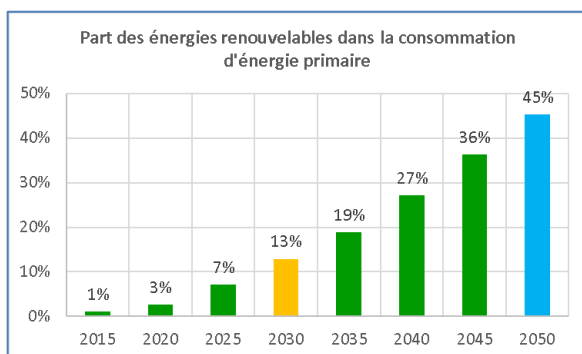


Figure 9 : Evolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire

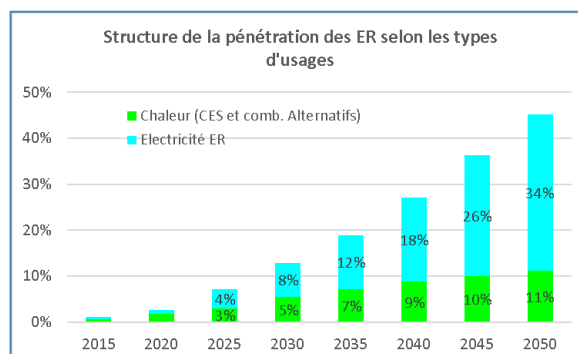


Figure 10 : Structure de pénétration des ER selon les types d'usages

Ainsi, en 2050, 34% de la consommation d’énergie primaire viendrait des ER pour la production d’électricité et le reste des ER pour les usages de chaleur. Ces derniers intègrent à la fois le solaire thermique et les combustibles alternatifs.

5.3 Quelle trajectoire de développement des ER pour la production d'électricité ?

5.3.1 Une cible ambitieuse, mais possible à l'horizon 2050

Pour atteindre l'objectif sus-présenté, le mix de production électrique doit évoluer vers une pénétration rapide et ambitieuse des ER. Les discussions avec les différentes parties prenante et en conformité par rapport à la stratégie bas carbone du secteur de l'énergie, ont abouti à considérer une cible de 80% de pénétration des ER dans la production d'électricité en 2050, selon le scénario volontariste (Bas carbone). Pour l'atteinte de cet objectif, le scénario retenu de prévoit des objectifs intermédiaires de l'ordre de 30% en 2030, 60% en 2040 et 80% à l'horizon 2050. Le scénario volontariste est à comparer par rapport à un scénario Business as Usual (BaU, selon lequel le taux de pénétration des ER dans la production électrique reste relativement stable et identique à celui d'aujourd'hui.

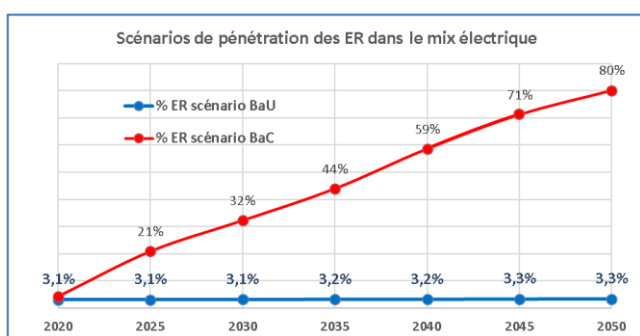


Figure 11 : Scénarios de pénétration des ER dans le mix électrique

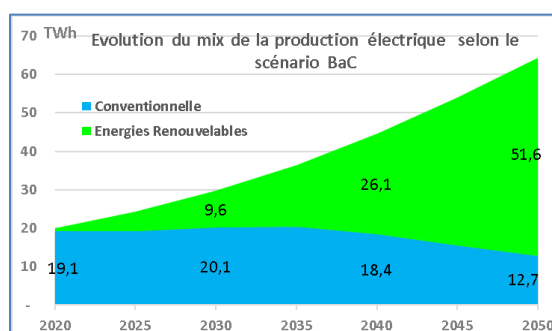


Figure 12 : Evolution du mix de la production électrique selon le scénario BaC

En se référant à l'évolution de la production électrique totale prévue par le scénario « Bas Carbone » (BaC)², le scénario de développement des ER permettrait la production d'environ 26 TWh en 2040 et 51.6 TWh en 2050, comme le montre le graphique précédent.

5.3.2 Quel mix technologique choisir ?

La question qui se pose est quelle technologie ER adoptée dans le mix technologique et à partir de quel moment ? Trois critères ont été considéré avec une priorité pour le premier :

- La parité avec le réseau
- Le taux d'intégration locale
- Le potentiel de création d'emplois

En ce qui concerne le premier critère, le tableau suivant, reconstitué partir des scénarios du Laboratoire Nationale Américain des ER, donne une indication la date de début de parité de chaque technologie avec le réseau.

² Scénario efficace au niveau de la demande et de l'offre électrique

Tableau 9 : Synthèse des dates de parité des différentes filières ER avec le réseau.

Technologie	Aujourd'hui	2020-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Solaire PV							
Centralisé							
Décentralisé MT et HT							
Décentralisé BT							
Eolien onshore							
FU 40%							
FU 35%							
FU 30%							
FU 25%							
FU 20%							
Eolien Offshore							
FU 50%							
FU 45%							
FU 40%							
CSP							
Biomasse							

Le solaire et l'éolien onshore sont d'ores et déjà rentable dans certaines conditions de productivité. La rentabilité du CSP et de l'éolien offshore ne sera atteint qu'au-delà de 2030.

Les centrales photovoltaïques de petites et moyennes capacités offrent des potentialités plus importantes en termes d'intégration locale. Avec le développement du nombre de projets et centrales ER en Tunisie, le taux d'intégration pourrait se développer pour se situer à environ 40% pour l'éolien et dans la fourchette 35%-55% pour le solaire PV. Pour le CSP, ce taux se limite à environ 20%.

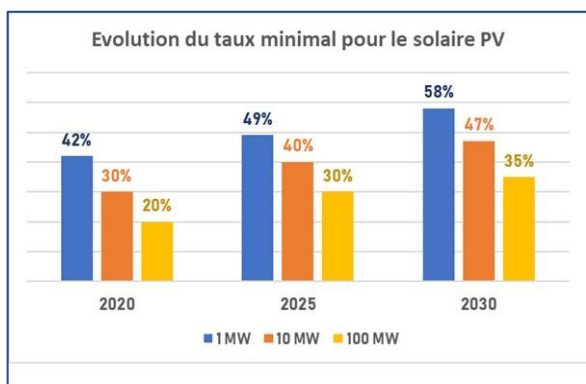


Figure 13 : Evolution du taux minimal d'intégration locale du solaire PV

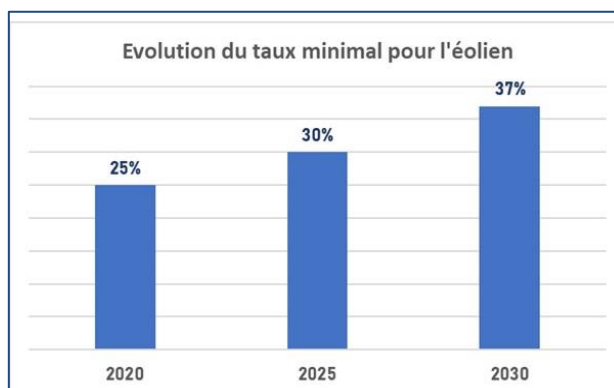


Figure 14 : Evolution du taux minimal d'intégration locale de l'éolien

En ce qui concerne l'emploi, l'étude réalisée par l'ANME avec l'appui de la GIZ en 2016³ en s'appuyant sur un modèle macroéconomique a estimé la potentiel de création d'emplois directs des ER dans le contexte tunisien comme suit :

Tableau 10 : Emplois créés par les différentes technologies renouvelables.

	Emplois pendant la phase de construction (pour 100 MDT investi)	Emplois permanents en phase de construction (pour 100 MDT investi)
Solaire PV	130	8
Eolien	122	50
CSP	76	30

³ ANME-GIZ (2012) : Energie renouvelable et efficacité énergétique en Tunisie : emploi, qualification et effets économiques

La même étude a permis de conclure que les programmes à caractère diffus sont plus intensifs en termes de création d'emploi, en particulier les programmes PROSOL thermique et photovoltaïque.

En synthèse, le tableau suivant présente la comparaison des principaux avantages et inconvénients des différentes technologies renouvelables.

Tableau 11 : Avantages et inconvénients des différentes technologies renouvelables.

Filière	Principaux avantages	Principaux inconvénients
Eolien	<ul style="list-style-type: none"> - La moins chère des technologies ER en termes du coût du kWh produit - Technologie expérimentée en Tunisie depuis plus qu'une décennie. - Taux d'intégration locale pouvant atteindre 40% - Disponibilité des ressources importantes à l'échelle nationale que ce soit au niveau de l'éolien terrestre ou en offshore - Progrès continu de la maturité technique et de la compétitivité économique de l'éolien offshore 	<ul style="list-style-type: none"> - Energie à production variable - Délais relativement importants pour le choix des sites et les études préliminaires - Acceptabilité locale relativement réduite
Solaire PV	<ul style="list-style-type: none"> - Atteinte de la parité réseau pour la production centralisée de moyenne et grande capacité - Baisse continue des coûts d'investissement et de production - Plus haut taux d'intégration locale et effet sur l'emploi le plus élevé des technologies renouvelables - Profil de production correspondant à la pointe d'été de la demande électrique - Temps de construction court et exploitation facile - Réseau important de sociétés installatrices - Technologie la plus adaptée à l'autoproduction 	<ul style="list-style-type: none"> - Energie variable avec une production uniquement pendant la journée - Problème de compétitivité des modules assemblés localement
CSP	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie offrant la possibilité de stockage de l'énergie - Potentiel solaire important - Existence des lignes de financement dédiés au CSP 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie non encore mature sur le plan économique - Coûts d'investissement coûteux - Taux d'intégration locale faible - Temps de construction relativement long
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> - Production régulière et dispatchable - Externalités environnementales importantes 	<ul style="list-style-type: none"> - Potentiel diffus et non bien défini - Coûts d'investissement et de production élevés

Tenant compte des critères précédent, le scénario de développement des ER dans le mix électrique à l'horizon 2050 sera axé essentiellement sur les filières les plus mûres techniquement et les plus rentables, à savoir l'énergie solaire PV et l'énergie éolienne terrestre. Au-delà de 2030, on verra la part du CSP et l'éolien offshore augmenter progressivement.

5.3.3 Capacité installée et son mix technologique

Tenant compte des objectifs de pénétration des ER aux différents horizons et de la productivité des différentes filières, la capacité totale à atteindre serait d'environ 3800 MW en 2030, 10 500 MW en 2040 et 21 500 MW en 2050, soit près de 90% de la capacité électrique totale installée. Ainsi la part la plus importante reviendra au solaire PV avec environ 67% des capacités renouvelables, suivi d de l'éolien (26%), puis du CSP (6%).

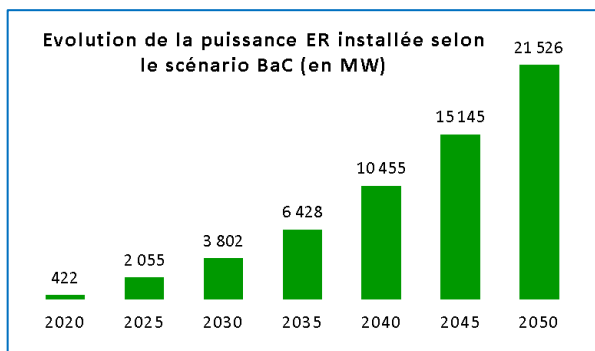


Figure 15 : Evolution de la puissance ER installée selon le scénario BaC (en MW)

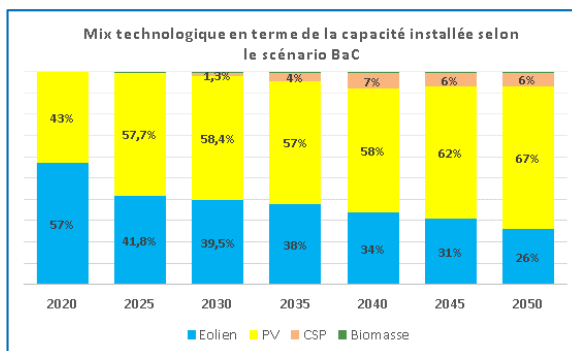


Figure 16 : Mix technologique en termes de capacité installée

Les capacités installées aux horizons 2040 et 2050 seraient respectivement de 6 100 MW et 14 400 MW pour le solaire PV et 3 500 MW et 5 700 MW pour l'éolien.

