

CONSULTATION NATIONALE SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

**Pour le
renforcement de
l'écosystème
national**

Elaboré par Chekib Ben Mustapha – Mai 2024



Table des matières

Executive summary	3
Le contexte.....	3
État d'avancement des projets	3
Défis du réseau de transport d'électricité.....	3
Le mix énergétique.....	4
Le recours aux capacités tunisiennes : une politique nationale	6
Stratégie proposée	6
Contexte énergétique national.....	7
La transition énergétique en Tunisie	9
Un potentiel très encourageant.....	9
Les ressources solaires	9
Les ressources éoliennes	10
Les projets d'énergie thermo-solaire.....	11
Autres ressources	11
Des objectifs ambitieux pour la transition énergétique	13
Le Plan Solaire Tunisien	13
Le PST actualisé.....	13
Un cadre réglementaire, institutionnel et incitatif spécifique pour promouvoir les énergies renouvelables.	14
Le cadre réglementaire.....	14
Le cadre institutionnel.....	16
Le cadre incitatif	17
Le réseau électrique.....	19
Une consommation nationale très variable	19
La flexibilité du réseau.....	21
État d'avancement des projets dans le domaine des énergies renouvelables	24
Les projets de solaire photovoltaïque raccordé au réseau électrique.....	24
L'autoproduction PV raccordé à la Basse Tension	24
L'autoproduction PV raccordé à la Moyenne Tension.....	27
L'autorisation	27
Les concessions.....	29
Les projets de la STEG	31
Les projets de solaire photovoltaïque non raccordés au réseau électrique	31
Au niveau de l'électrification rurale.....	31
Le pompage de l'eau	32
Les chauffe-eau solaires individuels "CES"	32
Le chauffage solaire collectif de l'eau	33
Défis du réseau de transport d'électricité	34
Le mix énergétique.....	39
Le recours aux capacités tunisiennes : une politique nationale	49
Stratégie proposée	50

Axe 1 : Libérer l'autoconsommation.....	50
Axe 2 : Accélérer l'autoproduction.....	51
Axe 3 : Développer les projets d'autorisation.....	51
Axe 4 : Reporter les nouveaux projets de concession.....	52
Axe 5 : Electrifier l'économie tunisienne.....	52
Axe 6 : Préparer les projets visant l'exportation.....	53

Executive summary

Le contexte

La forte baisse de la production d'hydrocarbures depuis 2011 a entraîné un déficit énergétique qui constitue aujourd'hui un des principaux défis de l'économie tunisienne. Le taux d'indépendance énergétique s'est ainsi dégradé de 93 % en 2010 à 48 % en 2023 et pourrait, selon certaines études, atteindre 30 % en 2030. De grands espoirs sont placés aujourd'hui sur l'adoption accrue des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité. La Tunisie bénéficie, dans ce cadre, d'un potentiel important estimé à 280 GW pour l'énergie solaire et à 10 GW pour l'éolien.

Les politiques publiques se sont intéressées à la transition énergétique depuis 2009. La première stratégie détaillée a été présentée en 2015 avec le Plan Solaire Tunisien (PST) qui a prévu d'installer à l'horizon 2030, une capacité additionnelle de 3815 MW en énergies renouvelables. A cet effet, un cadre réglementaire, institutionnel et incitatif spécifique et très élaboré pour promouvoir les énergies renouvelables a été mis en place au cours des années suivantes.

État d'avancement des projets

Les réalisations restent très en-deçà des ambitions affichées. Les réalisations du régime de l'autoconsommation sont très encourageantes avec, pour le seul mécanisme PROSOL, une puissance cumulée des systèmes PV installées de 217 MW en 2023 avec, sur la période 2017-2023, une croissance moyenne de 21%. Il sera renforcé par les deux nouveaux programmes d'inclusion énergétique (PROSOL social et PROSOL Economique). Il faut y ajouter les réalisations dans le cadre de l'autoproduction des entreprises économiques, également réalisés par les compétences nationales qui totalisent, à fin janvier 2024, 314 projets solaires PV d'autoproduction en MT approuvés par la CTER pour une puissance globale de 112 MW réalisés essentiellement dans le secteur agricole. La finalisation, en décembre 2023, des derniers textes d'application pour la mutualisation des efforts dans le cadre de SPV devrait permettre d'accélérer la cadence de cette catégorie de projets. Ces différentes réalisations ont permis la création d'un véritable écosystème national du photovoltaïque avec plus de 6.000 emplois :

- 51 fournisseurs éligibles au programme PROSOL résidentiel
- 48 fournisseurs de panneaux photovoltaïques (dont 02 entreprises tunisiennes et 46 importateurs)
- 31 centres de formation agréés dans le domaine du photovoltaïque
- 109 experts auditeurs énergétiques
- 633 sociétés d'installations agréées par l'ANME
- 68 bureaux d'études spécialisés agréés par l'ANME

C'est un acquis pour le pays qui peut, avec une politique économique adaptée, encore se développer au cours des prochaines années.

Le régime de l'autorisation, qui est également essentiellement porté par les compétences nationales a, quant à lui, connu un démarrage plus laborieux du fait des difficultés rencontrées pour les projets dans l'éolien, d'une part, et de procédures administratives discriminantes vis-à-vis des deux autres régimes et notamment celui des concessions. Seuls 8 projets ont été réalisés et sont entrés en production (2 projets de 10 MW et 6 projets de 1 MW dans le solaire et aucun projet dans l'éolien) pour une capacité totale de 26 MWc.

La situation est tout aussi décevante pour les projets planifiés dans le cadre des concessions ou malgré le lancement de la procédure depuis 2018, aucun des 5 projets retenus pour une capacité totale de 500 MW n'est encore entré en production à fin mars 2024.

Défis du réseau de transport d'électricité

L'intégration à grande échelle de sources non-pilotables dans le système électrique pose de nouveaux défis, notamment du fait que les périodes de production ne correspondent pas nécessairement à des besoins de consommation et qu'un accroissement de la capacité installée ne se traduit pas nécessairement par une augmentation de la couverture de la demande.

Or, actuellement, comme indiqué précédemment, la consommation nationale est très saisonnière avec des pics en juillet-août-septembre et des creux en printemps et en automne. Ainsi, à titre d'exemple, le pic du 1^{er} avril courant est inférieur à 2.200 MW. Compte tenu du minimum technique de production de la STEG (environ 1.000 MW), toute production d'énergies renouvelables supérieure à 2.188 MW ne pourra être consommée à l'échelle nationale. Après 2030, le projet ELMED devrait entrer en production. et pourra absorber une capacité excédentaire par

rapport à la consommation nationale d'au maximum 600 MW. De même, le projet STEP prévoit une entrée en production en 2030. Il permettra donc, d'après les prévisions de la stratégie nationale, de stocker une capacité de 400 à 600 MW d'ici 2031. Les possibilités d'exportation d'électricité vers nos voisins nord-africains sont, dans un avenir proche quasi nulles. C'est pourquoi le seuil de 1.200 MW peut aujourd'hui être considéré comme un plafond pour le pic de production d'énergies alternatives. Certes, on peut toujours écrêter. Mais compte tenu de la clause de « take or pay » des contrats de concessions, toute capacité de production disponibles de ces centrales non consommée par la STEG lui sera automatiquement facturée. L'option de l'écrêtement demeure donc valable pour tous les régimes de production à l'exception de celui de la concession. Ce seuil pourra être porté à 2.400 MW avec l'entrée en production de ELMED et de la STEP.

Dans le cadre de la situation actuelle, et suite à l'annonce récente des autorités que les différentes concessions attribuées dans le cadre de la première phase (2018) entreront en exploitation au cours de 2025, le reliquat de production maximal d'ici 2030 est donc de 1.688 MW et ce, tous régimes de production confondus, soit environ 241 MW/an d'ici 2030. Le risque de surproduction ci-dessus évoqué est réel. Ainsi, en Californie, État pionnier dans les énergies renouvelables qui a aujourd'hui atteint le quart des besoins de l'industrie électrique, les prix de vente aux opérateurs deviennent parfois négatifs.

Le mix énergétique

En théorie, l'autorité publique a intérêt à diversifier au maximum son mix énergétique afin de réduire le risque de non couverture de ses besoins. Mais les besoins de planification réduisent fortement cet objectif. Ainsi, à titre d'exemple, le fait que les autorités aient attribué officiellement 500 MW aux premiers projets de concessions oblige la STEG, notre opérateur national, à réserver une capacité de 500 MW dans son réseau pour absorber cette production programmée. En cas de saturation du réseau, elle ne peut empiéter sur les capacités réservées. La STEG ne peut effacer cette réservation que si le ministère de tutelle le lui demande.

Les réalisations en matière de production d'énergie éolienne depuis 2015 sont nulles. On voit donc que la Tunisie a, jusqu'à présent, essentiellement compté sur l'autoconsommation et le photovoltaïque pour le développement des énergies renouvelables.

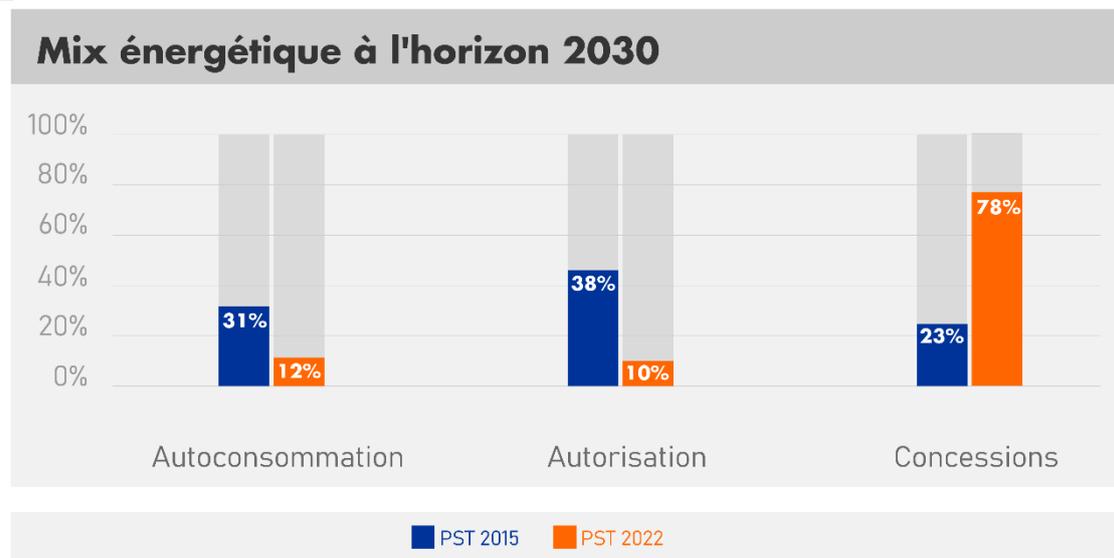
Or le développement de celles-ci a été régulièrement freiné au cours des dernières années :

- Un sous-effectif chronique du personnel de la STEG chargé de la réception technique des installations d'autoconsommation
- Une procédure d'accord administratif pour l'autoproduction d'environ 14 mois
- Suppression de la subvention pour l'autoconsommation en 2021
- Première rupture des compteurs en 2021
- Deuxième rupture des compteurs en 2022
- Délai de plus de 2 ans pour la publication des textes d'application pour la création de SPV (contrat type et tarifs de transport)
- Risque de non reconduction des crédits Banque/STEG/consommateurs ou de creux entre l'ancien et le nouveau contrat.

En parallèle, le régime de concession a bénéficié, au cours des dernières années, d'avantages supplémentaires, notamment par le biais du Décret-loi n° 2022-68 du 19 octobre 2022, édictant des dispositions spéciales pour l'amélioration de l'efficacité de la réalisation des projets publics et privés et notamment :

- L'autorisation de la réalisation des projets de production des énergies renouvelables sur des parcelles du domaine public agricole et non agricole ou des collectivités locales dans le cadre des contrats de location ;
- La mise à la charge de l'organisme public des dépenses relatives au raccordement de l'unité de production au réseau national de l'électricité et les dépenses de consolidation dudit réseau au cas où le site de production est proposé par l'Etat (ce qui était à leur charge dans les conventions signées au préalable) ;
- Dans le cas de réalisation du projet sur des parcelles du domaine de l'Etat public ou privé, la création au profit du producteur de l'électricité des énergies renouvelables un droit réel spécial sur les bâtiments, ouvrages et équipements nécessaires pour l'exécution du projet sans s'étendre à la terre.