Il est à signaler que le scénario prévoit l'intégration de l'éolien offshore dans le mix technologique de production avec une capacité de 200 MW en 2040, 800 MW en 2045 et 1400 MW en 2050, soit 25% de la capacité éolienne installée à cet horizon.

Tableau 12 : Capacités installées des ER (MW).

Technologies	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Eolien	240	240	860	1 500	2 440	3 520	4 660	5 660
Onshore	240	240	860	1500	2440	3320	3860	4260
Offshore	-	-	-	-	-	200	800	1400
PV	26	182	1 185	2 222	3 683	6 100	9 415	14 396
CSP	0	0	0	50	250	750	950	1 350
Biomasse	0	0	10	30	55	85	120	120
Total BaC	266	422	2 055	3 802	6 428	10 455	15 145	21 526

5.4 Les ER pour la production de chaleur

5.4.1 Le solaire thermique

- **Le résidentiel**

Pour le chauffage solaire de l'eau dans le secteur résidentiel, l'objectif consiste à reprendre la dynamique du marché en doublant la surface annuelle des capteurs solaires installés pour atteindre 115 000 m² en 2030, sachant qu'elle se situe en 2020 à environ 63 000 m².

Cette dynamique de croissance serait maintenue durant la période 2031-2050 pour répondre aux nouvelles demandes et au remplacement des CES arrivant à leur fin période d'exploitation, estimée à 15 ans. Ainsi, le volume annuel du marché des CES installés pourrait atteindre environ 235 000 m² de capteurs en 2040 et 385 000 m² en 2050.

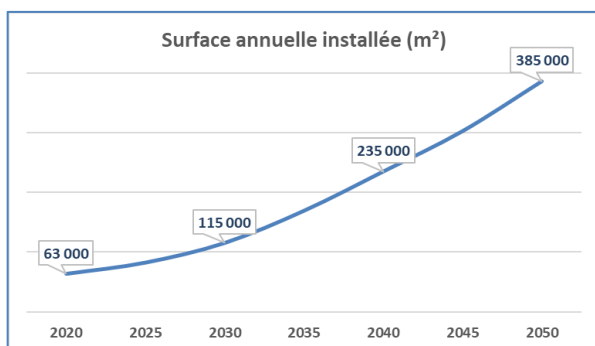


Figure 17 : Surface annuelle installée de capteur CES

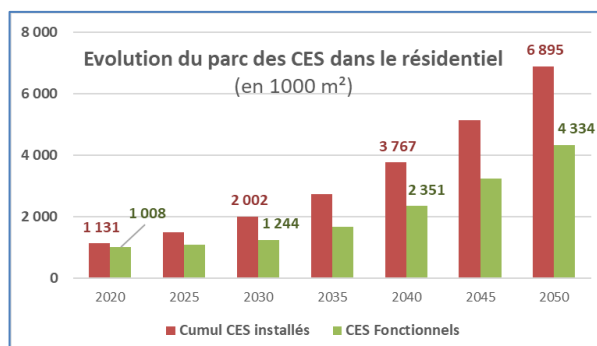


Figure 18 : Evolution du parc des CES dans le résidentiel

En termes de surface installée cumulée, le parc des CES pourrait atteindre environ 2 millions m² en 2030 et 6.9 millions m² à l’horizon de 2050, contre 1.1 million m² en 2020. Environ 37% de la surface installée sur la période 2021-2050 serait employée pour le remplacement des anciens CES. Ainsi, le parc des CES fonctionnels passerait de 1 million m² en 2020 à 4.3 millions m² en 2050.

- **Le collectif**

Pour l’utilisation du chauffage solaire dans les autres secteurs, Il est à signaler que les réalisations annuelles stagnent depuis plusieurs années autour d’une moyenne annuelle de 3 000 m².

L’objectif est d’atteindre une surface cumulée de capteurs solaires installée de 180 000 m² en 2040 et 320 000 m² en 2050. L’objectif de 320 000 m² à l’horizon 2050 pourrait être atteint à travers une croissance à un rythme progressif de la surface installée annuellement pour atteindre environ 6 000 m² en 2030 et 19 000 m² en 2050.

La part la plus importante de cette surface serait enregistrée par le secteur industriel. Les autres secteurs économiques, y compris le secteur hôtelier, seraient moins intéressés par cette technologie pour plusieurs raisons, dont on peut citer en particulier la concurrence du solaire PV, au niveau de l’occupation des terrasses pour l’implantation des systèmes, ainsi que le taux élevé prévu pour l’électrification des usages.

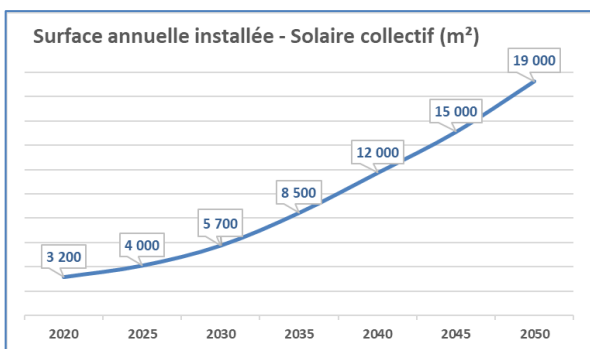


Figure 19 : Parc annuel installé dans le collectif

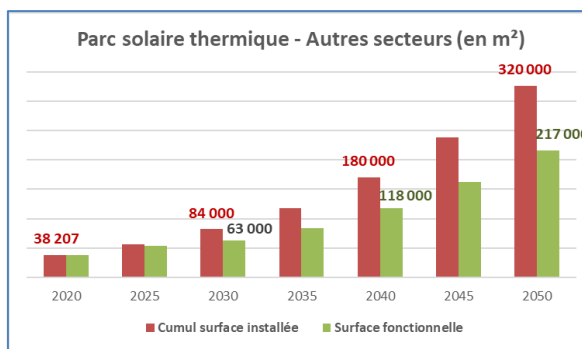


Figure 20 : Parc fonctionnel de CES dans le collectif

A titre indicatif, la surface des systèmes fonctionnels à l’horizon 2050 représente environ 60% du potentiel technique du chauffage solaire dans le secteur industriel.

5.4.2 Les combustibles alternatifs

Il s’agit notamment de l’utilisation du RDF et des déchets agroalimentaires pour la combustion directe en vue de produire de la chaleur dans les chaudières et fours industriels. Ces combustibles n’intègrent pas la partie bois-énergie qui pourrait être consommée par les ménages ruraux ou périurbain ainsi que le secteur tertiaire comme les cafés et les restaurants.

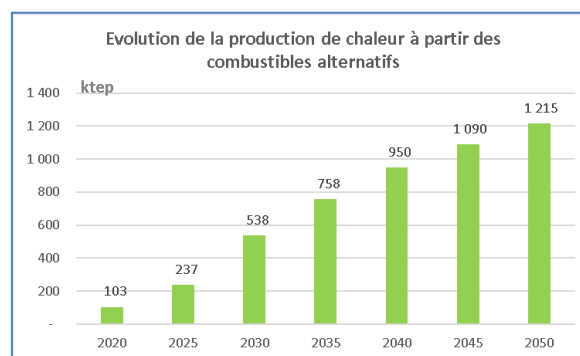


Figure 21 : Production de chaleur à partir des combustibles alternatifs

5.5 Des impacts positifs incontestables

5.5.1 Impacts énergétiques et climatiques

L’ensemble des ER permettrait d’économiser environ 128 Mtep de combustibles conventionnels cumulés sur la période 2020-2030. Comme le montrent les graphiques suivants, les ER pour la production d’électricité occupent la part la plus élevée dans les économies de combustibles générées, soit 80% en 2050 et 76% en terme cumulé sur la période 2020-2050.

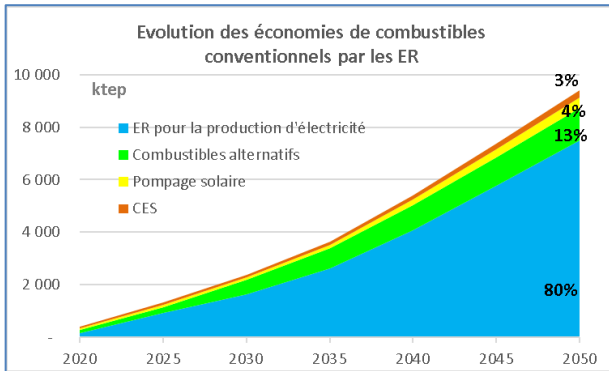


Figure 22 : Evolution des économies de combustibles conventionnels pour les ER

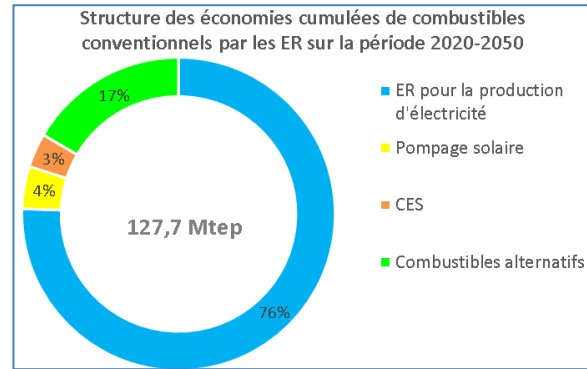


Figure 23 : Structure des économies cumulées de combustibles conventionnels pour les ER

En termes de GES, la mise en œuvre de la stratégie de développement de la part des ER en Tunisie permettra d'éviter environ 5,4 MteCO₂ en 2030 et 22 MteCO₂ en 2050.

Cumulées sur la période 2020-2050, les émissions évitées seraient d'environ 293 MteCO₂, provenant essentiellement de la substitution des combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité, comme le montre les graphiques suivants :

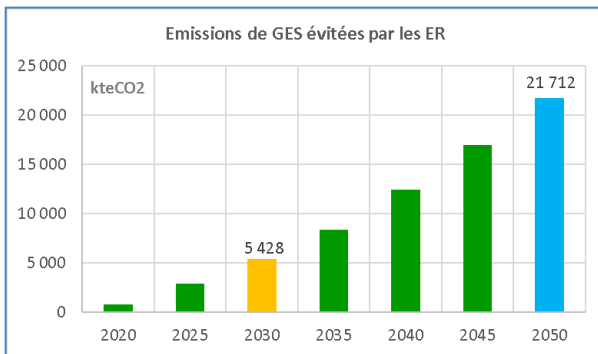


Figure 24 : Emissions des GES évitées par les ER

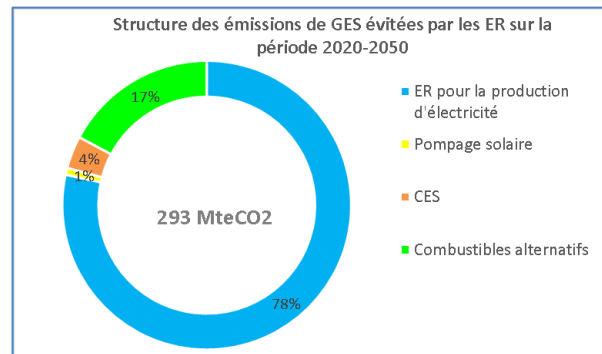


Figure 25 : Structure des GES évitées pour les ER

5.5.2 Impacts Socio-économiques

- **Mobilisation des investissements**

La mise en œuvre de la stratégie de développement des ER nécessitera des investissements importants estimés à environ 23,6 milliards USD sur la période 2020-2050, dont environ 4 milliards USD sur la période 2020-2030, comme le montre les graphiques suivants :

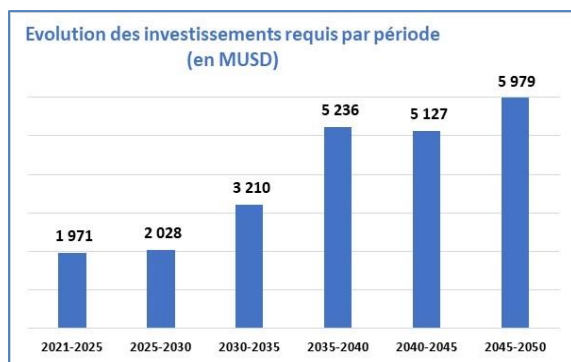


Figure 26 : Evolution des investissements requis par période

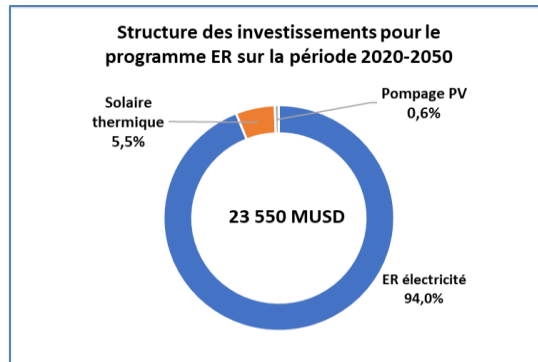


Figure 27 : Structure des investissements requis par le programme ER

La part la plus importante des investissements, soit 94%, sera réservée au secteur électrique, soit environ 22 milliards USD2019. La construction des centrales solaires PV nécessiterait environ 39% de l'enveloppe totale des investissements à mobiliser pour la production électrique à partir des ER, contre 35% pour l'éolien et 24% pour le CSP.

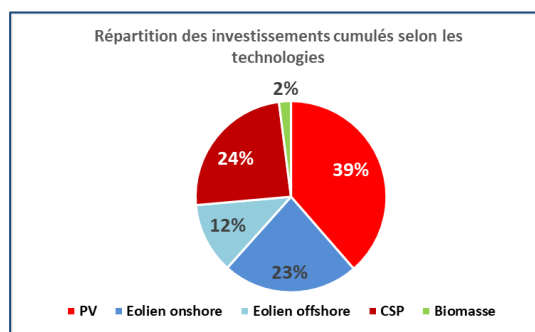


Figure 28 : Répartition des investissements cumulés selon les technologies

En plus des investissements dans les centrales de production ER, il faudrait prévoir des investissements supplémentaires relatifs au renforcement de l'infrastructure électrique pour assurer le transport de la production et gérer son intermittence. Il est difficile de prévoir avec précision le coût d'investissement à mobiliser dans ce cadre, notamment pour des taux de pénétration élevés de la part des ER et en absence des données sur la répartition géographique des centrales ER. En se référant aux résultats d'une étude élaborée en relation avec le sujet pour le marché allemand⁴, le coût d'investissement supplémentaire pour le renforcement du système électrique tunisien pourrait être estimé à environ **800 M\$**, dont 110 M\$ pour la période 2021-2030, 235 M\$ pour les réalisations de la période 2031-2040 et 460 M\$ durant la période 2041-2050.

Ces coûts n'incluent pas l'investissement dans le stockage et l'interconnexion et nécessitent des études beaucoup plus approfondies et actualisées en fonction de l'évolution de la part des ER dans le mix de production.

- **Gains sur la facture d'énergie**

L'économie totale sur la facture nationale d'énergie atteindrait environ 0,7 milliards USD en 2030 et 3,9 MUSD en 2050.

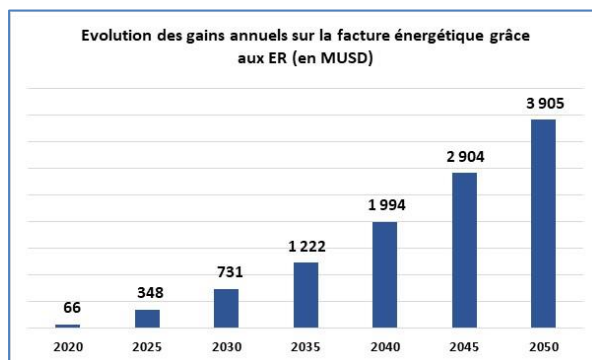


Figure 29 : Evolution des gains sur la facture énergétique

En termes cumulée, les économies réalisées sur la facture sont estimées à environ 4 milliards USD sur la période 2020-2030 et 47 milliards USD sur la période 2020-2050. En comparaison avec les coûts, les économies sur la facture dépassent les montants investis, soit un effet de levier de 1 sur la période 2020-2030 et 2 sur la période 2020-2050, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 13 : Effet de levier pour la collectivité

	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2045	2045-2050	2020-2050	2020-2030
Investissements	1 971	2 028	3 210	5 236	5 127	5 979	23 550	3 999
Gain sur la facture	1 222	2 765	4 921	8 278	12 395	17 437	47 018	3 986
Gain/investissement	0,6	1,4	1,5	1,6	2,4	2,9	2,0	1,0

4 Agora Energiewende (2015) : The Integration Costs of Wind and Solar Power

- **Le contenu local**

Le taux du contenu local dans les différentes filières d'énergie renouvelable devrait s'améliorer progressivement grâce à l'effet de l'apprentissage entraîné par la multiplication des projets et au renforcement des capacités et compétences des entreprises industrielles et des prestataires de service. Dans ce contexte, le contenu local des investissements prévus dans les ER pourrait atteindre un montant cumulé sur la période 2021-2050 d'environ 8,26 milliards de dollars. Ce montant représente l'équivalent de 35% de l'enveloppe totale de l'investissement prévu sur cette période.

- **Création d'emplois directs**

Le nombre d'emplois engendrés par le développement des ER dans le mix de production électrique dépendra du niveau du taux d'intégration locale atteint dans la chaîne de valeurs des différentes filières. Selon les hypothèses considérées pour les taux d'intégration, le nombre d'emplois créés par le scénario de développement des énergies renouvelables pourrait être estimé à environ 24 000 emplois en 2050.

- **Impacts macro-économiques**

Les impacts macro-économiques ont été simulés grâce au Modèle ThreeME de l'Office Français de la Conjoncture Economique (OFCE) qui a été adapté au contexte Tunisien dans le cadre de l'étude sur la Transition du Secteur Electrique réalisée par l'ANME et financée par le programme de la Banque Mondiale « Partnership for Market Readiness » en 20205.

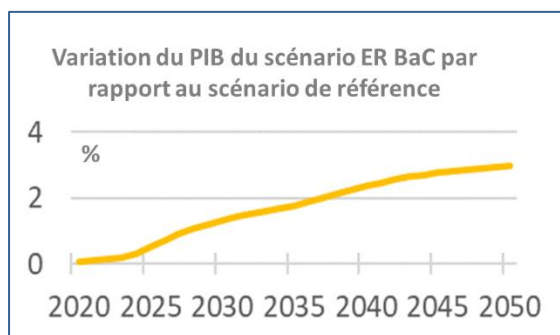


Figure 30 : Variation relative du PIB tunisien entre le scénario BaC de développement des ER et le scénario de référence

Ces simulations montrent que le PIB obtenu dans le cas du scénario ER bas carbone est plus élevé que le PIB du scénario de référence d'environ 3% en 2050, ce qui impactera positivement les revenus des ménages tunisiens, l'endettement public et la création d'emploi induit par l'effet Keynésien.

5.5.3 Bilan énergétique

- **La demande d'énergie primaire**

Selon le scénario BaU, la demande d'énergie primaire serait de 27,4 Mtep en 2050, soit environ 3 fois le niveau de demande de 2020. Dans le cas du scénario BaC (demande efficace + scénario de développement volontariste des ER), la demande d'énergie primaire augmenterait de 32% en 2050 par rapport à celle de 2020 et atteindrait ainsi 13,3 Mtep. En 2050, le gain en énergie primaire réalisé par le scénario BaC par rapport au scénario BaU serait de l'ordre de 53% en 2050, soit 14 Mtep.

5 Evaluation des impacts d'un objectif ambitieux de production d'électricité renouvelable sur le développement socio-économique, Projet « d'appui à la tarification carbone pour la mise en œuvre de la CDN et la transition bas carbone en Tunisie », PMR - ANME/PNUD, octobre 2020. Etude réalisée par le consortium OFCE-ALCOR.

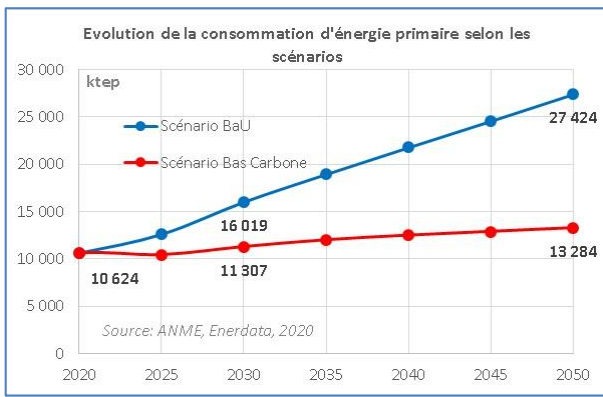


Figure 31 : Evolution de la consommation d'énergie primaire selon les scénarios (Source : ANME/ENERDATA, 2020)

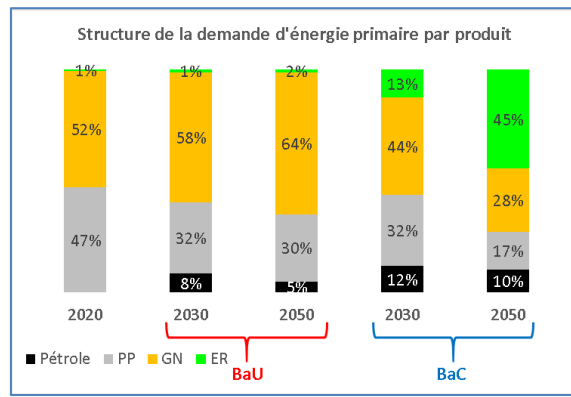


Figure 53: Evolution de la structure de la demande d'énergie primaire par produit selon les scénarios

Du point de vue mix énergétique, le gaz naturel qui représenterait environ 64% de la demande totale en 2050 dans le cas du scénario BaU ne serait que de 28% dans le cas du BaC. De même, la part des produits pétroliers qui serait de 30% en 2050 dans le cas du BaU ne serait que de 17% dans le scénario BaC. Cette baisse de la part des hydrocarbures dans la demande d'énergie primaire observée dans le cas du BaC provient de l'introduction massif des ER qui représenterait environ 45% en 2050, intégrant à la fois les ER pour la production d'électricité et les celles utilisées pour les usages thermiques directs.

• **L'intensité d'énergie primaire**

L'évolution de la demande d'énergie primaire s'accompagne par un découplage important avec la croissance économique dans le cas de deux scénarios BaU et BaC. En effet, l'intensité d'énergie primaire baisserait par rapport à celle de 2020 avec une moyenne annuelle de 1,8% par an. Cette baisse, observée dans le cas du BaU s'explique en grande partie par le changement de structure de l'économie en faveur du tertiaire et des activités industrielles de haute valeur ajoutée. Elle s'explique dans un second degré par la légère composante efficacité énergétique des usages, même dans le scénario BaU. Dans le cas du scénario bas carbone, l'intensité d'énergie primaire baisserait en 2050 à seulement à 0.038 tep / 1000 DT, soit une décroissance annuelle moyenne d'environ 4.2% sur la période 2020-2050.

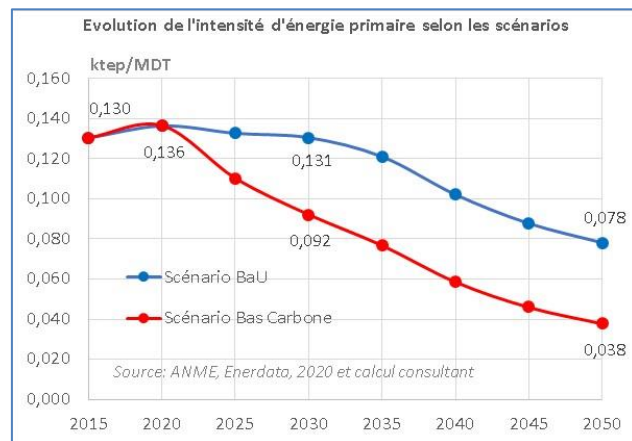


Figure 32 : Evolution de l'intensité d'énergie primaire selon les scénarios (Source : ANME/ENERDATA, 2020)

• **L'évolution de l'équilibre ressources-emplois**

En tenant compte des prévisions des ressources tunisiennes en hydrocarbure, le déficit de la balance énergétique pourrait être estimé en 2030 à 14,5 Mtep dans le cas du scénario BaU et uniquement 8 Mtep pour le scénario BaC. Ce déficit serait en 2050 respectivement de 27 Mtep et 6,8 Mtep.