De plus, le principal apport la révision des objectifs du PST en 2022 aura été de modifier le mix par régime en mettant l'accent sur le régime de concession au détriment des deux autres régimes dans lesquels interviennent les opérateurs économiques tunisiens comme le démontre le graphique suivant :



Il y a une volonté claire de la stratégie de privilégier le régime de concession par rapport à ceux de l'autoconsommation et de l'autorisation. Cette orientation s'explique par deux principaux arguments :

- Le coût de cession largement inférieur à celui des autres régimes de production
- Le rythme de réalisation beaucoup plus rapide en capacité totale.

Or ces deux arguments peuvent être davantage approfondis sur la base de l'expérience des dernières années :

- Les prix de vente avantageux annoncés par les concessionnaires induisent des coûts à la charge de la STEG (infrastructure, connexion...) et sont aujourd'hui estimés à au moins 150 DT/MWh en prenant en charge les différents avantages et les efforts de la communauté nationale par le biais de la STEG, soit équivalents à ceux proposés par les autres régimes, et sont, de plus, indexés, contrairement aux projets des investisseurs tunisiens, sur les cours de devises par rapport au dinar tunisien et donc probablement appelés à augmenter au cours de la période de validité de la concession (20 ans portés à 25 ans). Le plus grave est que leurs contrats bénéficient de la clause de "take or pay" qui risque, comme indiqué ci-dessus d'alourdir la facture globale.
- Le deuxième argument relatif à la rapidité de réalisation des projets est, au vu de notre expérience, au contraire le principal écueil de cette option. Les projets qui ont le plus avancé sont ceux de l'autoconsommation (y compris l'autoproduction) qui sont aujourd'hui conformes, malgré les différents obstacles administratifs auxquels ils ont eu à faire face, aux projections initiales de la stratégie. Ainsi, avec le renforcement significatif de l'écosystème au cours des dernières années avec l'expérience accumulée, leurs réalisations ont quasiment doublé d'une année à l'autre. Rien que pour l'année dernière, il s'agit de près de 100 MW qui ont été installés. S'ils suivent le même rythme de croissance, et qu'il n'y a pas de nouveau blocage administratif, le GP des Énergies Renouvelables de la CONECT estime qu'ils pourront installer des capacités de 200 MW en 2024, soit au minimum 1.400 MW pour les 7 prochaines années, bien plus que le plafond de 1.200 MW précédemment présenté. En fait, ce montant ne tient compte ni des possibilités nouvelles offertes pour l'autoproduction avec les SPV ni les possibilités de raccordement des centrales sous le régime d'autorisation qui a également un potentiel de développement important. Par ailleurs, et pour être plus concret, on peut prendre en considération le délai de réalisation moyen des projets par régime de production : 6 mois pour l'autoconsommation, 2 ans pour l'autorisation et 4 ans pour la concession. Certes, la concession permet de réaliser en un projet, l'équivalent de jusqu'à 50 projets d'autorisation de 1 MW et des centaines de projets d'autoconsommation. Mais ces derniers sont plus agiles et peuvent les réaliser dans un laps de temps identique. A ce niveau, on ne peut pas ne pas évoquer le risque de non réalisation, que ce soit pour les projets de concession ou d'autorisation. A l'échelle internationale, le risque de non réalisation pour les projets de concession est de 50%.

De plus, la stratégie n'a pas pris en considération l'impact économique des différents régimes. Une analyse détaillée a permis de démontrer que le régime ayant l'impact économique le plus important (bilan devises, coût global pour la communauté, adéquation au réseau actuel de la STEG...) est celui de l'autoconsommation, suivi par l'autorisation. Le régime de la concession est celui qui a le moins d'impact sur l'économie.

C'est d'ailleurs une tendance observée à l'échelle internationale. Ainsi, en 2022, les installations d'autoconsommation à travers le monde représentaient 49,5 % (118 GW) de la nouvelle capacité installée. L'Australie, l'Allemagne et les États-Unis ont tous signalé un boom de leurs marchés d'autoconsommation résidentielle et des tendances similaires ont été constatées au Brésil, en Italie et en Espagne qui ont conduit leurs marchés de l'autoconsommation à plus que doubler au cours de l'année. La Chine a ajouté 51,1 GW de panneaux photovoltaïques en autoconsommation en 2022, ce qui représente 54 % de sa nouvelle capacité totale et une augmentation de 29 GW en termes réels par rapport à ses chiffres de 2021.

Le recours aux capacités tunisiennes : une politique nationale

Les autorités nationales ont clairement énoncé la priorité en cette période de turbulences géopolitiques et socio-économiques à l'échelle internationale : compter sur nos capacités nationales pour une résilience accrue et une souveraineté nationale renforcée. Par ailleurs, le gouvernement a clairement érigé l'autoproduction comme une priorité dans la transition énergétique afin de répondre au Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM) qui constitue un véritable défi pour les exportations nationales. Une série de mesures a d'ailleurs déjà été mises en place dans ce cadre (décrets d'application des SPV, Net Metering pour les PME, avantages fiscaux dans la Loi de Finances 2024.

Stratégie proposée

La stratégie proposée répond aux différents défis identifiés lors de la consultation nationale avec une approche basée sur la réalité du terrain et les principes clés suivants :

- Renforcer la souveraineté nationale en ayant recours aux compétences et capitaux nationaux
- S'intégrer dans la politique économique actuelle des autorités publiques et de la STEG dans un contexte de stress financier, notamment en matière de devises étrangères
- Prendre en considération la situation actuelle du réseau de la STEG et les projets concrets programmés dans un horizon Moyen Terme
- Une évaluation lucide de l'expérience passée en matière de transition énergétique, de ses acquis et de ses erreurs initiales
- Saisir cette opportunité nationale pour maximiser l'impact sur notre économie (emploi, balance commerciale, balance des paiements, exportations...)

Elle se décline en 6 axes :

- Axe 1 : Libérer l'autoconsommation
- Axe 2 : Accélérer l'autoproduction
- Axe 3 : Développer les projets d'autorisation
- Axe 4 : Reporter les nouveaux projets de concession
- Axe 5 : Electrifier l'économie tunisienne
- Axe 6 : Préparer les projets visant l'exportation

Contexte énergétique national

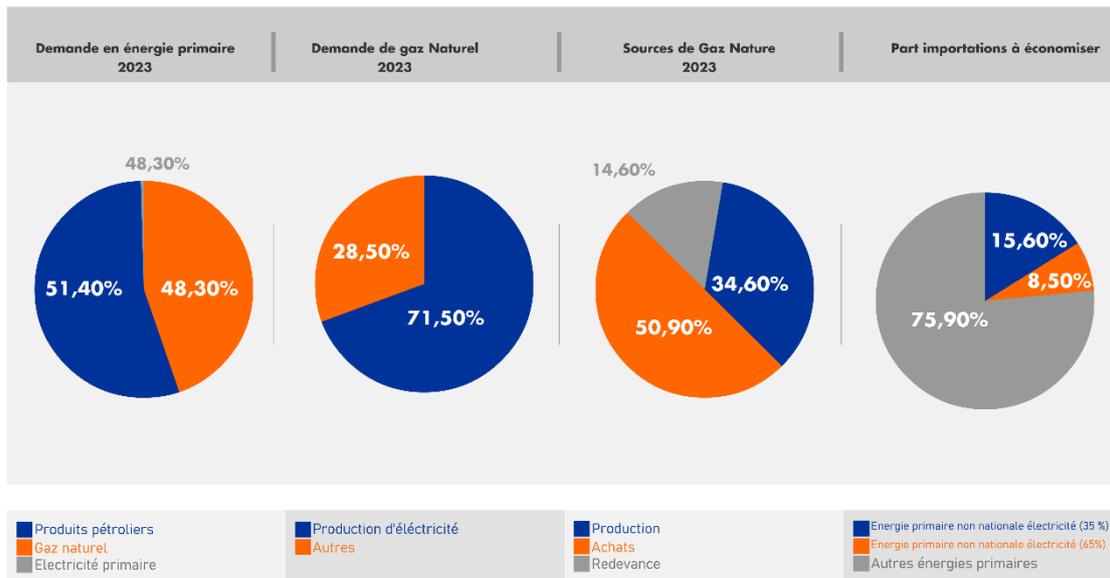
La forte baisse de la production d'hydrocarbures depuis 2011 a entraîné un déficit énergétique qui constitue aujourd'hui un des principaux défis de l'économie tunisienne. Ainsi, la production d'énergie primaire en Tunisie est passée de 7,7 Mtep en 2010 à 4,5 Mtep en 2023. Le déficit énergétique national a été multiplié par 8 entre 2010 (0,6 Mtep) et 2023 (4,7 Mtep) entraînant une détérioration significative du taux d'indépendance énergétique qui s'est dégradé de 93 % en 2010 à 48 % en 2023 (sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à 38%). Si la demande énergétique continue selon le rythme actuel, le déficit de la balance énergétique primaire atteindrait, selon certaines études, environ 13 Mtep en 2030, soit un taux d'indépendance énergétique de 30 %.

La baisse des ressources d'énergie primaire s'explique par le ralentissement des activités d'exploration et de développement dans l'amont pétrolier. Plus de la moitié des opérateurs ont quitté le pays depuis 2010. Le nombre total des permis d'exploration a chuté de 52 permis en 2010 à 16 permis en cours de validité en 2023.

Le déficit commercial de la balance énergétique ne cesse de croître passant de 483 Millions de dinars en 2010, soit 6 % du déficit commercial, à 9.666 Millions de dinars en 2023, soit 57 % du déficit commercial.

La subvention énergétique pèse de plus en plus sur le budget de l'Etat : elle est passée de 550 Millions de dinars en 2010 à une prévision de 7.086 Millions de dinars dont 4.019 Millions de dinars au profit de la STEG pour le budget de l'Etat de 2024.

De grands espoirs sont placés aujourd'hui sur l'adoption accrue des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité. En effet, le gaz naturel a représenté, en 2023, 51,4% de la demande en énergie primaire à l'échelle nationale.



Plus de 71% de la consommation nationale de gaz est accaparée par la production d'électricité.

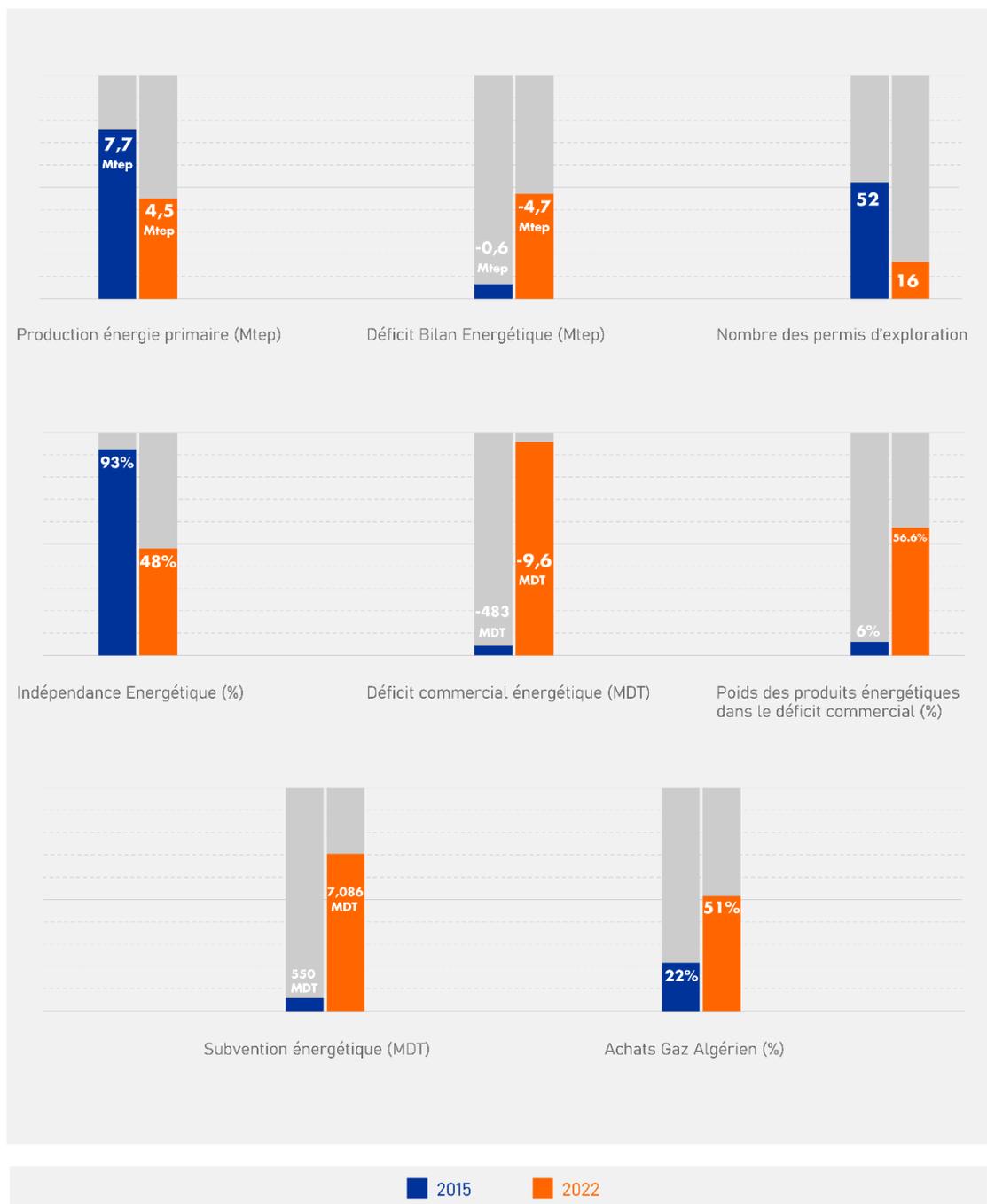
Or la production nationale de gaz couvre un peu plus du tiers de nos besoins nationaux. Le reliquat provient de la redevance sur le passage de gaz algérien par TRANSMED et, surtout les achats de gaz à l'Algérie.