En l'absence d'une politique volontariste en matière de transition énergétique, la Tunisie deviendrait totalement dépendante de l'étranger pour son approvisionnement énergétique (taux de déficit de 96%).

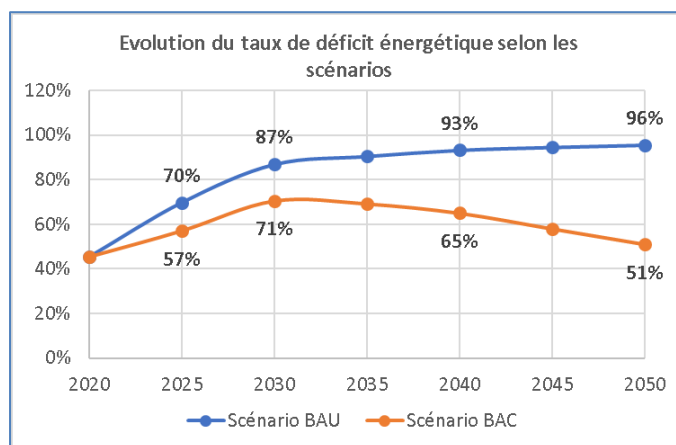


Figure 33 : Evolution du taux énergétique selon les scénarios

La mise en œuvre d'une politique bas carbone, accès à la fois sur la réduction de la demande d'énergie finale par le bais de l'EE et sur l'introduction massif des énergies renouvelables pour la production d'électricité, devrait permettre de garder le niveau de dépendance énergétique en 2050 à un taux presque équivalent à celui d'aujourd'hui.

Une politique de transition énergétique renforcerait ainsi la sécurité énergétique du pays et le rendrait plus résilient aux éventuels chocs des prix internationaux de l'énergie.

5.6 Quelles orientations pour opérationnaliser la mise en œuvre de la stratégie ?

Pour atteindre les objectifs fixés, il convient d'adopter un certain nombre d'orientations visant d'une part à accélérer le processus de mise en œuvre et d'autre part de maximiser les retombées économiques, industrielles et sociales de ce développement.

5.6.1 Quelles priorités pour le développement des ER ? La sécurité énergétique avant tout

Comme mentionné plus haut, la vision de la Tunisie pour le développement des ER doit être avant tout guidée par la sécurité d'approvisionnement énergétique et l'amélioration de l'indépendance du pays vis-à-vis des fournisseurs extérieurs d'énergie. En effet, le coût de développement des ER ne doit pas être comparé uniquement au coût des énergies conventionnelles (de moins en moins compétitives) mais aussi au coût d'une rupture d'approvisionnement énergétique, même assez courte, qui se traduirait par une perturbation des activités économiques et sociales, aujourd'hui inacceptable par la société.

Ce choix implique que la collectivité devrait parfois accepter à court et moyen terme des surcoûts générés par le développement des ER, justifiés par la nécessité d'éviter les risques de non approvisionnement à plus long terme.

Au-delà la garantie de la sécurité d'approvisionnement énergétique, la Tunisie valoriserait les cobénéfices de la mise en œuvre de la stratégie du développement massif des ER, à savoir :

- La lutte contre le changement climatique et la conformité de la Tunisie par rapport à ses engagements dans le cadre de l'accord de Paris.
- Les retombées économiques en termes de réduction de subvention à l'énergie, d'amélioration de la compétitivité économique, d'amélioration de la balance de paiement et de développement industriel
- Les retombés sociaux telles que la lutte contre la précarité énergétique et la création d'emploi.

5.6.2 Quel rôle pour le secteur public et le secteur privé ?

L'atteinte des objectifs retenus pour le développement des ER, nécessite d'importants investissements estimés à environ 1,8 milliards UDS d'ici 2025, 4 milliards USD jusqu'en 2030 et 25 milliards USD jusqu'en

2050. Il est clair que les finances publiques, soumises à des arbitrages sectoriels et de contraintes de ressources financières, ne permettent pas à elles seules de couvrir les besoins de financement des investissements requis. Par ailleurs, la plupart des investissements prévus sont suffisamment rentables pour attirer les investisseurs privés nationaux et internationaux.

Pour cela, le secteur privé devrait jouer un rôle prépondérant dans la mise en œuvre des investissements prévus par la stratégie dans les différentes filières. Ainsi, pour mettre en œuvre la stratégie, la Tunisie devrait être capable de drainer toutes les forces d'investissement nationales et internationales vers le secteur des ER, à savoir :

- Les ménages qui souhaitent investir dans des toits solaires pour réduire leurs factures électriques
- Les entreprises locales qui investissent dans les installations ER d'autoconsommation
- Les petits investisseurs nationaux qui désirent avoir des compléments de revenus en investissant dans des petites installations ER destinées à la vente d'électricité au réseau national
- Les moyens investisseurs nationaux désirant investir dans des projets de moyenne taille pour la production indépendante d'électricité
- Les grands investisseurs internationaux et nationaux souhaitant investir dans de mégaprojets d'ER pour la production indépendante dans le cadre de concessions.

La forte implication du secteur privé n'implique pas une marginalisation du secteur public dans le processus de développement futur des ER. Toutefois, son implication doit s'orienter vers les interventions nécessaires à la création et le maintien d'un environnement favorable à l'encouragement des investissements privés dans le cadre d'une approche gagnant – gagnant. Ainsi, les domaines d'intervention du secteur public seraient notamment les suivants :

- L'investissement dans l'infrastructure électrique capable de supporter le développement attendu des ER. Il s'agit du renforcement du réseau, des capacités de stockage, des interconnexions, etc.
- L'investissement par la STEG (et ses filiales) dans une proportion raisonnable des capacités ER installées dans l'objectif de maintenir un savoir-faire effectif dans la mise en œuvre et l'exploitation des différentes technologies ER. Toutefois, l'intervention de la STEG doit être traitée de la même manière que celle des investisseurs privés en termes d'exigence de performance économique et technique.
- La lutte contre la pauvreté énergétique à travers le soutien des ménages pauvres pour l'accès au ER (toits solaire PV, chauffe-eau solaire, etc.) en vue de réduire leur facture d'énergie.
- La régulation et le contrôle rigoureux du secteur électrique afin de permettre une sécurisation de l'intervention des investisseurs privés d'une part et protéger le consommateur d'autre part.

5.6.3 Quel modèle pour le développement des ER en Tunisie ?

Le débat est souvent assez animé entre ceux qui défendent un modèle de développement centralisé des ER basé sur les grands systèmes connectés au réseau de transport électrique et ceux qui sont pour un modèle décentralisé basé sur développement massif de petites installations connectées au réseau de distribution. Chacun des modèles présentent des avantages et des inconvénients, spécifiquement dans le contexte Tunisien.

Le modèle centralisé permet certainement de bénéficier des économies d'échelle et par conséquent disposer d'une production à faible coût. Cependant, il présente une plus faible flexibilité pour le système électrique et une capacité de crédit (% de puissance garantie) plus réduite. Ces systèmes, devant être installés dans des zones éloignées des concentrations de populations (centre de consommation électrique), nécessitent souvent la construction de longues lignes de transport pour évacuer l'énergie produite, ce qui implique des coûts d'intégration au réseau plus élevés.

Sur le plan institutionnel, ce modèle risque de centraliser la production dans la main d'un nombre réduit d'opérateurs privés créant ainsi une situation d'oligopole nuisible au secteur électrique.

Le modèle décentralisé est certainement plus cher en termes de coût de production électrique du fait de la faible taille des installations. Il est aussi plus compliqué à gérer pour l'opérateur du réseau quand le nombre d'installations devient trop élevé. Cependant ce modèle présente beaucoup d'autres avantages :

- Il offre une production plus efficace dans le sens où elle est consommée localement et du coup elle est soumise à de faibles pertes de réseaux en comparaison aux systèmes centralisés
- Le modèle présente une plus grande flexibilité pour le système électrique du fait que la production est plus uniformément répartie sur le territoire ce qui augmente la capacité de crédit totale (% de puissance garantie). Malgré le risque futur d'amplification du nombre d'installations, leur gestion par l'opérateur du réseau serait facilitée grâce au développement rapide de la digitalisation du système électrique.
- Le modèle permet de créer plus d'emplois que le modèle centralisé. Une grande partie de ces emplois sont, par ailleurs, de proximité et donc d'une plus haute valeur sociale.
- Ce modèle permet de disposer d'une plus grande marge de manœuvre dans le ciblage des consommateurs. Dans ce sens, il permet par exemple de cibler spécifiquement les ménages pauvres pour lutter contre la précarité énergétique
- Enfin, ce modèle permet de drainer l'épargne des ménages et des PME et augmenter ainsi les investissements dans le développement des ER.

En conclusion, les deux modèles ne sont pas antagonistes et devraient cohabiter ensemble dans la stratégie de développement des ER préconisées. L'un permet une réduction des coûts de développement et l'autre augmente les écobénéfices économiques et sociaux pour les consommateurs finaux et surtout démocratise le recours aux ER et permet de développer une culture populaire en leur faveur.

5.6.4 Comment ancrer le savoir-faire pour pérenniser le développement ?

Le programme de développement des ER en Tunisie ne devrait pas se réduire à un simple plan d'investissement et d'exploitation des installations. Il doit être l'occasion pour assurer un transfert de savoir-faire vers les acteurs nationaux ce qui permettra :

- Une plus grande intégration industrielle locale des filières impliquant plus de création de valeur ajoutée et d'emplois locaux
- Une acquisition de compétences et d'expertises nécessaires au niveau local permettant une plus grande pérennisation des filières au niveau national et même la création d'opportunités d'export du savoir vers d'autres pays de la région et du continent africain
- Un meilleur suivi et veille sur l'évolution des innovations organisationnelles et technologiques dans ce domaine, ce qui permettra une meilleure adaptation des choix tout au long du trajectoire de développement des ER.

Pour cela, il est important de mettre en place les programmes et les mécanismes nécessaires pour la formation professionnelle et universitaire, la Recherche et Développement et la veille technologique. Il est aussi nécessaire de favoriser le transfert technologique à travers la facilitation des joint-ventures industrielles et la promotion de la coopération internationale.

5.6.5 Comment financer la mise en œuvre de la Stratégie ?

Comme mentionné plus haut, la mise en œuvre de la stratégie requerra des montants d'investissement élevés qui impliquent des besoins importants de financement. Il est donc nécessaire de mobiliser l'ensemble des ressources financières nationales et internationales pour subvenir à ces besoins.

Ce besoin en financement constitue, pour les institutions financières locales, une opportunité et un nouveau marché qu'il convient de saisir tout en participant à l'objectif national de transition énergétique et écologique.

Dans ce sens, il est primordial d'instaurer un dialogue constructif et permanent avec le secteur financier national pour l'inciter à accompagner cette transition énergétique d'une part et prendre en compte les éventuelles barrières qui freineraient son intervention dans ce domaine, d'autre part.

Le secteur financier local devrait être amené à adapter ses politiques et outils de financement pour mieux s'adapter aux spécificités de ce nouveau marché :

- Faire évoluer les pratiques actuelles des banques basées sur le financement « corporate » vers une approche basée sur le « project finance » privilégiant les performances des projets ER au lieu des sécurité extra-projets fournis par les emprunteurs.
- Les banques devraient être moins frileuses vis-à-vis des projets ER et avoir une perception non exagérée des risques techniques.
- Les SICAR et les fonds d'investissements nationaux devraient être plus actifs pour soutenir la mobilisation des fonds propres des investisseurs potentiels dans les ER.
- Développer des instruments et produits financiers plus adaptés au financement des petits et microprojets, telle que la microfinance.
- Le secteur devrait être capable aussi de mobiliser l'épargne public vers les ER à travers des mécanismes appropriés, tel que le « crowdfunding ».

Enfin, une attention particulière doit être accordée à la finance carbone et particulièrement au marché carbone qui risque de prendre de l'ampleur mondiale dans les années futures.