Rapportés à la production d'électricité, le gaz non produit localement représente plus de 24% de la consommation nationale. C'est important.

Le mix énergétique pour la production électrique dépend quasi-totalement du gaz naturel à hauteur de 97%, dont 51 % sont importés de l'Algérie en 2023 contre 22% en 2010. Cette part devrait augmenter dans les années à venir,

du fait du déclin des principaux champs gaziers, de la baisse des efforts de recherche, d'exploration et de développement dans le secteur.

Les indicateurs suivants mettent en relief l'évolution enregistrée entre 2010 et 2023 :



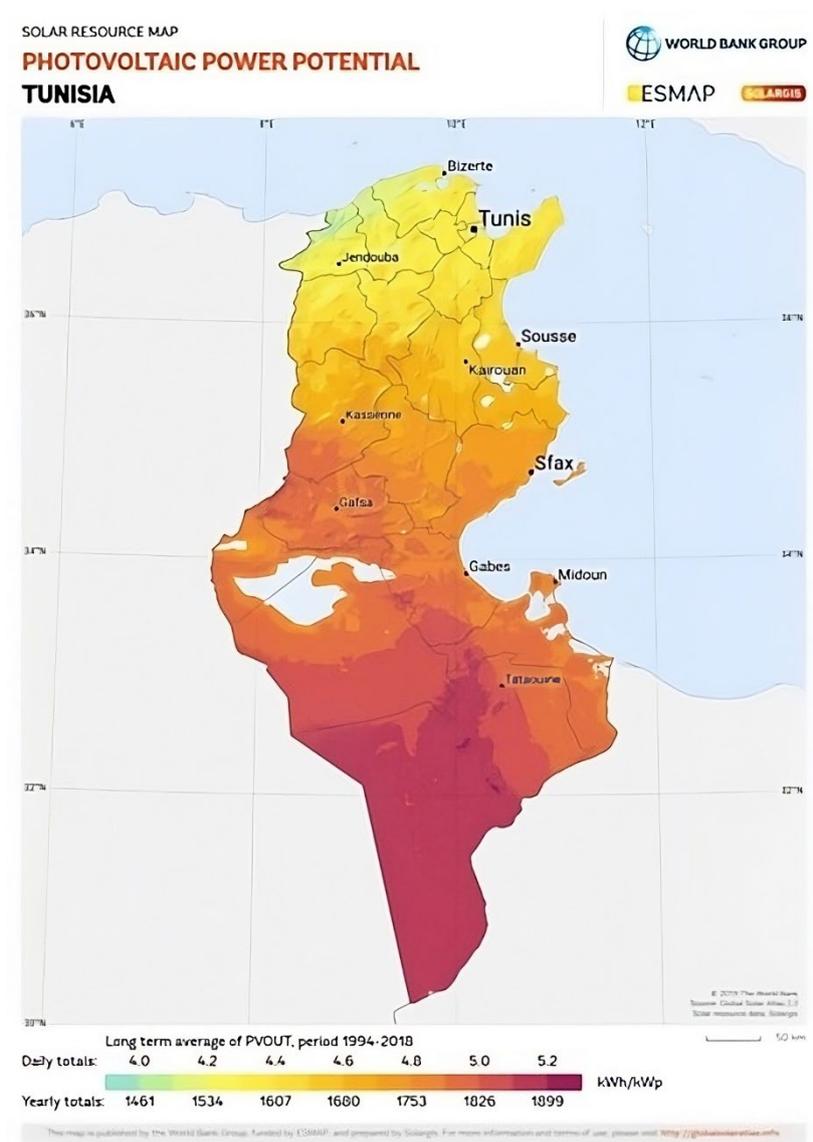
La transition énergétique en Tunisie

Un potentiel très encourageant

Aujourd'hui, plusieurs sources d'énergies renouvelables sont utilisées à travers le monde : biomasse, géothermie, hydro-électricité, éolien et solaire. La production d'énergies d'origine renouvelable dépend fortement des conditions naturelles locales. La Tunisie a opté essentiellement pour l'énergie solaire et l'énergie éolienne dont elle bénéficie d'un potentiel très important sur tout le territoire. Pour la production électrique à partir des énergies renouvelables, ce potentiel est estimé à 280 GW pour l'énergie solaire et à 10 GW pour l'éolien.

Les ressources solaires

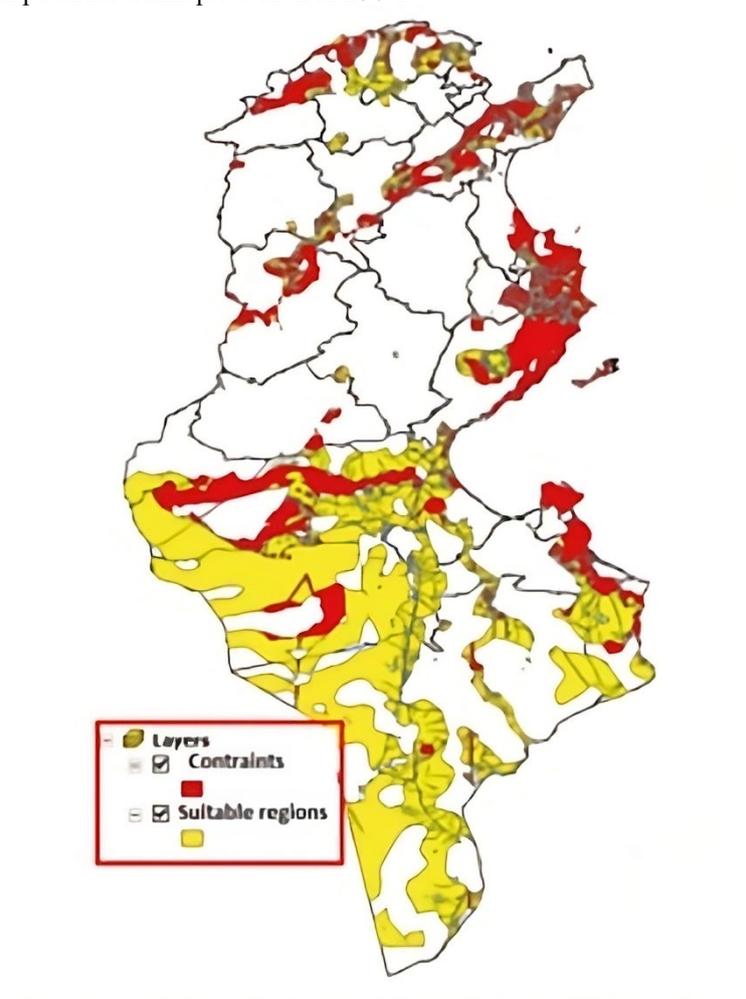
Selon l'ANME la Tunisie dispose de ressources solaires supérieures à 3.000 heures/an en moyenne avec des régions disposant d'heures d'ensoleillement plus importantes que d'autres. La plupart des régions au sud du pays possèdent un temps d'exposition solaire de plus de 3.200 heures/an, avec des pics de 3.400 heures/an au golfe de Gabès (sud-est). D'un autre côté, la période minimale d'insolation dans les régions du nord est comprise entre 2.500 et 3.000 heures plein soleil équivalentes. L'irradiation solaire varie de 1.800 Kilowattheures (KWh)/m²/an au nord à 2.600 kWh/m²/an au sud.



L'irradiation horizontale globale moyenne se situe entre 4,2 kWh/m²/jour dans le nord-ouest de la Tunisie et 5,8 kWh/m²/jour dans son extrême sud. Avec ces conditions favorables, la productivité des systèmes solaires photovoltaïques en Tunisie est très élevée. Selon le Global Atlas de l'International Renewable Energy Agency (IRENA), la production annuelle d'électricité par les systèmes solaires photovoltaïques varie entre 1 450 kWh par kilowatt-crête (kWc) dans la région nord-ouest et 1 830 kWh/kWc dans l'extrême sud-est.

Les ressources éoliennes

Par ailleurs, les conditions de vent sont favorables au développement de l'énergie éolienne (vitesse supérieure à 7m/sec à 60 mètres de hauteur) dans plusieurs régions : Nabeul, Bizerte, la zone centrale de Kasserine, Tataouine, Médenine, Gabès. Le potentiel éolien est estimé à 8.000 MW. En ce qui concerne le potentiel éolien offshore, l'ANME l'estime à un potentiel technique d'environ 250 GW.



Source : ANME

La Tunisie a mis en place depuis les années 1980 une stratégie en vue de développer l'énergie éolienne. Durant la phase de démarrage, des éoliennes de petites puissances ont été installées à titre expérimental dans plusieurs sites et diverses applications (aérogénérateurs de 1,5 et 4 kW à l'Institut National de Recherche Scientifique et Technique à Hammam-Lif pour le dessalement par électrodialyse et pour le pompage de l'eau; électrification de deux maisons à Maâmoura par des petits aérogénérateurs de puissance 0,6 kW; installation de deux aérogénérateurs d'une puissance de 20 kW en 1988 à Jabouza; installation de Station éolienne à El Haouaria en 1984 avec deux aérogénérateurs d'une puissance respective de 10 et 12,5 kW interconnectés au réseau électrique national MT; installation d'une éolienne de 20 kW à Ksar Ghilane en 2004; éclairage du Boulevard Yasser Arafat à Tunis par un système hybride Éolien – photovoltaïque...). Le développement de l'éolien est passé à un niveau supérieur au début des années 2000 par la STEG à travers la réalisation d'un parc d'une capacité initiale de 10 MW à Sidi Daoud en 2001, puis son extension à 20 MW en 2003 pour atteindre 55 MW et une énergie annuelle produite de 150 Gigawatt-heure (GWh)/an en 2008. Cette capacité a été portée à 175 MW en 2011 puis 245 MW en 2012, avec le nouveau parc de Kchabta à Bizerte. Ces réalisations restent largement en dessous du potentiel réel du développement de cette filière en Tunisie. Rappelons que jusqu'ici, l'éolien a été développé exclusivement

par la STEG. L'énergie totale produite par les centrales éoliennes en Tunisie est d'environ 750 GWh/an, permettant une économie annuelle de 153000 Tonnes de combustible. Depuis 2009, la loi 2009-07 permet au secteur privé de réaliser des parcs éoliens (et d'énergie renouvelables en général) mais exclusivement dans le cadre de l'autoproduction. Depuis la mise en place de cette loi, aucune installation éolienne pour l'autoproduction n'a été réalisée, malgré la volonté de nombreuses entreprises grosses consommatrices d'électricité, la multitude d'études de projets réalisés et l'assistance technique accordée par l'ANME et ses partenaires à ces entreprises.

Les projets d'énergie thermo-solaire

Pour les projets d'énergie thermo-solaire (CSP), le Plan Solaire Tunisien a prévu la mise en place d'une capacité totale des centrales CSP de 450 MW à l'horizon 2030. La STEG a élaboré plusieurs études pour la réalisation d'une centrale CSP dans la région de Akarit du Gouvernorat de Gabès. Les prix du KWh n'ont pas encouragé la STEG à réaliser des centrales de petites puissances. La capacité optimale de CSP à installer par la Tunisie en 2035 pourrait atteindre 450 MW à 900 MW et la mise en service de la première centrale dans ce cadre continuera d'être étudiée au cours des prochaines années. C'est ainsi que la STEG a engagé une autre étude de pré faisabilité d'un projet CSP au site de Béni Mhira (Tataouine) d'une puissance de 100 MW extensible à 400 MW.



Autres ressources

Pour les autres applications, l'étude stratégique sur les énergies renouvelables estime le potentiel de l'utilisation de chauffe-eau solaires en Tunisie à 3.5 Millions de m² de capteurs et la capacité solaire PV pouvant être installée pour le pompage d'eau destinée à l'irrigation à 24 MW à l'horizon 2030.

La Biomasse compte parmi les sources de production de l'électricité. Dans le cadre de la transition énergétique, l'ANME a eu recours à ce procédé de production d'électricité propre depuis les années 1980. En se référant au bilan national de l'énergie de 2017, la production de la biomasse en Tunisie est estimée à environ 1085 ktep, soit l'équivalent de 18% de la production nationale d'énergie primaire. Environ 35% de ces ressources de biomasse sont utilisées pour la production du bois de charbon. L'ANGED estime que la Tunisie produit environ 6 millions de tonnes de déchets organiques par an (2,2 millions de tonnes de déchets ménagers, 2,2 millions de tonnes provenant de fermes et de l'industrie agroalimentaire, 1 million de tonnes traitement de l'huile d'olive, 400 000 tonnes de déjections de volaille et 200 000 tonnes de traitement des eaux usées). Pour l'exploitation des bioénergies dans la production de l'électricité, l'ANGED estime le potentiel de la production annuelle à partir de déchets à environ 1000 GWh. Le Plan Solaire Tunisien a fixé comme objectif la mise en place d'une capacité de production électrique à partir de la biomasse de 100 MW à l'horizon 2030. Il est à noter dans ce cadre que seuls quelques digesteurs ont été mis en place en Tunisie, essentiellement au niveau des stations d'épuration de l'ONAS. Aucune autorisation n'a été donnée à ce jour sauf celle accordée au marché de gros de Tunis en 2010 (avant le PST) pour une puissance de 2.4GWh/an.



Enfin, il est à mentionner que la STEG a commencé la construction de centrales hydroélectriques depuis 1956 et la dernière centrale construite été en 2003. Etant donné le potentiel faible en ressources hydrauliques, la capacité globale installée ne dépasse pas les 62MW.

Des objectifs ambitieux pour la transition énergétique

Le Plan Solaire Tunisien

Le Plan Solaire Tunisien (PST), premier programme opérationnel pour le développement des énergies renouvelables dans la production électrique a été préparée en 2009, mis en place en 2010, puis actualisée en 2012. Il avait pour objectif de générer 30 % de la production nationale d'électricité à l'horizon 2030 à travers un mix d'énergies renouvelables prédéfini (éolien ; solaire PV et CSP ; biomasse) contre 3% à l'époque. En termes d'énergie primaire, le PST ambitionnait de faire passer la contribution des énergies renouvelables à la consommation énergétique finale de 1 % en 2012 vers 12 % en 2030.

Le PST actualisé

Ce programme a été actualisé en 2015 avec l'introduction de plusieurs améliorations touchant le renforcement des cadres réglementaire, institutionnel et tarifaire ainsi que le développement de l'infrastructure énergétique. Un ensemble de mesures et décisions ont été prises pour offrir les conditions favorisant l'atteinte des objectifs fixés par le PST et accélérer le processus de réalisation des projets avec une transparence totale dans l'exécution.

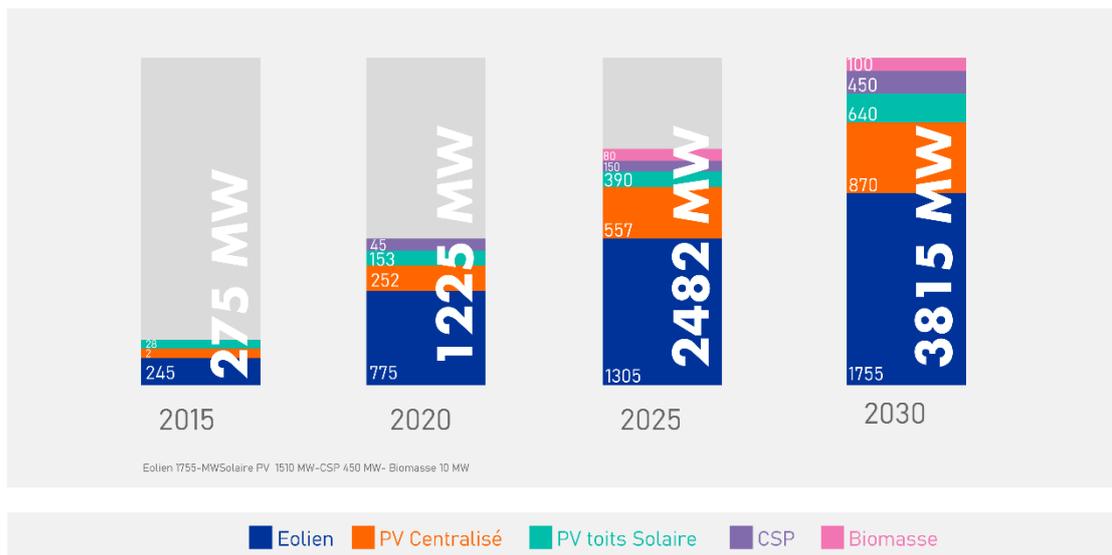
Les objectifs du PST sont :

- La réduction de la consommation de l'énergie primaire de 30% à l'horizon 2030,
- La diversification de son bouquet énergétique avec le développement des ENR en visant une part de 12% du mix énergétique en 2020 et 30% en 2030.
- La réduction de ses émissions de gaz à effet de serre dans tous les secteurs de manière à baisser son intensité carbone de 41% en 2030 par rapport à l'année de base 2010 avec un accent spécifique sur le secteur de l'énergie avec une réduction de 46 % dans les mêmes délais.

Plus précisément, le Plan Solaire Tunisien actualisé a prévu d'installer à l'horizon 2030, une capacité additionnelle de 3815 MW en énergies renouvelables répartie comme suit :

- 1755 MW pour l'éolien,
- 1510 MW pour l'énergie solaire Photovoltaïque
- 450MW pour le solaire CSP,
- 100 MW pour la biomasse.

Ceux-ci ont été détaillés comme suit :



Le plan quinquennal de développement économique 2016-2020 a fixé comme objectif à atteindre en 2020, la mise en place d'une capacité additionnelle cumulée des ENR de 830 MW à travers l'énergie éolienne (410 MW), le solaire PV (375 MW) et la valorisation des déchets (45 MW). Ces objectifs ont été révisés à la hausse par l'avis n°01/2016 publié au mois de janvier 2017 par le Ministère chargé de l'énergie. Cet avis a fixé la capacité électrique d'origine renouvelable à installer durant la période 2017-2020 à 1 000 MW, dont 650 MW à travers le solaire PV et 350 MW par l'énergie éolienne. Suite à la conférence sur l'accélération de la mise en œuvre des projets

d'énergies renouvelables en Tunisie, qui a eu lieu les 7 et 8 décembre 2017, il a été décidé d'actualiser les objectifs fixés par l'avis n° 01/2016 en amenant la puissance à installer à 1860 MW : 1070 MW par le solaire PV et 790 MW par l'énergie éolienne à l'horizon 2023.

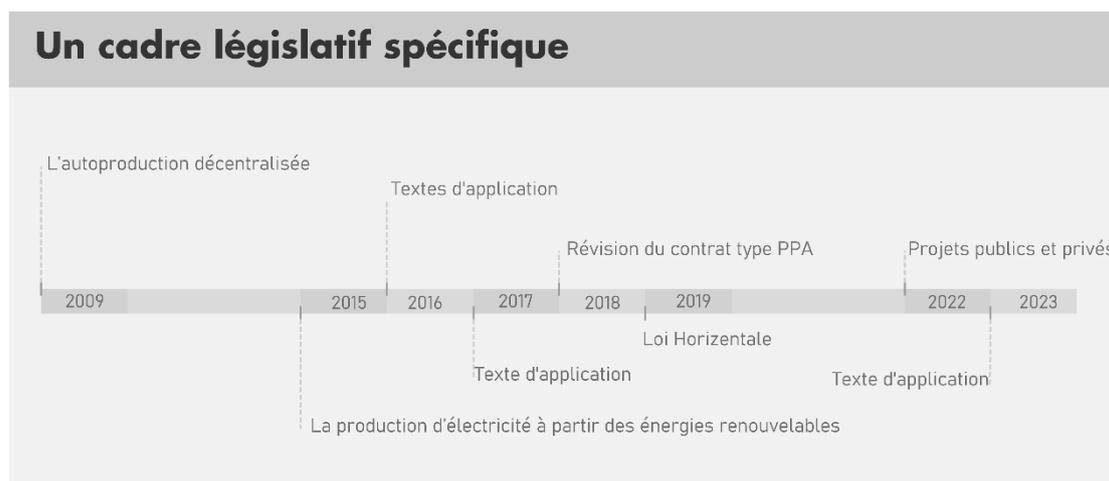
Le PST a estimé les créations d'emplois directs cumulés à plus de 8 500 dans les énergies renouvelables jusqu'à l'horizon 2030, et au double si l'on tient compte des emplois indirects et induits. Le PST a été actualisé une nouvelle fois en introduisant plusieurs temporalités 2020,2030,2050 et ce comme suit :

- 2020 : Lancement des projets d'énergies renouvelables de 1ère génération (concession, autorisation, autoproduction et STEG) et régulation du secteur de l'énergie.
- 2030 : Développement des énergies propres de 2ème génération (solaire thermique à concentration (CSP), Pompage-Turbinage "STEP"), et développement des nouvelles technologies électriques (Mobilité).
- 2050 : Ruptures sociale et technologique et convergence vers un modèle d'économie verte.

Un cadre réglementaire, institutionnel et incitatif spécifique pour promouvoir les énergies renouvelables.

Le cadre réglementaire

L'opérateur national, la STEG, dispose d'un monopole en matière de vente d'électricité aux consommateurs, et ce que l'électricité soit produite ou pas à partir de l'énergie renouvelable. Ce monopole de production, de transport, de distribution, de commercialisation, d'importation et d'exportation a été établi par le décret-loi numéro 62-8 du 3 avril 1962, portant création et organisation de la STEG. Le monopole de distribution et de commercialisation a été maintenu lors des modifications ultérieures de ce texte en 1970 et en 1996. Seule la production est sortie du champ du monopole et ce à travers la loi organique numéro 96-27 du 1er avril 1996 qui a introduit l'exception suivante : « Toutefois, l'État peut octroyer à des personnes privées des concessions de production d'électricité. Les conditions et modalités d'octroi de la concession sont fixées par décret ». Il a été renforcé par la loi n°2009-7 du 09 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie qui a introduit le régime de l'autoproduction décentralisée en basse tension. Ce cadre a permis de lancer, en 2010, le projet « Prosol Elec ». Il a par la suite été complété par l'arrêté du Ministre de l'Énergie et de la Technologie du 12 Mai 2011 portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération et d'énergies renouvelables sur le réseau électrique national et la décision du 1er Juin 2014 relative au tarif de transport de l'énergie autoconsommée et d'achat des excédents.



Mais c'est la loi N°2015-12 du 11 Mai 2015 (relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables qui a réellement permis de passer à un nouveau palier avec un cadre juridique complet et des modalités de réalisation concrètes fixées par le décret N°2016-1123 du 24 Août 2016 (modifié et complété ultérieurement par le décret N°2020-105 du 25 Février 2020). Le cadre a été complété avec la publication d'une série de textes d'application en février 2017 (cahier des charges de raccordement BT, cahier des charges de raccordement HT/MT, contrat type d'autoproduction BT, contrat type d'autoproduction HT/MT, contrat type PPA régime d'autorisation) et en août 2018 (révision du contrat type PPA régime d'autorisation).