5.6.6 Quel rôle pour le FTE ?

Depuis sa mise en place, le FTE a joué un rôle important dans la dynamisation du marché des énergies renouvelables de petite taille en Tunisie, dont notamment le marché des chauffe-eaux solaires et des toits solaires PV. Les énergies renouvelables ont accaparé la plus grande part des utilisations du FTE avec environ 60% du montant total de ses interventions sur la période 2005-2019. Une récente étude élaborée en 2020 par l'ANME a montré que le maintien des incitations actuelles accordées par le FTE aux différents projets d'énergie renouvelable nécessiterait la mobilisation d'environ 650 MDT sur la période 2020-2030. Avec le développement important attendu au niveau du nombre d'installations d'autoproduction par le solaire PV raccordé au réseau BT et MT. Un montant beaucoup plus important serait nécessaire au-delà de 2030.

Les ressources du FTE risquent d'être insuffisantes pour répondre à ces besoins surtout que les interventions actuelles de ce fonds sont basées sur les subventions directes et que l'approche de fixation de ces primes ne fournit pas la flexibilité nécessaire pour les ajuster en fonction de l'évolution des prix du marché et de l'amélioration de la rentabilité économique des projets.

Tenant compte de ces contraintes, le FTE devrait continuer à jouer son rôle de soutien au développement des ER mais probablement en ajustant son approche d'intervention :

- Concentrer son effort en priorité sur les populations et les secteurs vulnérables, dont on peut citer en particulier les ménages à faible et moyen revenu dans le cadre de la lutte contre la précarité énergétique ainsi que les activités économiques sensibles aux augmentations des tarifs de l'énergie. Les actions spécifiques ponctuelles réalisées par l'Etat et les collectivités locales pour réduire ses dépenses énergétiques font partie de cette catégorie. A titre d'exemple, le soutien du FTE au programme, Prosol Elec social, Prosol Elec économique et le programme ACTE rentre tout à fait dans ce cadre.
- Diversifier ses interventions, à travers l'octroi des primes directes à l'investissement et la participation au capital, pour inciter de nouveaux concepts d'investissement, dont notamment les projets de production d'électricité par les ER développés par des petits développeurs locaux, des groupements de personnes ou par les collectivités locales (investissement citoyen).

- Ajuster les niveaux de subventions accordées par le FTE en fonction de l'évolution des prix du marché et des niveaux de rentabilité des projets ER de façon à optimiser l'usage des finances publiques sans freiner le développement des ER. Cet ajustement devrait prévoir éventuellement l'arrêt de l'octroi des primes pour les projets déjà rentables pour leurs promoteurs et n'ayant pas d'impact sur la réduction de la subvention de l'Etat au secteur de l'énergie (comme par exemple les primes FTE accordées pour l'autoproduction PV aux grands consommateurs d'électricité appartenant du secteur résidentiel).
- Réviser les modalités d'intervention du FTE en favorisant celles les plus efficaces en termes de gestion et ayant les effets les plus bénéfiques en termes d'incitation à la concurrence et de réduction des coûts sur le marché. Cette révision est fortement recommandée par exemple pour le programme Prosol Elec à travers le remplacement de la subvention directe par la bonification du taux d'intérêt des crédits.
- Orienter, à terme, les emplois du FTE vers un appui calculé sur la base des résultats en termes d'émissions évitées et non pas sur la base de l'investissement (approche crediting).

5.6.7 Transformer nos institutions pour faciliter la transition énergétique

Il est évident que le cadre institutionnel et réglementaire actuels ne permettra pas une mise en œuvre efficace des objectifs ambitieux retenus en termes de pénétration des ER. Une transformation du paysage institutionnel est indispensable pour accompagner la mise en œuvre de la stratégie retenue. Les axes de cette transformation sont essentiellement les suivants :

- La stabilité de la politique et des choix énergétiques en matière de développement des ER qui doit être indépendante des changements politiques dans le pays. L'une des pistes est d'adopter une loi d'orientation énergétique qui définit les objectifs de long terme et qui soit engageante pour les gouvernements qui se succèdent.
- La mise en place d'un vrai organe de régulation qui soit capable d'effectuer un arbitrage indépendant entre les acteurs du marché de l'électricité et de l'énergie, plus généralement.
- Le renforcement des structures de planification au niveau du Ministère en charge de l'énergie et son ouverture sur les autres acteurs publics et privés concernés.
- Le renforcement de l'ANME et le recentrage de sa mission sur le pilotage général et le suivi de la politique de maîtrise de l'énergie ainsi que la conception et la validation de nouvelles approches de développement des filières ER.
- La mise en place d'une fonction de veille technologique à travers un groupe permanent associant l'ANME, le Ministère en charge de l'énergie, la STEG et les institutions de recherche et développement concernées.

5.6.8 Attention aux impacts environnementaux locaux

Enfin, avec le développement massif des ER et notamment le solaire PV, il est indispensable de penser dès à présent à la gestion des déchets générés par le programme à mettre en œuvre.

Afin d'établir un cadre réglementaire tunisien et un processus local pour le recyclage de ces équipements en fin de leur durée de vie, une feuille de route devrait être mise en place incluant les actions suivantes :

- Explorer la possibilité d'intégrer des dispositions spécifiques aux déchets solaires PV au niveau du cadre réglementaire actuel (décret relatif à la gestion des Déchets Electriques, Electroniques et Electroménagers (DEEE)
- Mobiliser les ressources nécessaires pour le financement de la collecte et de recyclage des modules PV en Tunisie.

- Responsabiliser et former les parties prenantes concernées, y compris les représentants concernés auprès du Ministère chargé de l’Energie et de l’Environnement, les assembleurs locaux des modules PV, les distributeurs des modules importés, les installateurs des systèmes solaires et les fournisseurs des services d’O&M.
- Définir les conditions et les modalités organisant l’export (et l’import) des déchets des modules PV vers les pays disposant des unités permettant leur recyclage et ce en application de la convention de Bâle du 22 mars 1989.
- Appliquer les dispositions pratiquées actuellement en Tunisie pour le recyclage du verre, des métaux et des DEEE aux modules PV et aux composants électriques et électroniques des installations solaires PV.
- Explorer la possibilité de mettre en place un cadre pour le marché secondaire des modules PV

5.7 Suivi de la mise en œuvre de la stratégie

Afin d’optimiser la trajectoire de développement des ER en Tunisie, il est indispensable d’assurer un suivi régulier d’un certain nombre d’indicateurs clés en vue de procéder à temps aux ajustement de la stratégie et du plan d’action, si nécessaire.

Les indicateurs à suivre sont essentiellement de trois types : Les indicateurs de progrès, les indicateurs d’impacts et les indicateurs financiers. Les indicateurs proposés sont présentés ci-après.

Tableau 14 : Indicateurs de progrès

Indicateurs	Détail
Capacités installées ER pour la production électrique	- Total - Par technologie - Par régime
Surface de capteur de se solaire thermique installée	- Total - Par secteur
Nombre de m ² de capteur solaire par 1000 habitants	- Total - Par région
Production électrique totale	- Total - Conventiionnelle
Production électrique ER	- Total - Par technologie - Par régime
Taux de pénétration des ER dans la consommation d’énergie primaire	- Total ER - ER électrique - ER pour la production de chaleur
Part des ER dans le mix électrique	- Total ER - Par technologie

Tableau 15 : Indicateurs d’impacts

Indicateurs	Détail
Combustibles conventionnels évitées	- Total - Pour la production électrique - Pour la production de chaleur
Emissions évitées	- Total - Pour la production électrique - Pour la production de chaleur
Emplois créés	- Total - Par filière d’ER
Economies sur la facture d’énergie	- Total - Par filière d’ER
Subvention évitée à l’énergie	- Total - Par filière d’ER
Contribution des ER à l’indépendance énergétique	Taux de dépendance sans et avec ER

Tableau 16 : Indicateurs financiers

Indicateurs	Détail
Investissements réalisés dans les ER	- Total - Par technologie - Par régime - National / international
Part de l'investissement ER dans le secteur électrique	- Par rapport aux moyens de production - Par rapport au système électrique total
Financements mobilisés pour les ER	- Total - National - International
Subventions mobilisées pour les ER	- Coopération internationale - FTE - Autres sources nationales
Effet de levier pour la collectivité	Gain sur la facture / investissement réalisé par période

6 Le Plan d'Actions

6.1 Principes de bases

Le plan d'action propose pour chaque filière des objectifs de réalisations physiques sur la période **2021-2030**. Ces objectifs ont été définis en tenant compte de plusieurs facteurs, dont notamment :

- Le scénario de développement dans le cadre du nouvel objectif visé à 'horizon 2050 ;
- Les objectifs annoncés par le PST et l'avis n°01/2016 dans sa version actualisée ;
- L'état d'avancement des projets lancés par le ministère de l'énergie dans le cadre des régimes de l'autorisation et de concession ;
- Le potentiel technico-économique de chaque filière, son niveau de maturation et les barrières spécifiques à son développement ;
- Les spécificités du contexte national et de la capacité de mise en œuvre des différents acteurs.

Pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, le plan d'action ne se limite pas à la proposition d'une répartition des investissements à réaliser, sur la période 2021-2030, par type de technologie mais il propose également la répartition de ces investissements par régime d'accès au réseau. Les hypothèses ayant servi pour définir le mix des régimes sont détaillés au niveau du sous-chapitre suivant.

Pour atteindre les objectifs, le plan d'action propose des mesures d'accompagnement, ayant fait l'objet de discussions avec les différentes parties prenantes lors de l'atelier de concertation organisé le 23 juillet 2020 à Tunis. Ces mesures sont réparties sur les 4 axes suivants :

- Les aspects institutionnels et réglementaires relatifs à toutes les filières renouvelables proposés dans le scénario de développement ;
- Les aspects liés au financement des ER et aux incitations publiques ;
- Les questions de positionnement technologique ;
- L'intégration des ER dans la politique sociale et régionale.

6.2 Fixation des objectifs selon les régimes d'accès

La réglementation actuelle régissant la production d'électricité à partir des ER en Tunisie a bien défini les régimes spécifiques aux différents projets réalisés dans ce cadre. Conformément à la loi n°12-2015 et ses différents textes d'application, ces régimes sont définis comme suit :

- Le régime de l'autoproduction pour les ménages et les institutions opérants dans les différents secteurs économiques et raccordés au réseau électrique ;

- Le régime d'autorisation, basé initialement sur le principe du tarif d'achat affiché et ayant été converti par l'avis n°1/2016 à un système d'appel à projets pour les installations ER dont la capacité ne dépassant pas une puissance limite de 10 MW pour le solaire PV et 30 MW pour l'éolien ;
- Le régime d'appel d'offres de type concession privée pour les projets dépassant la capacité limite fixée pour le régime du tarif d'achat affiché ;
- Le régime d'investissement public à travers la STEG.

Pour définir la répartition, sur ces différents régimes, des puissances ER à installer sur la période 2020-2030 et estimer leurs productions correspondantes, plusieurs hypothèses ont été adoptées. Ces hypothèses se présentent comme suit :

- Le maintien futur des régimes d'accès actuels tout en supposant l'extension du régime d'autorisation pour les projets solaires PV aux installations dont la capacité est inférieure à 1 MW. Ces installations pourraient être réalisées selon le principe du tarif d'achat affiché qui a été autorisé par la loi n°12-2015. La capacité globale de ces projets pourrait être fixée annuellement par un avis du ministère chargé de l'énergie ou éventuellement à travers le plan PN3ER. Pour la fixation des tarifs d'achat de l'électricité produite par ces projets, le ministère pourrait se référer aux tarifs proposés par les lauréats de chaque dernier round d'appel à projets solaires PV de capacité 1 MW.
- Pour surmonter l'ambiguïté actuelle concernant l'autorisation du Gouvernement à la STEG d'investir directement dans la réalisation des centrales ER, il a été procédé à la fusion des projets éventuels de la STEG avec le régime de concession sous la même rubrique « STEG-Concession » et ce pour différencier les projets ER ayant des capacités relativement importantes de ceux de puissances limitées, réalisés sous le régime de l'autorisation.
- Pour être en harmonie avec les régimes autorisés actuellement, la réalisation des projets éoliens sous le régime de l'autorisation a été maintenue lors du calcul du « mix des régimes » et ce malgré que la capacité autorisée actuellement est relativement faible et n'encourage pas la mobilisation des investisseurs privés. En cas de décision éventuelle de suppression des appels à projets pour l'énergie éolienne, la capacité prévue pour le régime de l'autorisation pourrait être transposée sous le régime de concessions.
- En se référant à la taille des projets réalisées à l'échelle internationale, il a été supposé que les centrales CSP seraient réalisées sous le régime de concession et éventuellement par la STEG.
- Pour des considérations techniques et économiques, tous les projets d'autoproduction ont été supposés réalisés par la technologie solaire PV.
- Pour des raisons en relation avec la disponibilité de ressources, il a été supposé que tous les projets de production d'électricité par la biomasse seraient de capacités limitées et par conséquent réalisés sous le régime de l'autorisation.