Le cadre régissant l'autoproduction en MT/HT prévu par la loi 2015- 12 s'est avéré insuffisant et n'incitait pas les acteurs dans les domaines de l'industrie, l'agriculture et les services à adhérer au régime de l'auto production électrique. C'est ainsi qu'il a été modifié par la loi n° 2019-47 en date du 29 mai 2019, relative à l'amélioration du climat de l'investissement. Cette nouvelle loi a prévu des dispositions pour le développement des ENR, elle a autorisé :

- La création, par les collectivités locales et les entreprises publiques ou privées, actives dans les domaines de l'agriculture, l'industrie et les services, d'une société anonyme ou à responsabilité limitée dont l'activité se limite à la production de l'électricité à partir des ENR pour leurs propres besoins et la vente de l'excédent de production à la STEG.
- La possibilité d'implantation des projets sur des terrains appartenant au domaine de l'Etat ou aux collectivités locales, en cas de besoin et sous réserve de l'intérêt de leur réalisation par rapport à la stratégie nationale de développement des ENR.
- L'absence de besoin de changement de la vocation agricole des terrains pour implanter un projet. Le décret n° 2016-1123 du 24 août 2016 a fixé les conditions et les modalités de réalisation des projets de production d'électricité à partir des ENR , à des fins d'autoconsommation ou pour satisfaire les besoins de la consommation locale , les conditions de vente des excédents de production et de raccordement au réseau en haute et basse tension et des conditions de transport de l'électricité Le décret (d'application de la loi 2019-47) n°2020- 105 du 25 février 2020 a modifié et complété le décret n° 2016-1123. Il a précisé les dispositions apportées par la loi n° 47-2019 et relatives au développement des ENR. Il stipule que la capacité à installer par les sociétés de projet (SPV) ne doit pas dépasser 1 MW et que l'excédent de l'électricité produite est vendu exclusivement à la STEG dans la limite de 30%.

La loi N°2019-47 du 30 Mai 2019 relative à l'amélioration du climat d'investissement (articles 7 et 8) a donc créé une nouvelle brèche dans le monopole de la STEG en autorisant la constitution de sociétés (SA ou SARL) ayant pour objet la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables à titre individuel à des fins d'autoconsommation ainsi que la vente de l'électricité produite aux consommateurs propres dont la capacité souscrite dépasse un seuil minimum. Un nouveau décret gouvernemental est venu fixer les conditions pour la vente du surplus à la STEG. Mais il est à noter que l'arrêté portant approbation du contrat type de transport de l'électricité produite par les sociétés d'autoproduction d'électricité à partir des énergies renouvelables et d'achat des excédents par la STEG n'a été publié que le 8 décembre 2023 et la décision ministérielle de fixation des tarifs de transport, d'achat des excédents et de report n'ont, quant à eux, été publiés que le 12 décembre 2023.

Le Décret-loi n° 2022-68 du 19 octobre 2022, édictant des dispositions spéciales pour l'amélioration de l'efficacité de la réalisation des projets publics et privés a prévu, dans son article 21, un nouvel amendement à la loi n°2015-12 du 11 mai 2015 relative à la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables autorisant la réalisation des projets de production des énergies renouvelables sur des parcelles du domaine public agricole et non agricole ou des collectivités locales dans le cadre des contrats de location sous réserve de la législation relative aux domaines militaires, après avoir prouvé la faisabilité de sa réalisation par le comité technique de production de l'électricité des énergies renouvelables. Il prévoit en outre que ces projets ne requièrent pas le changement d'affectation des terres agricoles. Il prévoit enfin qu'au cas où le site de production est proposé par l'Etat, il est possible que les dépenses relatives au raccordement de l'unité de production au réseau national de l'électricité et les dépenses de consolidation dudit réseau prévu au premier alinéa du présent article sont à la charge de l'organisme public. Le décret-loi a enfin prévu que, dans le cas de réalisation du projet sur des parcelles du domaine de l'Etat public ou privé, il est créé au profit du producteur de l'électricité des énergies renouvelables un droit réel spécial sur les bâtiments, ouvrages et équipements nécessaires pour l'exécution du projet sans s'étendre à la terre.

Le cadre institutionnel

Les principaux acteurs du cadre institutionnel sont : le ministère chargé de l'énergie, l'ANME, la STEG, le Groupement Professionnel des Energies Renouvelables et le Groupement Professionnel des Producteurs d'Énergies Renouvelables de la CONECT et la Chambre Syndicale des Intégrateurs du Photovoltaïque (UTICA). Le secteur emploie aujourd'hui environ 5.000 personnes réparties entre 8 Centrales de Production Photovoltaïque, plus de 600 entreprises d'installation de PV (dont près de la moitié a malheureusement cessé ses activités), mais également des fournisseurs d'équipements, des distributeurs de composants et des bureaux d'études.

Afin d'accélérer la réalisation des projets de production des énergies renouvelables, l'Etat tunisien a procédé au renforcement du cadre institutionnel par la création de :



- La Commission Technique de Production Privée d'électricité à partir des énergies renouvelables (CTER), par la loi 2015-12 du 11 mai 2015. Elle est placée sous la tutelle du Ministère chargé de l'énergie. Sa composition et son rôle sont fixés par le décret 2016- 1123.
- La Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Electricité (CSPIE) qui se prononce sur les modalités de choix des concessionnaires de projets de production indépendante d'électricité et les avantages à leur accorder.
- L'Autorité Spécialisée chargée de l'examen des problèmes rencontrés par les projets de production d'électricité à partir des ENR réalisés dans le cadre de la loi 2015-12. Sa composition, ses missions et ses modalités de fonctionnement sont fixées par le décret 2016-1123. A ce jour, il n'existe pas d'organisme indépendant de régulation du secteur électrique en Tunisie

Une consultation publique sur un projet de décret-loi relatif à la création d'une instance de régulation du secteur de l'électricité a été lancée par les autorités en février 2023 avec la date du 12 Février 2023 comme date butoir fixée pour la réception des commentaires et suggestions. En avril 2023, l'organisme n'a malheureusement toujours pas été créé.

Le chapitre II de la Loi n° 2015-12 du 11 mai 2015, relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, charge le ministère chargé de l'énergie, d'élaborer, après consultation du Conseil national de l'énergie, un plan national de l'énergie électrique produite à partir des énergies renouvelables qui fixe les programmes de production d'électricité à partir des énergies renouvelables selon les besoins nationaux en énergie électrique tout en tenant compte de la capacité d'absorption du réseau électrique national. Le plan national détermine également les réserves d'énergie et les zones de réserve de stockage d'énergie qui sont exploitées dans le cadre de contrats de concession de production d'électricité à partir des énergies renouvelables à travers un appel d'offres conformément à la législation en vigueur. En outre, le plan national détermine obligatoirement le taux minimum d'intégration industrielle des projets inscrits. Le plan énergétique comprend un inventaire des zones qui souffrent d'un déficit en matière de capacité d'intégration du réseau et dans laquelle peuvent être implantées des centrales destinées aux projets d'énergie renouvelable, et fixe un programme de développement de ces zones. C'est un document de base dans toute la stratégie nationale et un référentiel très important pour les investisseurs dans le domaine. Celui-ci n'est toutefois, à notre connaissance, toujours pas disponible.

Le cadre incitatif

La Loi de l'investissement

Le cadre juridique a en outre prévu des incitations fiscales et financières spécifiques en tant que secteur prioritaire avec la Loi N°2016-71 du 30 Septembre 2016 qui portait refonte des avantages sur l'investissement qui peuvent être résumés comme suit :

	Primes à l'investissement	Participation au capital	Avantages fiscaux
Zone de Développement Régional (Groupe 1)	<p>15% du coût d'investissement approuvé avec un plafond de 1.5 millions de dinars.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 65% des dépenses des travaux d'infrastructures dans le secteur de l'industrie et ce dans la limite de 10% du coût du projet avec un plafond d'un (1) million de dinars. - 50% du coût des investissements immatériels plafonnée à 500 mille dinars - 50% du coût des études plafonnée 	<p>1. Projet de moins de 2 MDT</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maximum 40% du capital - Rétrocession à la valeur nominale + 1%. <p>2. Projets de plus de 2 MDT</p> <ul style="list-style-type: none"> - Maximum 30% du capital - Rétrocession à la valeur nominale + 3% 	<ul style="list-style-type: none"> - Déduction totale à 100% de l'assiette imposable pendant 5 ans et soumission à 10% après, - Prise en charge de la contribution patronale pendant 5 ans
Zone de Développement Régional (Groupe 2)	<ul style="list-style-type: none"> - 30% du coût d'investissement approuvé avec un plafond de trois (3) millions de dinars. - 85% des dépenses des travaux d'infrastructures dans le secteur de l'industrie et ce dans la limite de 10% du coût du projet avec un plafond d'un (1) million de dinars - 50% du coût des investissements immatériels plafonné à 500 mille dinars - 50% du coût des études plafonné à 20 mille dinars 		<ul style="list-style-type: none"> - Prime d'investissement de 30% avec un plafond de 3 MDT - Déduction totale à 100% de l'assiette imposable pendant 10 ans et soumission à 10% après, - Prise en charge de la contribution patronale pendant 10 ans
Secteurs Prioritaires	<p>Ces projets peuvent bénéficier d'une subvention de 15% du coût d'investissement approuvé avec un plafond d'un (1) million de dinars.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 50% du coût des investissements immatériels plafonnée à 500 mille dinars - 50% du coût des études plafonnée à 20 mille dinars 		

Le Fonds de Transition Energétique

En sus de ces avantages généraux, le secteur bénéficie des avantages spécifiques accordés par la Loi N°2013-54 du 30 Décembre 2013 relative à la loi des finances de 2014 (articles 67-68) telle que modifiée par la loi N°54-2014 relative à la loi des finances de 2014 complémentaire (article 3) qui a créé le fonds de transition énergétique (FTE).

Celui-ci prévoyait initialement les subventions suivantes :

Subvention du FTE		
Projets	Prime	Plafond
Pour les projets d'autoconsommation de capacité installée supérieur à 1,5kW	Prime de 1.200 Dinars/kW installé	- Plafond de 3.000 Dinars pour le résidentiel - 5.000 Dinars pour le non résidentiel
Pour les installations d'électrification rurale et de pompage d'une capacité installée supérieur à 10kW	Prime de 1.000 Dinars/kW installé	Plafond de 50.000 Dinars
Pour les autres projets (notamment les installations d'autoproductions raccordées au réseau MT)	Subvention d'un montant de 20% de l'investissement	Plafond de 200.000 Dinars
Investissement immatériels	Une prime de 70% de l'investissement pour les études de faisabilité relatifs aux projets d'autoproduction ENR.	Plafond de 30.000 Dinars

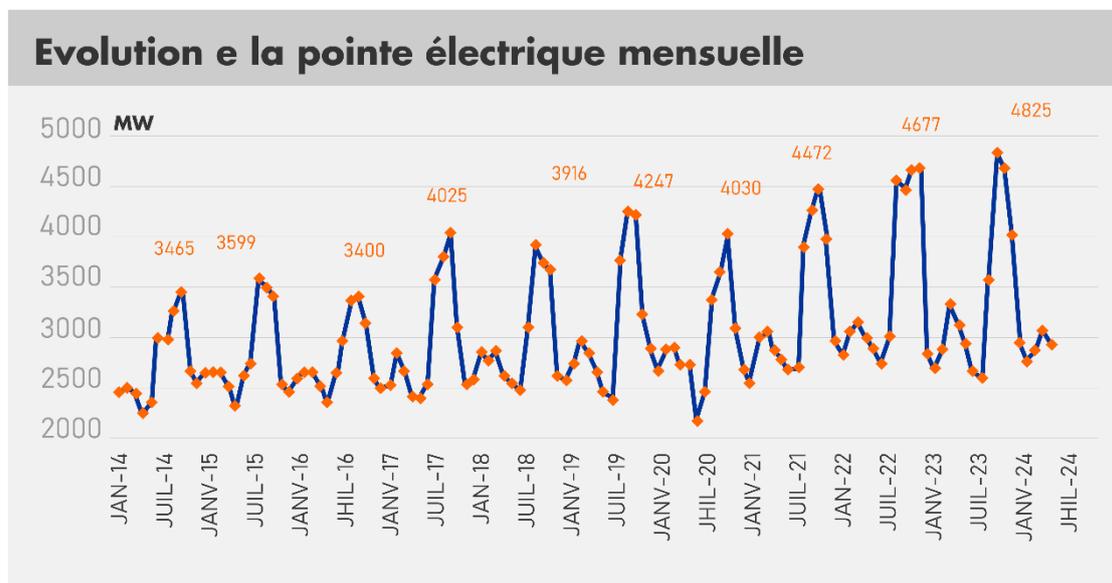
Le Décret n° 2023-86 du 2 février 2023, est venu modifier le décret gouvernemental n°2017-983 du 26 juillet 2017, fixant les règles d'organisation, de fonctionnement et les modalités d'intervention du fonds de la transition énergétique en prévoyant notamment que, pour les investissements réalisés au titre d'installation des équipements de production d'électricité à partir des énergies renouvelables à des fins d'autoconsommation pour les établissements raccordés au réseau basse tension, la prime est dorénavant plafonnée à 500 D par système pour les équipements dont la puissance installée ne dépasse pas les 3 kilowatts et installés chez les consommateurs, dont la consommation annuelle individuelle varie entre 1800 et 4800 kilowattheures.

Le réseau électrique

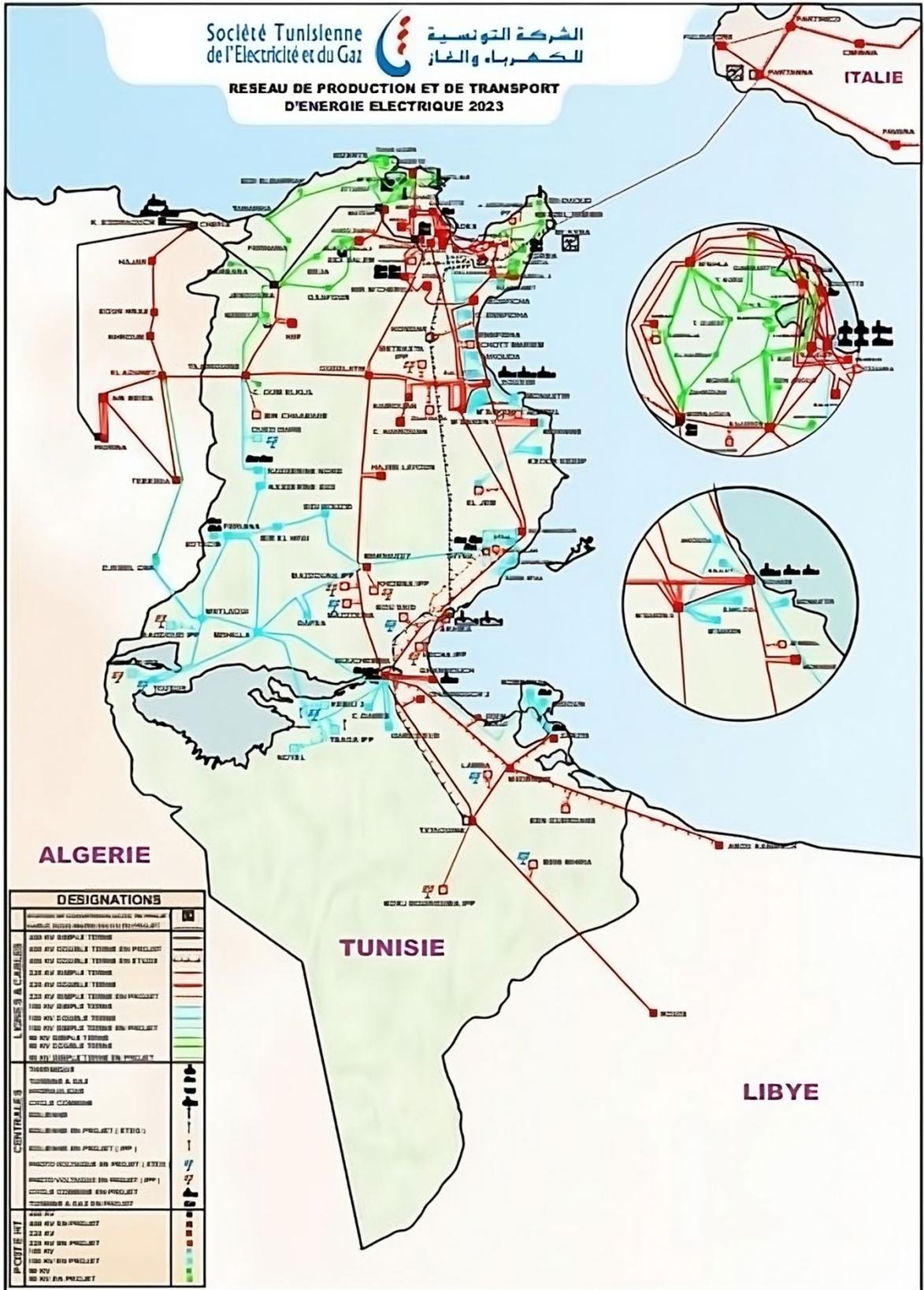
Une consommation nationale très variable

L'éolien et le solaire photovoltaïque dépendent entièrement de phénomènes incontrôlables comme l'alternance jour/nuit ou les conditions météo : c'est pourquoi on les qualifie parfois de « fatales », « intermittentes », « non-pilotables » ou « variables », ces deux derniers termes étant plus exacts que les premiers.

Cette variabilité s'ajoute à celle de la consommation, elle aussi peu contrôlable, mais à laquelle la STEG, en tant que gestionnaire du réseau, sait faire face soit par le pilotage à la hausse ou à la baisse des moyens de production, soit par des actions sur la demande telles que l'activation d'usages lors des périodes de surproduction ou le délestage lors des périodes de faible production. On peut noter à cet égard que la variabilité de la consommation est particulièrement marquée en Tunisie où la climatisation est de plus en plus présente dans les foyers. Selon une étude de la STEG réalisée en 2014, le nombre de climatiseurs en Tunisie a presque quadruplé, entre 2009 et 2013, passant de 400 mille à près de 1,5 million d'unités et projetait, à l'époque un taux d'équipement de 70% à l'horizon 2020. Mais l'examen de l'évolution de la pointe électrique mensuelle publié par l'observatoire national de l'énergie et des mines fait apparaître un nouveau record chaque année pour atteindre 4.825 MW en 2023.



Cette thermosensibilité qui cause ce phénomène à l'échelle tunisienne est néanmoins bien maîtrisée par la STEG, grâce notamment à sa capacité d'anticipation basée sur une très bonne connaissance des liens entre prévisions météo et évolution de la consommation. La STEG a ainsi de plus en plus recours à l'interconnexion avec l'Algérie et a ainsi acquis 276 GWh auprès de la SONATRACH en août 2023 soit 11,2% de sa consommation mensuelle. Dans le but d'assurer l'intégration massive des centrales d'énergies renouvelables dans le système électrique au Sud, la STEG a lancé le projet de renforcement du réseau HT Sud – Nord avec un axe 400 kV Skhira – Kondar (en cours de réalisation).



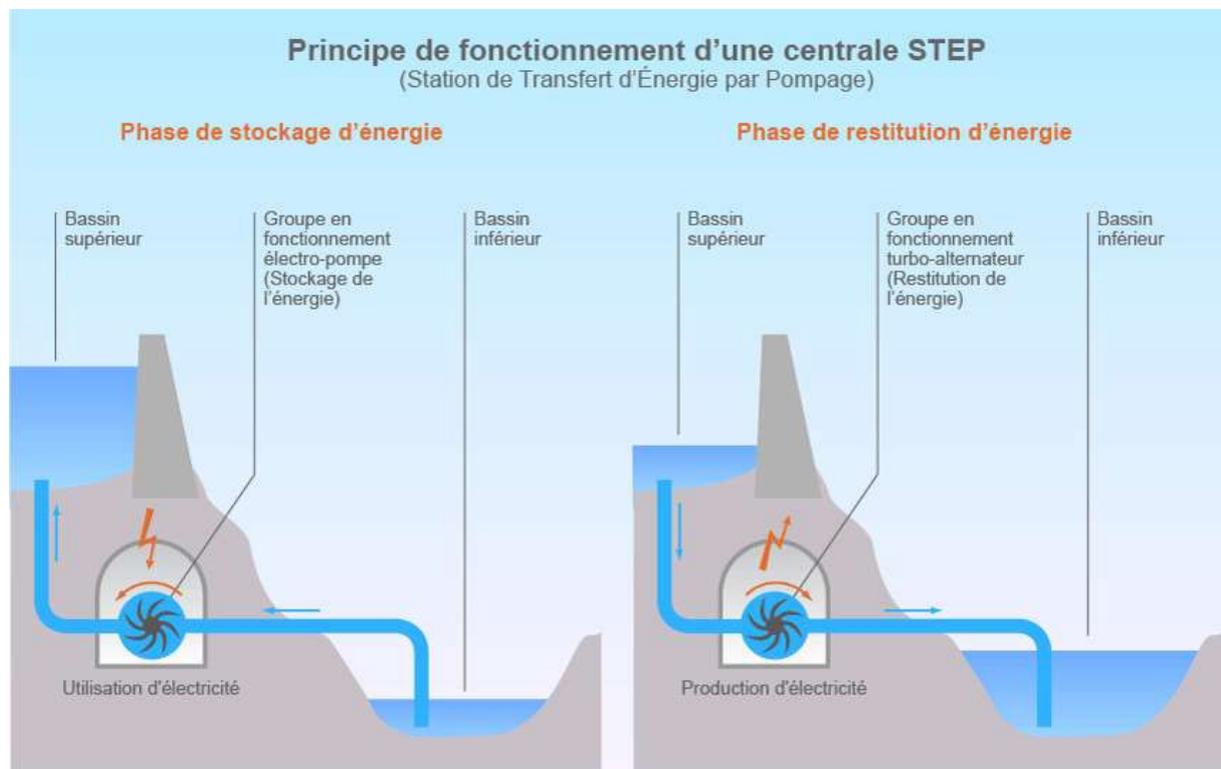
Le réseau actuel peut absorber environ 2500 MW mais reste tributaire de l'emplacement des centrales ER et la finalisation de la réalisation de la ligne Skhira-Kondar de 400 kv.

La flexibilité du réseau

La STEG étudie actuellement, le renforcement de la capacité du réseau de transport d'électricité, le renforcement et le développement des interconnexions, l'introduction de moyens de stockage d'électricité et le développement du Smart-Grid. On notera également l'interconnexion électrique Tunisie-Italie à travers le projet ELMED dont le financement a été bouclé et qui devrait bientôt démarrer les travaux.

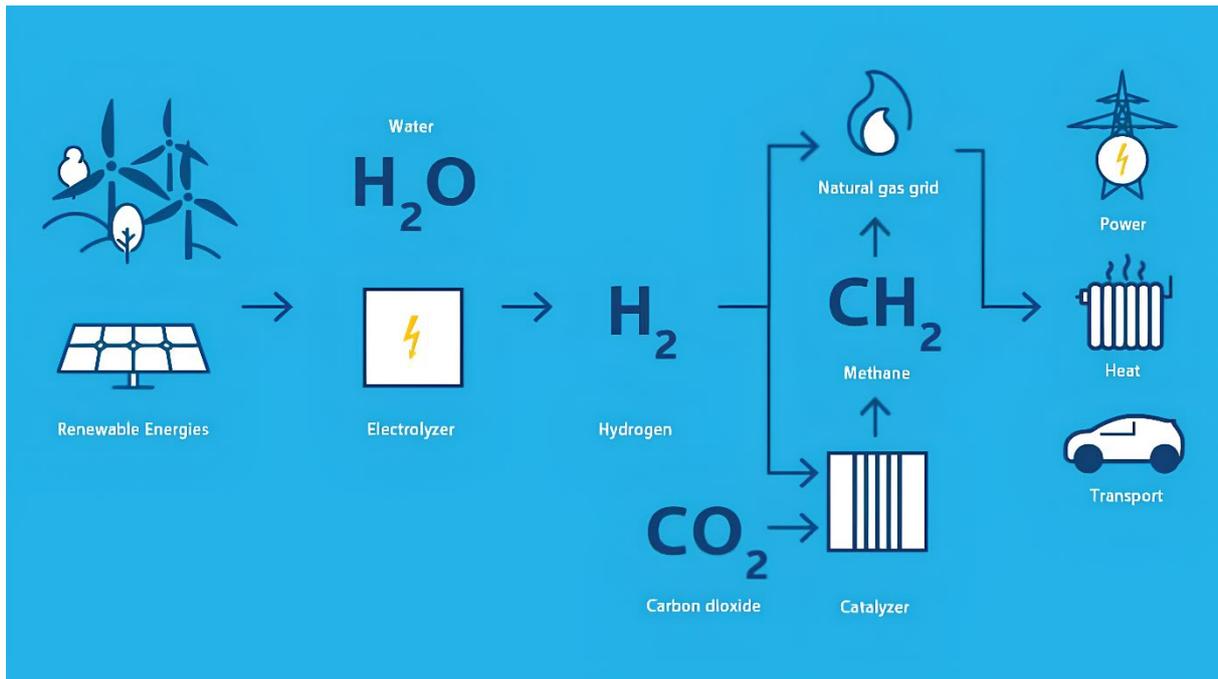
Mais le problème de l'évacuation de l'excédent produit devient, au fur et à mesure du développement des énergies renouvelables, de plus en plus concret.