6.3 Les réalisations attendues

6.3.1 Les ER pour la production électrique

En alignant la capacité ER à installer à l'horizon 2030 à celle inscrite dans le cadre du Plan Solaire Tunisien (3800 MW), l'objectif de la pénétration des énergies renouvelables dans le mix de production électrique est actualisé et serait d'environ **21%** en 2025 et **32%** en 2030. A titre de rappel, ces objectifs ont été fixés au niveau du PST à respectivement 24% en 2025 et 30% en 2030. Cette mise à jour des objectifs du PST s'explique par plusieurs facteurs, dont notamment :

- L'actualisation de la demande électrique du scénario BaC par rapport à celle prévue par le PST ;
- Les retards enregistrés au niveau de démarrage des projets de production centralisée.

Tenant compte de la compétitivité économique, des ressources disponibles et des contraintes spécifiques des différentes filières, la nouvelle répartition proposée pour les capacités installées des différentes technologies ER aux horizons 2025 et 2030 se présente comme suit :

Tableau 17 : Capacités installées des différentes filières d'énergie renouvelable

Filière	Puissance installé (MW)	
	2025	2030
Eolien	860	1 500
PV	1 185	2 200
CSP	-	50
Biomasse	10	30
Total	2 055	3 800

Plusieurs ajustements ont été apportés au mix technologique défini par le Plan Solaire Tunisie, notamment au niveau de :

- La révision à la baisse des puissances à installer pour les projets CSP et la biomasse pour des raisons économiques et de disponibilité des ressources ;
- L'augmentation de la capacité prévue pour le solaire PV suite à la baisse importante des prix de cette technologie et des tarifs intéressants proposés dans le cadre des concessions et des appels à projets.
- L'actualisation de la capacité éolienne suite aux différentes contraintes qui persistent encore et qui entravent l'implication du secteur privé dans la réalisation des parcs éoliens.

• **L'énergie éolienne**

L'objectif consiste à augmenter la capacité des parcs éoliens en Tunisie de l'ordre de 620 MW d'ici 2025 et de 1260 MW d'ici 2030. Le calendrier proposé pour la mise en place de ces capacités additionnelles se présente comme suit :

Les principales hypothèses ayant servi pour la proposition de cette planification sont les suivants :

- La mise en place et l'entrée en fonctionnement des parcs éoliens initiés dans le cadre du 1^{er} round d'appels à projets en 2022 ;
- La mise en place et l'entrée en fonctionnement des parcs prévus dans le cadre du 1^{er} appel d'offres de concessions en 2023 (200 MW) et 2024 (300 MW) ;
- Le lancement en 2023 d'un appel à projets totalisant une capacité 120 MW et d'une concession de 200 MW et qui seraient mis en service respectivement en 2026 et 2027 ;
- Le lancement en 2027 d'un appel à projets totalisant une capacité 120 MW et d'une concession de 200 MW et qui seraient mis en service respectivement en 2030.

Tableau 18 : Capacité installée des parcs éoliens sur la période 2021-2030 (MW)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Autorisation		120				120				120
Concession/ STEG			200	300			200			200
Total		120	200	300		120	200			320
Cumul		120	320	620	620	740	940	940	940	1 260

• **L'énergie solaire PV**

La capacité solaire PV à installer sur la période 2021-2030 s'élève à environ **2100 MWc**. Les puissances annuelles prévues à être installées sont données dans le tableau suivant :

Tableau 19 : Capacités solaires PV sur la période 2021-2030 (MW)

Année	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacité (MW)	147	397	300	104	109	314	120	126	134	341

Tenant compte des puissances PV mises en place antérieurement, le cumul des capacités PV installées en 2030 serait de l'ordre de 2200 MW. L'évolution de la capacité solaire PV installée à l'horizon 2030 est présentée dans le graphique suivant

En termes du mix des régimes, la capacité additionnelle à installer pour le solaire PV sur la période 2021-2030 serait répartie comme suit :

- Le régime de concession : 43%
- Le régime de l'autorisation : 37%
- Le régime de l'autoproduction : 20%

La répartition proposée en termes de répartition de la puissance PV annuelle à installer selon les régimes d'accès au réseau se présente comme suit.

Tableau 20 : Répartition de la puissance PV selon les régimes d'accès au réseau (MW)

	Autoproduction	Autorisation < 1 MW	Autorisation 1 & 10 MW	Concession	Total
2021	23	0,5	123		147
2022	26	1	70	300	397
2023	28	2	70	200	300
2024	32	2	70		104
2025	36	3	70		109
2026	41	3	70	200	314
2027	46	4	70		120
2028	52	4	70		126
2029	59	5	70		134
2030	65	6	70	200	341
Total	408	31	753	900	2 091

• Le CSP

Tenant compte de l'objectif de l'approvisionnement énergétique du pays à moindre coût et des niveaux actuels du coût de production de l'électricité par le CSP, une seule centrale de capacité 50 MW est proposée à être installée dans le cadre du présent Plan. La date de mise en service de cette centrale est prévue en 2029.

Avec l'amélioration attendue au niveau de la compétitivité économique de la technologie CSP, le déploiement à grande échelle de cette filière est prévu au-delà de l'année 2030. Ainsi, la mise en place de cette première centrale servira aux différentes parties prenantes pour accumuler le retour d'expérience nécessaire pour se lancer ultérieurement dans un programme plus ambitieux de développement et d'exploitation de cette technologie.

La première centrale CSP pourrait être réalisée par la STEG surtout avec l'existence d'une ligne de financement dédiée par la Banque Mondiale pour cette technologie et qui vise les pays MENA. La centrale pourrait être également réalisée par le secteur privé dans le cadre du régime de concession.

• La biomasse

Le PST a prévu l'installation d'une capacité cumulée de production d'électricité à partir de la biomasse d'environ 100 MW à l'horizon 2030. Etant donnée le caractère diffus des ressources biomasse et les multiples contraintes qui persistent encore et ayant relation avec la collecte et le tri de ces ressources en amont de la phase relative à leur valorisation énergétique, il est proposé de réviser l'objectif de la capacité électrique à installer à travers cette filière pour qu'elle soit dans la limite de 30 MW.

Tenant compte du gisement de biomasse limité et diffus, il est proposé d'atteindre la capacité de 30 MW prévue à travers la réalisation de 3 projets de capacité unitaire 10 MW qui seront mis en service

respectivement en service 2025, 2028 et 2030. Ces projets seraient réalisés sous le régime d'autorisation, ou éventuellement dans le cadre de l'autoproduction.

Tableau 21 : Evolution des capacités de production électrique à partir de la biomasse (MW)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capacité annuelle	10			10		10
Cumul	10	10	10	20	20	30

- **Récapitulatif des réalisations**

Le tableau suivant présente les réalisations annuelles attendus par technologie entre 2021 et 2030. Le rythme des réalisations s'accélère progressivement pour passer d'environ 150 MW par an en 2021 à plus de 650 MW par an en 2030. Cela nécessite une forte capacité et organisation de la mise en œuvre au niveau de l'administration du secteur de l'énergie et des différentes filières des prestataires.

Tableau 22 : Synthèse des capacités annuelles de production électrique à partir des ER (MW)

En MW	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solaire PV	147	397	300	104	109	314	120	126	134	343
Eolien	-	120	200	300	-	120	200	-	-	320
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Biomasse	-	-	-	-	10	-	-	10	-	10
Total	147	517	500	404	119	434	320	136	184	673

En conséquence les capacités installées évolueraient de l'ordre de 420 MW en 2020 à 3800 MW en 2030, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 23 : Synthèse des capacités installées de production électrique à partir des ER (MW)

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Eolien	240	240	360	560	860	860	980	1 180	1 180	1 180	1 500
PV	182	275	672	973	1 077	1 185	1 499	1 619	1 745	1 879	2 222
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Biomasse	-	-	-	-	-	10	10	10	20	20	30
Total ER	422	515	1 032	1 533	1 937	2 055	2 489	2 809	2 945	3 129	3 802

6.3.2 Le solaire thermique

- **Le secteur résidentiel**

L'objectif proposé pour le développement du solaire thermique dans le secteur résidentiel est d'atteindre une surface cumulée des capteurs solaires destinés au chauffage de l'eau d'environ 1.5 million m² en 2025 et 2 millions m² en 2030, contre 1.1 million m² en 2020.

Afin d'atteindre cet objectif, il est indispensable de relancer la croissance du marché des CES et de le faire sortir de sa stagnation constatée depuis quelques années et marquée par la stabilisation de la surface annuelle installée des capteurs à environ 60 000 m²/an.

Ainsi, le plan de développement des CES prévoit la dynamisation progressive du marché pour atteindre une surface annuelle installée de 82 000 m² en 2025 et 115 000 m² en 2030. Avec ce rythme d'évolution du marché, la surface totale installée sur la période 2020-2030 serait d'environ 940 000 m² sur toute la période 2020-2030.

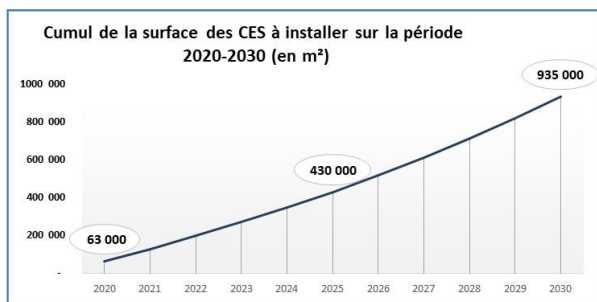


Figure 34 : Cumul de la Surface des CES à installer

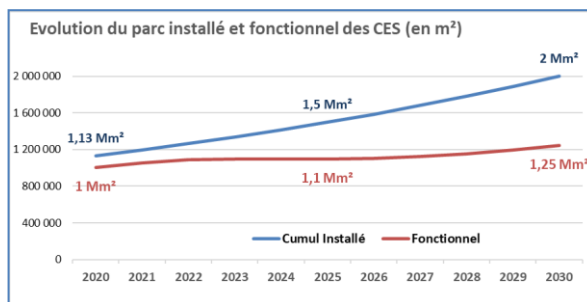


Figure 35 : Evolution du parc installée et fonctionnel des CES

Une partie importante des nouvelles réalisations servirait au remplacement des anciens CES ayant atteint la fin de leur période d’exploitation prévue (15 ans). La surface totale des CES fonctionnels serait d’environ 1.1 million m² en 2025 et 1.25 millions m² en 2030. Le graphique suivant illustre l’évolution de la surface des CES fonctionnels et sa comparaison par rapport au parc total des CES installés aux différents horizons.

Le taux de pénétration du marché du CES évoluerait d’environ 85 m²/1000 habitants en 2020 à 120 m²/1000 habitants en 2025 et 156 m²/1000 habitants en 2030. En se référant au parc des CES fonctionnels, ce taux serait réduit à 88 m²/1000 habitants en 2025 et 97 m²/1000 habitants en 2030.

• **L’industrie et le tertiaire**

L’objectif proposé pour le développement du solaire thermique dans les secteurs industriel et tertiaire consiste à installer une surface additionnelle d’environ 48 000 m² de capteurs sur la période 2020-2030, ce qui ramènerait la surface cumulée des capteurs solaires installés dans ces secteurs à environ 56 000 m² à l’horizon 2025 et 83 000 m² à l’horizon 2030.

L’atteinte de cet objectif nécessite de stimuler la croissance du marché pour atteindre une surface annuelle installée de 6 500 m² en 2030, soit le double de la surface annuelle installée en 2019.