L'intégration à grande échelle de sources non-pilotables dans le système électrique pose de nouveaux défis, notamment du fait que les périodes de production ne correspondent pas nécessairement à des besoins de consommation et qu'un accroissement de la capacité installée ne se traduit pas nécessairement par une augmentation de la couverture de la demande. Ce problème se posera de manière particulièrement aiguë en Tunisie si seul le photovoltaïque continue à se développer et que l'éolien ne réussit pas à dépasser les contraintes rencontrées. En effet, ces sources variables se complètent au moins partiellement entre elles : si le photovoltaïque ne produit jamais la nuit, ce n'est pas le cas de l'éolien et il y a généralement plus de soleil en été et de vent en hiver sous nos latitudes.



L'interconnexion des systèmes électriques entre pays voisins permet de bénéficier d'un foisonnement de la production renouvelable à l'échelle de l'ensemble du système électrique nord-africain, ce qui est particulièrement important pour la Tunisie qui se situe au cœur géographique de ce dernier et qui est en train de boucler le financement du projet ELMED qui devra la relier à l'Europe via le détroit de Messine.

Ces complémentarités permettent de réduire la variabilité moyenne du système électrique et de retarder le moment où il sera nécessaire de prendre des dispositions spécifiques, mais il subsistera toujours des périodes où la production excède la demande, et d'autres durant lesquelles à l'inverse elle ne suffit pas à répondre aux besoins. Dans le premier cas, trois solutions sont envisageables : l'exportation, le stockage et l'arrêt volontaire de la production (on parle alors d'écêtement). Dans le second, il faut disposer de sources complémentaires tels que moyens de production pilotables, unités de stockage remplies durant les périodes forte production ou importations. A terme, avec un fort taux de pénétration des énergies renouvelables variables, il sera nécessaire de faire appel à des moyens de stockage intersaisonnier massif tel que le « power-to-gas » (production d'hydrogène et le cas échéant de méthane de synthèse).



A noter que le système électrique actuel présente déjà un besoin de flexibilité, du fait notamment du temps de réaction et de réglage des centrales électriques à cycle combiné pour compenser les variations de la consommation. Cette flexibilité est assurée aujourd'hui par les centrales thermiques au gaz naturel activables rapidement, les interconnexions, les effacements industriels sur demande et le pilotage de la demande via des tarifications adaptées (heures pleines / heures creuses). L'intégration des énergies renouvelables sur le réseau impliquera donc une évolution, et non une apparition, du besoin de flexibilité en termes de volume et de type.

Les leviers de flexibilités peuvent agir sur différentes composantes du système électrique selon des modalités et des impacts eux-mêmes différents :

- La production via l'écrêtement de la production renouvelable (réglage technique pour réduire la production par bridage) et le pilotage des centrales thermiques à la hausse ou à la baisse ;
- La consommation via les effacements industriels (coupure d'un site ayant passé un contrat spécifique avec STEG) et le déplacement de la demande. Ce dernier passe principalement par le pilotage des cumulus électriques pour les faire fonctionner en heures creuses afin de lisser la courbe de consommation. A l'avenir, le déplacement de la demande pourra également passer par l'optimisation de la recharge des véhicules électriques, le pilotage des électrolyseurs (permettant la production d'hydrogène vert) ou de nouvelles tarifications dites horo-saisonniers incitant les consommateurs à utiliser leurs équipements électriques durant les heures les moins contraintes ;
- Les interconnexions, à l'instar de l'expérience avec l'Algérie et la Libye et, dans quelques années avec l'Europe par le biais de ELMED, via la compensation d'un éventuel déficit de production dans un pays du fait d'une météo défavorable par les surplus observés au même moment dans un autre pays grâce au foisonnement qui permet d'atténuer d'autant plus les variations de la consommation et de la production non pilotable qu'il peut être exploité à des échelles géographiques plus étendues. Les interconnexions permettent ainsi de répartir l'électricité entre les pays raccordés au réseau, et par là-même de réduire les besoins de capacités installées ;
- Le stockage via des systèmes permettant de stocker l'électricité en cas de surplus de production et de la restituer au moment des pics de consommation. Les différentes technologies de stockage sont choisies en fonction du besoin ciblé : STEP, batteries stationnaires, power-to-gas.

Les besoins en flexibilité du réseau électrique se manifestent à des moments et sur des périodes de temps différents:



- Interannuel (plusieurs années) : d'une année sur l'autre, la production et la consommation peuvent varier, en fonction des aléas météorologiques ;



- Inter-saisonnier (plusieurs semaines ou mois voire années) : sur l'année, la consommation et la production dépendent fortement de la saison, avec plus de consommation et de production solaire en été, une consommation moindre et une production photovoltaïque accrue en hiver ; Actuellement, le besoin de flexibilité inter-saisonnier (sur une année) est en partie couvert par le recours aux centrales à gaz et à l'interconnexion (en été, lorsque la demande est élevée). De nouveaux besoins de flexibilité pourraient apparaître à ce niveau avec une forte intégration d'énergies renouvelables dans le mix, ils pourront être remplis avec la technologie de power-to-gas-to-power. En effet, le gaz, composé de molécule, étant plus facilement stockable que l'électricité, cette famille de technologies permet de convertir l'électricité excédentaire en hydrogène ou en méthane de synthèse, puis de faire la conversion inverse lorsqu'il y a besoin d'injecter de l'électricité dans le réseau.



- Hebdomadaire (plusieurs jours) : sur une semaine-type, on observe généralement une variation à la baisse de la consommation le week-end, et une variabilité de la production Énergies renouvelables imputable principalement à l'éolien ; Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) constituent actuellement le principal moyen de stockage d'électricité à l'international : en 2020, les STEP représentaient 95% de la puissance de stockage d'électricité connectée au réseau dans le monde. Lorsqu'il y a excès de production, l'électricité est utilisée pour alimenter une pompe qui transfère de l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. A l'inverse, lorsqu'il y a un pic de consommation, l'eau du bassin supérieur est turbinée pour produire de l'électricité. Ce mécanisme permet une flexibilité importante à une temporalité de quelques heures (infra-journalière) à quelques jours (infra-hebdomadaire). Il est à noter qu'aujourd'hui, ces derniers sont relativement faibles donc les STEP assurent donc essentiellement une flexibilité infrajournalière. Cependant, avec l'augmentation de la puissance installée en éolien prévue dans les années à venir, le besoin en flexibilité hebdomadaire va augmenter et pourra être assuré par les STEP qui laisseront ainsi une certaine place aux batteries stationnaires pour assurer la flexibilité infrajournalière.



- infrajournalier (plusieurs heures) : sur une journée-type on observe, en été, un pic de consommation le midi puis un autre le soir et, au contraire, des phases de surplus d'électricité notamment classique (centrales à cycle combiné) et potentiellement éolienne disponible pendant la nuit. Les phases de surplus se déplacent vers le midi avec le développement de la production photovoltaïque. Les batteries stationnaires présentent une capacité de stockage d'énergie réduite mais une puissance importante ce qui les rend performantes pour une flexibilité infrajournalière mais pas à plus long terme.

Par ailleurs, le stockage est en concurrence avec d'autres leviers de flexibilité. Celui à court-terme par batteries par exemple, est en compétition avec les effacements ou le déplacement de certaines consommations résidentielles (eau chaude sanitaire, recharge de véhicules électriques...). Elles devraient également être en concurrence avec les nouvelles sources de flexibilité qui se développeront avec la transition énergétique, telles que les électrolyseurs, nécessaires aux besoins de stockage intersaisonnier.

État d'avancement des projets dans le domaine des énergies renouvelables

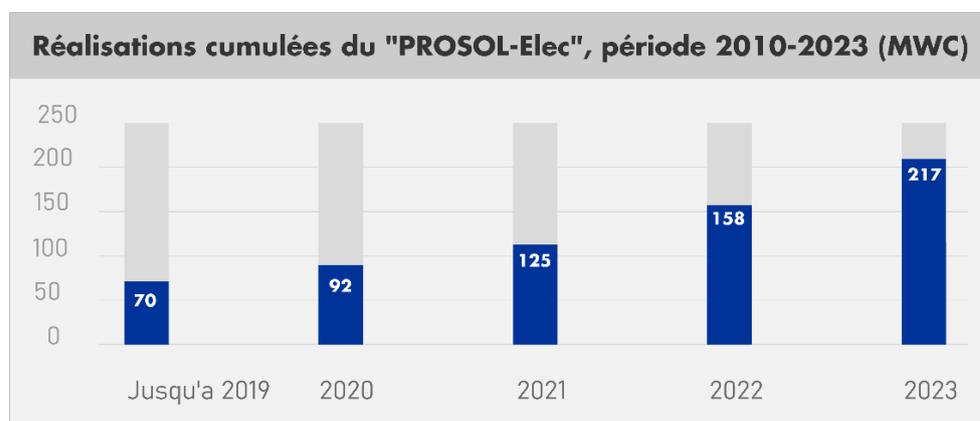
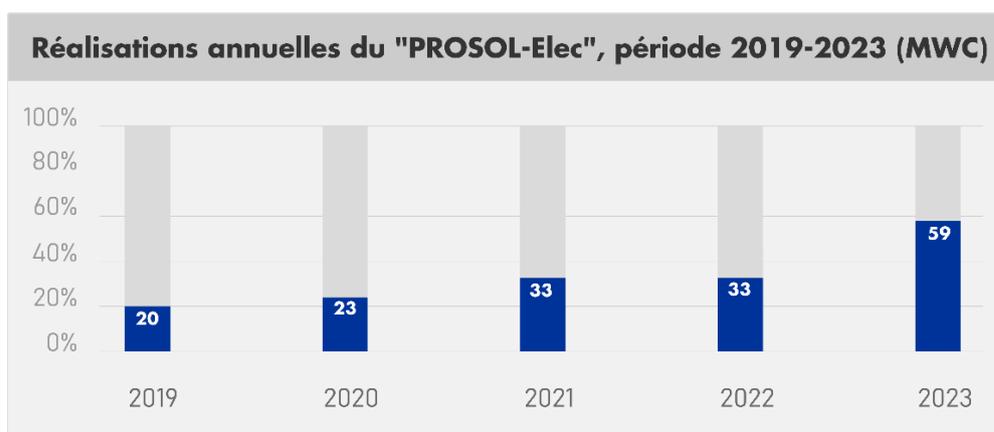
Le potentiel d'ENR est important. Les objectifs pour 2030 et 2035 sont ambitieux. Mais les réalisations restent très en-deçà de nos ambitions. Dans le but de concrétiser les objectifs du Plan Solaire Tunisien, l'avis n° 01/2016 publié par le ministère chargé de l'énergie a fixé la capacité solaire PV à installer pour la production d'électricité durant la période 2017-2020 à 650 Mwc. Suite à la conférence nationale sur l'accélération de la mise en œuvre des projets ER en Tunisie, en décembre 2017, il a été décidé d'amener la puissance PV à mettre en place à 1070 MW dont 300 pour la STEG, 500 en concession, 140 par autorisation et 130 sous le régime de l'autoproduction.