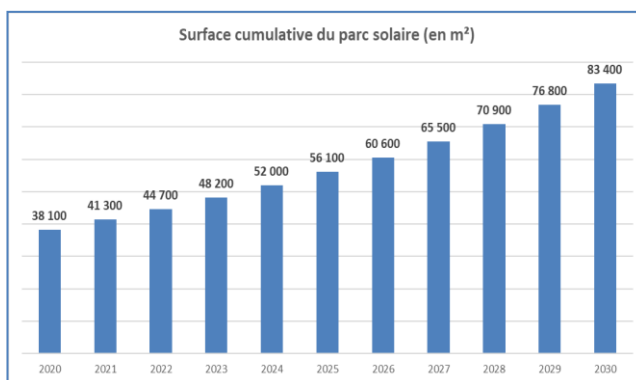


Figure 36 : Surface cumulative du parc solaire

Tenant compte des installations à remplacer, la surface totale des systèmes fonctionnels de chauffage solaire serait d’environ 53 000 m² en 2025 et 64 500 m² en 2030.

6.3.3 Le pompage solaire PV

L’objectif proposé est d’atteindre une capacité totale de pompage solaire installée à l’horizon 2030 d’environ 35 MW. L’atteinte de cet objectif nécessite le maintien d’un rythme croissant des réalisations annuelles pour passer de 0.8 MW/an en 2020 à 2.7 MW/an en 2025 et 6 MW/an en 2030. Les évolutions des capacités annuelles et cumulées sont présentées dans le graphique suivant.

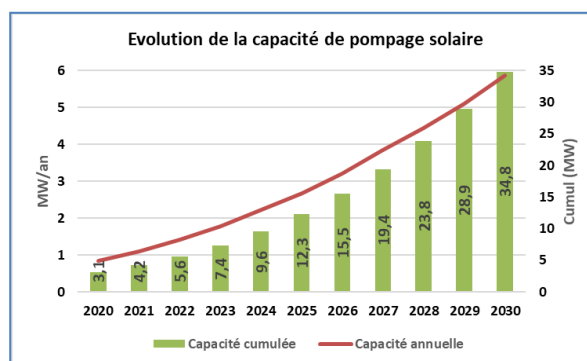


Figure 37 : Evolution de la capacité installée de pompage solaire

6.4 Les investissements requis

6.4.1 Les ER pour la production électrique

La mise en place des capacités ER additionnelles nécessiterait la mobilisation d'un montant total d'investissement estimé à environ 3755 M\$ sur la période 2020-2030. Ce montant se répartit sur 1 816 millions \$ durant 2021-2025 et 1 893 millions \$ sur la période 2026-2030.

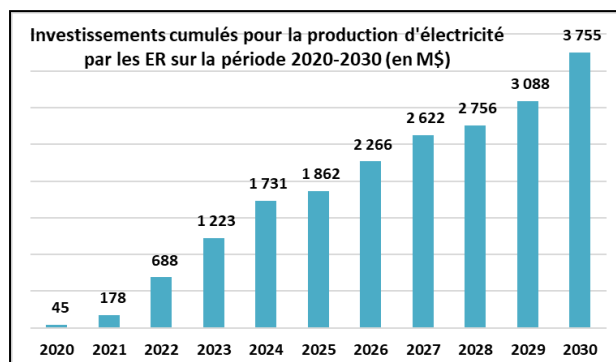


Figure 38 : Investissements cumulés pour la production d'électricité par les ER

En termes d'effort additionnel, les montants d'investissements annuels par filière sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 24 : Evolution de l'investissement dans les ER pour la production électrique (MUSD)

En M\$	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Solaire PV	45	133	337	251	90	91	244	94	95	96	235	1711
Eolien	-	-	174	284	418	-	161	262	-	-	394	1693
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236	-	236
Biomasse	-	-	-	-	-	39	-	-	39	-	38	116
Total	45	133	510	535	508	130	405	356	134	333	667	3755

6.4.2 Le solaire thermique

Pour le résidentiel, la mise en place du programme sur la période 2020-2030 nécessiterait la mobilisation d'un investissement d'environ 560 MDT. Le tableau ci-dessous présente l'évolution de l'investissement sur toute la période du programme.

Tableau 25 : Evolution de l'investissement des CES dans le résidentiel

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investissement annuel (MDT)	38	40	42	44	46	49	53	56	60	64	69
Investissement cumulé (MDT)	38	77	119	163	209	258	311	367	427	492	561

Pour les applications collectives, la mise en place de la surface additionnelle du chauffage solaire sur la période 2020-2030 nécessiterait la mobilisation d'un investissement d'environ 31 MDT. Le tableau suivant présente l'évolution de l'investissement sur toute la période du programme.

Tableau 26 : Evolution de l'investissement dans le tertiaire

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investissement annuel (MDT)	2,0	2,1	2,2	2,3	2,5	2,7	2,9	3,2	3,5	3,9	4,2
Investissement cumulé (MDT)	2,0	4,1	6,2	8,6	11,0	13,7	16,6	19,8	23,3	27,1	31,4

6.4.3 Le pompage PV

La mise en place de capacité PV pour le pompage d'eau nécessiterait la mobilisation d'un investissement d'environ 100 MDT. Le tableau ci-dessous présente l'évolution de l'investissement sur toute la période du programme.

Tableau 27 : Coût d'investissement pour le pompage d'eau

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investissement annuel (MDT)	3,6	4,5	5,5	6,6	7,8	8,9	10,2	11,6	12,6	13,8	15,1
Investissement cumulé (MDT)	3,6	8,1	13,7	20,2	28,1	37,0	47,1	58,7	71,4	85,2	100,3

6.4.4 Synthèse des investissements

Le total des investissements dans les ER sur la période 2020-2030 serait d'environ 4 milliards de USD répartie sur les filières comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 28 : Coût d'investissement total dans les ER (MUSD)

Filières	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Solaire PV	45	133	337	251	90	91	244	94	95	96	235	1 711
Eolien	-	-	174	284	418	-	161	262	-	-	394	1 693
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236	-	236
Biomasse	-	-	-	-	-	39	-	-	39	-	38	116
CES	14	15	15	16	17	18	19	21	22	24	26	207
Pompage PV	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	35
Total	60	150	528	553	528	151	428	381	160	361	698	3 998

6.5 Les impacts du plan d'investissement

6.5.1 Les impacts énergétiques

- Les ER pour la production d'électricité

L'énergie électrique produite par les ER atteindrait environ 5 TWh en 2025 et 9.6 TWh en 2030. Cela génèrera des économies annuelles de combustibles conventionnels d'environ 917 ktep/an en 2025 et 1,65 Mtep/an en 2030.

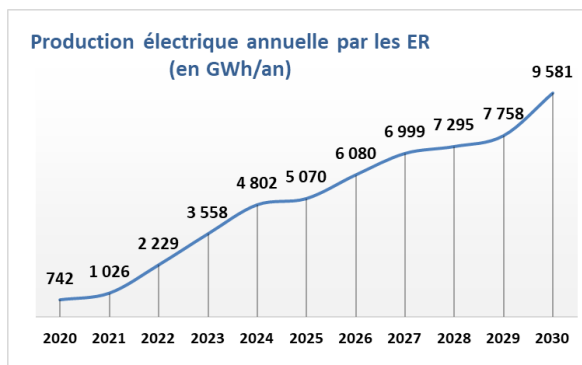


Figure 39 : Production électrique annuelle par les ER

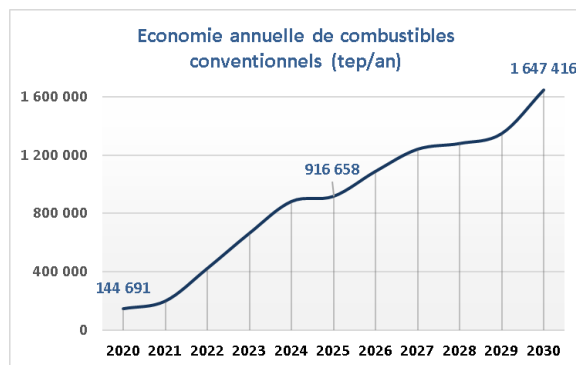


Figure 40 : Economies annuelles de combustibles conventionnels réalisées par les ER

Les économies de combustibles cumulées sur les périodes 2020-2025 et 2020-2030 seraient respectivement de 3,2 Mtep et 9,8 Mtep, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 29 : Les économies de combustibles réalisées par les ER pour la production électrique (ktep)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Eolien	103	101	168	296	484	477	537	655	649	642	818	4 931
Solaire PV	42	96	254	367	397	428	540	573	608	644	757	4 706
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	38	76
Biomasse	-	-	-	-	-	12	12	12	23	23	34	115
Total	145	197	422	663	882	917	1 088	1 240	1 280	1 347	1 647	9 828

• **Le solaire thermique**

Les économies cumulées de combustibles conventionnels sur les périodes 2020-2025 et 2020-2030 sont estimées respectivement à environ 450 et 860 ktep, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 30 : Les économies de combustibles réalisées par le solaire thermique (ktep)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Collectif	2,6	2,8	3	3,2	3,5	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,3	38
Résidentiel	68	70	73	74	73	74	74	76	77	80	83	822
Tous secteurs	70	73	76	77	77	77	78	79	81	84	88	860

• **Le pompage PV**

Compte tenu de la puissance de pompage solaire PV qui serait mise en place, les économies d'énergie primaire sur les périodes 2020-2025 et 2020-2030 sont estimées respectivement à environ 19 et 76 ktep.

Les évolutions des économies annuelles et cumulées d'énergie primaire grâce aux installations de pompage solaire sont présentés dans les graphiques suivants.

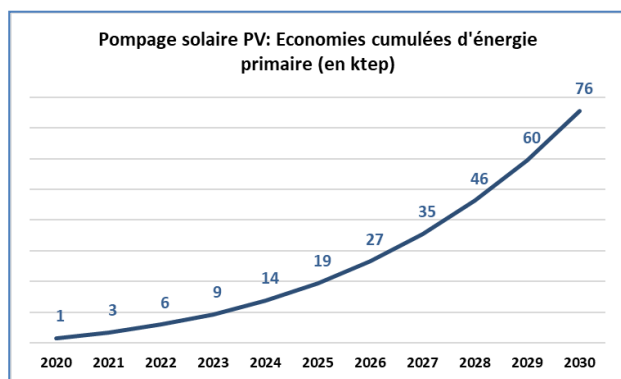


Figure 42 : Economies cumulées d'énergie primaire pour le pompage solaire

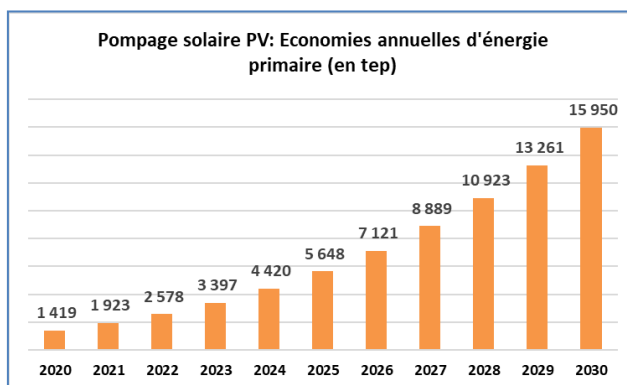


Figure 41 : Economies annuelles d'énergie primaire pour le pompage solaire

Synthèses des impacts énergétiques

En synthèse, les économies d'énergies primaire cumulée sur la période 2020-2030 seraient d'environ 10,8 Mtep provenant essentiellement des ER pour la production d'électricité (9,8 Mtep sur la période).

Tableau 31 : Synthèse des économies de combustibles réalisées par les ER (ktep)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ER pour production électrique	145	197	422	663	882	917	1 088	1 240	1 280	1 347	1 647	9 828
Eolien	103	101	168	296	484	477	537	655	649	642	818	4 931
Solaire PV	42	96	254	367	397	428	540	573	608	644	757	4 706
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	38	76
Biomasse	-	-	-	-	-	12	12	12	23	23	34	115
Solaire thermique	70	73	76	77	77	77	78	79	81	84	88	860
Pompage PV	1.5	2	3	3.5	4.5	5.5	7	9	11	13	16	76
Total	217	272	501	744	963	1 000	1 174	1 328	1 372	1 444	1 751	10 764

6.5.2 Les impacts sur les émissions de GES

• **Les ER pour la production électrique**

Le développement des ER pour la production électrique permettrait d'éviter des émissions de GES de 2,2 MteCO₂/an en 2025 et 3,9 MteCO₂/an en 2030. Sur toute la période 2020-2030, la quantité cumulée des émissions évitées est estimée à environ 23.4 MteCO₂.

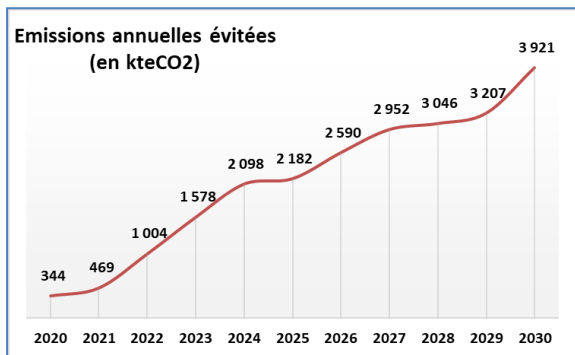


Figure 44 : Emissions annuelles évitées par les ER

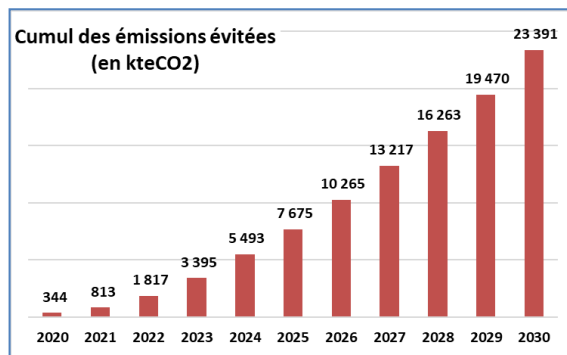


Figure 43 : Cumul des émissions évitées par les ER

- **Le solaire thermique**

Pour le solaire thermique les émissions cumulées évitées sur la période 2020-2030 sont d'environ 2,2 MteCO2, comme présenté dans le tableau suivant :

Tableau 32 : Emissions de GES évitées par le solaire thermique (kteCO2)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Emissions évitées (kteCO2)	176	184	190	193	193	193	195	199	204	211	220	2158

- **Le pompage PV**

Le pompage permet d'éviter environ 234 kteCO2 sur la période 2020-2030, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 33 : Emissions de GES évitées par le pompage PV (kteCO2)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Emissions évitée (kteCO2)	4	6	8	11	14	18	22	28	34	41	49	234

- **Synthèse des impacts en termes de GES**

Le total des émissions de GES évitées par les ER sur la période 2020-2030 serait d'environ 25,8 MteCO2 réparties sur les filières comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 34 : Synthèse des émissions de GES évitées par les ER (ktep)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ER production électrique	344	469	1 004	1 578	2 098	2 182	2 590	2 952	3 046	3 207	3 921	23 391
Eolien	245	241	400	704	1 152	1 135	1 277	1 560	1 544	1 529	1 947	11 735
Solaire PV	99	228	604	874	946	1 018	1 285	1 365	1 447	1 533	1 803	11 200
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91	90	182
Biomasse	-	-	-	-	-	28	28	28	55	54	81	274
Solaire thermique	176	184	190	193	193	193	195	199	204	211	220	2158
Pompage PV	4	6	8	11	14	18	22	28	34	41	49	234
Total	524	659	1202	1782	2305	2393	2807	3179	3284	3459	4190	25783

6.5.3 Gains sur facture d'énergie

- **Les ER pour la production électrique**

Le gain total cumulé sur la facture engendrée par la production d'électricité par les ER serait d'environ un Milliards USD en 2025 et 3.6 Milliards USD en 2030.

Tableau 35 : Les économies sur la facture réalisées par les ER pour la production électrique (MUSD)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ER pour production électrique	41	58	128	209	288	311	383	453	486	531	673	3 561

- **Le solaire thermique**

Pour le Solaire thermique, les gains sur la facture d'énergie s'élèveraient à environ 175 Millions USD en 2025 et 370 Millions USD en 2030, comme le montre le tableau suivant :

Tableau 36 : Les économies sur la facture réalisées par les ER le solaire thermique (MUSD)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Solaire thermique	25	27	29	30	31	33	34	36	38	41	45	370

- **Le pompage PV**

Les gains sur la facture d'énergie générés par le pompage PV en substitution du gasoil seraient de l'ordre de 33 Million USD sur la période 2020-2025 et 153 Million USD sur la période 2020-2030.

Tableau 37 : Les économies sur la facture réalisées par le pompage solaire (MUSD)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Pompage PV	1	1	2	2	3	4	5	6	8	10	13	56

- **Synthèse des gains sur la facture énergétique**

Au total, le programme des ER proposé pour la période 2020-2030 permettrait des économies sur la facture pour la Tunisie de 2020-2025 de l'ordre de 1,2 milliards de USD et environ 4 Milliards de USD sur la période 2020-2030, pour un investissement d'un montant presque équivalent.

Tableau 38 : Synthèse des économies sur la facture réalisées par les ER (MUSD)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ER pour production électrique	41	58	128	209	288	311	383	453	486	531	673	3 561
Eolien	29	30	51	93	158	162	189	240	246	253	334	1 785
Solaire PV	12	28	77	116	130	145	190	210	231	254	310	1 701
CSP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	16	31
Biomasse	-	-	-	-	-	4	4	4	9	9	14	44
Solaire thermique	25	27	29	30	31	33	34	36	38	41	45	370
Pompage PV	1	1	2	2	3	4	5	6	8	10	13	56
Total	67	86	159	241	322	348	422	495	532	582	731	3987

6.6 Le plan d'accompagnement

Le plan d'investissement pour la période 2021-2030 nécessite la mise en œuvre de plusieurs mesures d'accompagnement pour mettre en place les conditions nécessaires au déploiement des énergies renouvelables en Tunisie conformément aux objectifs fixés. L'ensemble de ces mesures et les actions à entreprendre dans ce cadre ont été discutées lors de l'atelier de concertation avec les parties prenantes organisé le 23 juillet 2020. Les mesures et actions à entreprendre sont réparties sur 4 principaux axes :

- Axe1 : Les aspects institutionnels et réglementaires relatifs à toutes les filières renouvelables proposés dans le scénario de développement
- Axe 2 : Les aspects liés au financement des énergies renouvelables et aux incitations publiques
- Axe 3 : Les questions de positionnement technologique
- Axe 4 : L'intégration des énergies renouvelables dans la politique sociale et régionale

Il est à noter que plusieurs des actions arrêtées lors de cet atelier figurent déjà au niveau du Plan d'accélération du Plan Solaire Tunisien qui a été élaboré en mars 2018 suite à la conférence nationale sur

le développement des énergies renouvelables, organisée le 7 et 8 décembre 2017, mais qui n’ont pas pu être concrétisées jusqu’à maintenant.

Le coût total des actions d’accompagnement à mener sur la période 2021-2025 s’élève à environ 7 M\$, réparti comme suit :

- Actions pour renforcer l’environnement institutionnel et réglementaire : 800 m\$;
- Actions pour l’amélioration du financement et du cadre incitatif des ER : 700 m\$;
- Actions visant le renforcement de positionnement technologique : 3 800 m\$;
- Mesures pour l’intégration des ER dans la politique sociale et régionale : 1 700 m\$.

Le planning et le coût estimé pour chaque action sont détaillés dans les tableaux suivants.

Tableau 39 : Planning et coûts pour l’axe 1

Axe 1 : Aspects institutionnels et réglementaires						
Actions	2021	2022	2023	2024	2025	Coût (k\$)
Elaboration et promulgation d’un code des énergies renouvelables.						200
Elaboration du cahier des charges relatif aux études d’impacts sur l’environnement des projets ER						50
Publication des conditions de la mise à disposition des promoteurs privés des sites appartenant aux domaines de l’Etat						20
Elaboration d’un cahier des charges simplifiant les exigences techniques de raccordement au réseau pour les projets d’autoconsommation sans transport d’énergie produite.						-
Révision de la constitution du dossier à déposer à la CTER pour les projets d’autoconsommation réalisés par les institutions publiques						-
Révision du système actuel de comptage et de facturation des excédents pour l’autoproduction en MT						30
Fixation du prix de transport par le réseau de l’énergie électrique produite par les sociétés d’autoproduction (loi transversale sur l’investissement)						30
Actualisation du contrat d’achat PPA pour le régime des autorisations						60
Révision de la puissance des projets éoliens soumis au régime de l’autorisation						-
Mise en place d’un cadre spécifique autorisant la réalisation des projets solaire PV de petite capacité PV (inférieure à 1 MW)						60
Elaboration des conditions et modalités autorisant la réalisation des travaux de raccordement électrique par les promoteurs des projets						-
Accélération de la mise en place du régulateur indépendant du secteur électrique*						-
Renforcement des capacités des institutions publiques intervenantes dans les projets ER						200
Réservation des sites pour la réalisation des concessions éoliens et solaires						100
Mise en place des outils de contrôle pour les projets de pompage solaire pour minimiser les impacts sur les ressources en eau						50
Total						800

*) Le coût de la mise en place du régulateur est défini par l’étude élaborée en relation avec ce sujet

Tableau 40 : Planning et coûts pour l’axe 2

Axe 2 : Investissement, financement et incitations						
Actions	2021	2022	2023	2024	2025	Coût (k\$)
Actualisation des incitations accordées par le FTE pour les CES et les systèmes PV						-
Externalisation et digitalisation de la gestion des avantages octroyés par le FTE*						-
Révision de la fiscalité appliquée aux modules solaires PV						-
Opérationnalisation du programme <i>Prosol-Elec Economique</i>						-

Montage d'un programme spécifique pour la promotion de pompage solaire						100
Création d'un fonds public pour le financement du renforcement du réseau pour augmenter l'intégration des ER						150
Etude sur le renforcement du réseau électrique à travers le Partenariat Public Privé (PPP)						100
Mobilisation des financements nécessaires pour les projets d'interconnexion électrique avec l'Europe et de développement de la station de pompage-turbinage						-
Création et mise en place d'un service d'accompagnement au montage des petits projets						100
Mise en place d'une procédure spécifique de garantie des crédits avec la SOTUGAR						-
Implication des SICAR dans l'investissements des projets de production d'électricité par les ER						-
Etude du financement participatif (crowdfunding) des projets ER						50
Montage d'un programme financé par le Fonds Vert pour le Climat ciblant les petits investisseurs						200
Total						700

*) Etudes lancées par l'ANME

Tableau 41 : Planning et coûts pour l'axe 3

Axe 3 : Positionnement technologique						
Actions	2021	2022	2023	2024	2025	Coût (k\$)
Mise en place d'un programme de Recherche & Développement sur la flexibilité du réseau électrique et les systèmes de stockage						1000
Coopération avec les programmes internationaux de R&D						-
Projets de démonstration sur les technologies innovantes						1000
Etude sur les solutions de flexibilité les mieux adaptés au contexte tunisien pour l'intégration des ER (STEG)						100
Planification des centrales conventionnelles en fonction des objectifs d'intégration des ER dans le mix de production électrique (STEG)						-
Etude de prospection des sites potentiels les STEP (STEG)						150
Etude sur l'amélioration de la flexibilité de la demande à travers le les compteurs intelligents (STEG)						150
Mise en place d'un programme intégré pour le contrôle de la qualité des CES et des systèmes PV						400
Renforcement des laboratoires nationaux pour effectuer les essais sur les des composants des systèmes PV et des CES						500
Appui au développement de l'intégration industrielle locale des composants ER						500
						3 800

Tableau 42 : Planning et coûts pour l'axe 4

Axe 4 : Intégration des énergies renouvelables dans la politique sociale et régionale						
Actions	2021	2022	2023	2024	2025	Coût (k\$)
Intégration des ER dans les plans de développement régionaux						-
Lancement des consultations publiques dans les régions disposant des potentialités importantes pour le développement des projets ER						200
Etudes du potentiel de développement des ER dans les régions						400
Identification des besoins en renforcement d'infrastructures dans les régions disposant de potentialités importantes de développement des ER						300
Renforcement des capacités de la société civile et leur implication dans le développement des ER dans les régions						250
Sensibilisation et formation des instances régionales sur les différents aspects en relation avec les ER						300
Conception d'un programme spécifique pour le développement des ER au niveau des ménages à bas revenus						250
						1 700