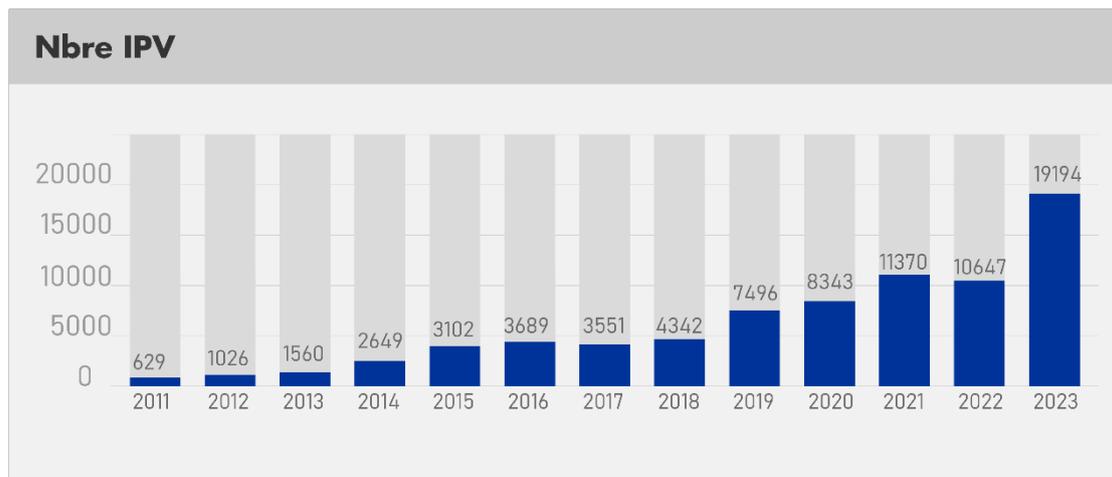
Les projets de solaire photovoltaïque raccordé au réseau électrique

L'autoproduction PV raccordé à la Basse Tension

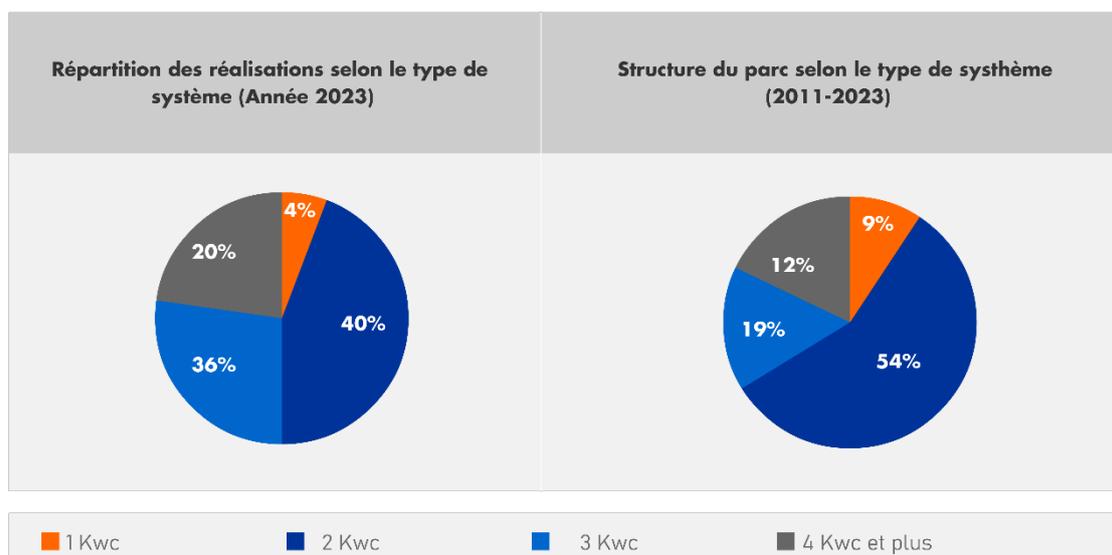
Le programme prosol - élec a été mis en place en 2010. Il s'appuie sur un mécanisme de financement combinant des subventions accordées par l'Etat Tunisien, à travers le FNME/FTE et des crédits bancaires dont le recouvrement est effectué à travers les factures de la consommation électrique sur 7 ans.

Depuis le démarrage du programme « Prosol Elec », la puissance cumulée des systèmes PV installés a atteint 217 MW en 2023. Sur la période 2017-2023, le parc des systèmes PV installés a évolué annuellement à un rythme moyen de 21%. En 2023, la puissance installée a atteint 59 MW pour un total de 19.194 installations photovoltaïques (IPV).

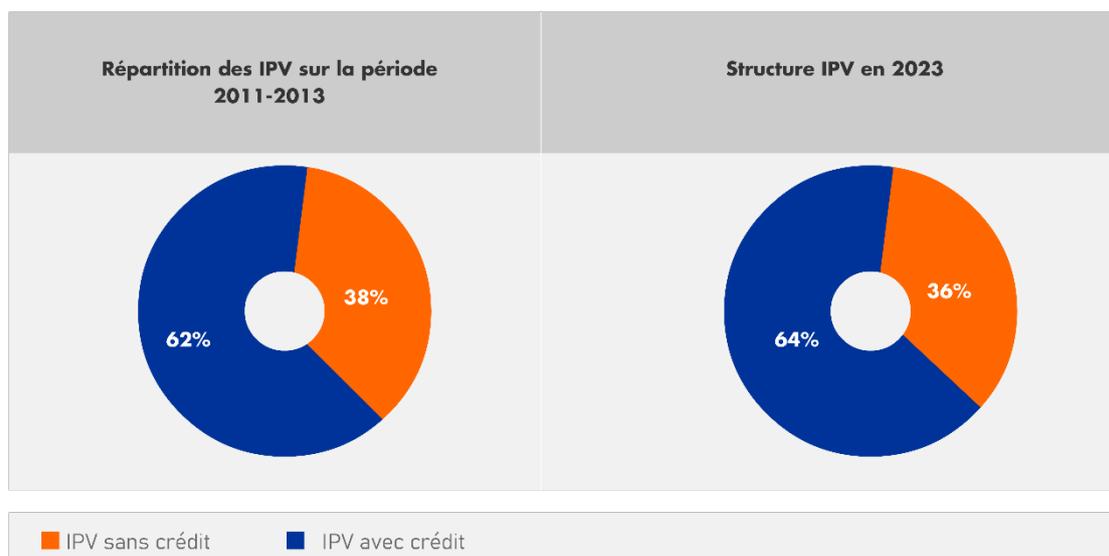




Le parc des systèmes PV installés est dominé par les systèmes de 1 kWc, 2 kWc ou 3 kWc qui représentent 82% du nombre total des IPV. Cette répartition est aussi respectée en 2023 où ces catégories d'IPV représentent 80% du nombre total des systèmes installés.



Environ 64% du total des installations bénéficient des crédits en 2023. Ce taux demeure aussi aux alentours de 62% tout au long du programme 2011-2023.



Les crédits par type d'installation se détaille comme suit :

Type IPV	Catégorie de crédit (DT)
1 kWc	3500
2 kWc	6500
3 kWc et plus	10 000

Ce mécanisme de financement innovant qui a été mis en place dans le cadre d'une convention tripartite STEG-ANME-Banque a permis l'installation de près de 227 MW à fin janvier 2024. C'est un des acquis nationaux pour la transition énergétique.

Deux nouveaux programmes seront lancés prochainement. Le programme Prosol Elec économique et le programme Prosol Elec social. Le programme Prosol Elec économique consiste à élargir l'accès du PROSOL ELEC actuel pour les ménages dont la consommation électrique annuelle est inférieure à 1800 kWh et qui représente un potentiel d'environ de 1,840 million de ménages, soit près de la moitié des clients BT de la STEG. Ces consommateurs appartenant aux couches sociales à faible et moyens revenus, sont les plus subventionnés sur les tarifs de l'électricité d'où l'intérêt de les cibler et par conséquent diminuer les subventions accordées par l'Etat. Le nouveau mécanisme financier qui est similaire à celui du PROSOL ELEC actuel dit « PROSOL ELEC Economique » est composé d'un crédit bancaire remboursé via la facture STEG (une maturité de 10 ans au lieu de 7 ans actuellement, et une bonification du taux d'intérêt du crédit prise en charge par «NAMA Facility» pour le ramener à 3%), une subvention du FTE : 1500 DT /kWc (30 % du capex), le reste étant à la charge du ménage.

Le programme PV Social (en phase projet pilote) est un programme national d'électrification de ménages à faible revenu par des systèmes solaires photovoltaïques. Il couvre les abonnés qui consomment moins que 100 kWh/mois, qui représente un potentiel d'environ de 800 milles ménages. L'objectif principal du programme est de lutter contre la précarité énergétique et de substituer les quantités d'électricité fortement subventionnées par l'Etat à travers l'installation de kits solaires PV. Il est proposé que ce programme bénéficie d'une prise en charge totale ou partielle des projets à caractère national par le FTE (Une contribution symbolique des bénéficiaires est envisageable).

Ces différentes réalisations ont permis la création d'un véritable écosystème national du photovoltaïque avec plus de 6.000 emplois :



- 51 fournisseurs éligibles au programme PROSOL résidentiel
- 48 fournisseurs de panneaux photovoltaïques (dont 02 entreprises tunisiennes et 46 importateurs)
- 31 centres de formation agréés dans le domaine du photovoltaïque
- 109 experts auditeurs énergétiques
- 633 sociétés d'installations agréées par l'ANME
- 68 bureaux d'études spécialisés agréés par l'ANME

C'est un acquis pour le pays qui peut, avec une politique économique adaptée, encore se développer au cours des prochaines années.

L'autoproduction PV raccordé à la Moyenne Tension

La publication en 2017, de tous les textes d'application de la loi n° 2015-12 a permis le démarrage d'approbation des projets d'autoproduction raccordés à la MT. A fin janvier 2024, 314 projets solaires PV d'autoproduction en MT ont été approuvés par la CTER. La puissance globale des projets PV approuvés est de 112 MW. La majorité de ces projets ont été réalisés dans le secteur agricole. L'industrie et le tertiaire se partagent le reliquat.

L'autorisation

Depuis la publication de l'avis n° 01/2016 publié par le ministère chargé de l'énergie a fixé la capacité solaire PV à installer pour la production d'électricité durant la période 2017-2020, 4 rounds d'appels à projets solaire PV ont été lancés en mai 2017, mai 2018, juillet 2019 et décembre 2020.

- Le premier round d'appels à projets (mai 2017) visait la mise en place de centrales d'une capacité de 70 MW PV et 140 MW d'éolienne. 06 projets PV de 10Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 0,064 USD. 04 projets PV de 1Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 212 millimes le KWh. Pour l'éolien, la capacité a été reportée pour le 2nd round.
- Le second round d'appels à projets (mai 2018) visait la mise en place de centrales d'une capacité de 70 MW PV et 130 MW d'éolienne. 06 projets PV de 10Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 0,045 USD le KWh. 10 projets PV de 1Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 211 millimes le KWh. 04 projets éoliens de 30Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 0,043 USD.
- Le troisième round d'appels à projets (juillet 2019) visait la mise en place de centrales d'une capacité de 70 MW PV et abandonnait les projets éoliens. 06 projets PV de 10Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 0,044 USD le KWh. 10 projets PV de 1Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 202 millimes le KWh.
- Le quatrième round d'appels à projets (décembre 2020) visait la mise en place de centrales d'une capacité de 70 MW PV et abandonnait les projets éoliens. 04 projets PV de 10Mwc chacun ont obtenu l'accord de

principe. Le prix du KWh moyen est de 0,04 USD le KWh. 03 projets PV de 1Mwc chacun ont obtenu l'accord de principe. Le prix du KWh moyen est de 182 millimes le KWh.

Round	Photovoltaïque		Eolien
	10 MWc	1 MWc	30 MWc
Nombre Projets	22	27	4
Capacité	220	27	120
Capacité totale	247		120
	367		

Round	Photovoltaïque		Eolien
	10 MWc	1 MWc	30 MWc
1	6	4	Capacité reportée pour le 2nd round
2	6	10	4
3	6	10	
4	4	3	

Les réalisations, à fin mars 2024, se présentent comme suit :

Round	
1	Sur les 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), création de 7 sociétés de projet et mise en service de 4 projets : <ul style="list-style-type: none"> -Projet Enfidha - 1MW depuis 2020. -Projet SidiBouزيد : 1MW en avril 2023. -Projet meknassi : 10 MW en avril 2023. -Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.
2	Sur les 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), création de 5 sociétés de projet et mise en service de 3 projets : <ul style="list-style-type: none"> -Projet Fawar-Kébili : 1MW en production (arrêté du 09 septembre 2022). -Projet Matmata-Gabes : 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). -Projet Skhira : 1 MW en production (arrêté du 01 août 2023).
3	Sur les 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW), création d'une société de projet : Projet Djerba de 1MW : en production (Février 2024).
4	Sur les 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW)

Seuls 8 projets ont été réalisés et sont entrés en production (2 projets de 10 MW et 6 projets de 1 MW dans le solaire et aucun projet dans l'éolien) pour une capacité totale de 26 MWc. Pour l'éolien, 4 projets d'une capacité unitaire de 30 MW ont été préqualifiés. Leur l'implantation est prévue sur des sites situés dans les régions de Mornag (Gouvernorat de Ben Arous), Jebel Sidi Bchir, Jbel Kchbata et Batiha (Gouvernorat de Bizerte). Le

montant global des investissements pour ces projets s'élève à environ 400 MDT et les prix de vente proposés varient entre 111 millimes et 136 millimes/kWh.

Il faut enfin noter que le Décret Présidentiel n° 2022-299 du 28 mars 2022, a étendu la durée de validité des accords de principe accordés aux projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans le cadre du régime d'autorisation avant le 31 décembre 2020. Ceux-ci arrivent à échéance dans les prochaines semaines et il y a un fort risque qu'ils ne soient pas concrétisés.

Les concessions

Un appel d'offres de pré-qualification a été lancé en mai 2018 pour la mise en place de centrales d'énergies renouvelables d'une capacité totale de 1 GW par le biais de 5 centrales solaires PV d'une capacité globale de 500 MW dans des sites fixés par l'Etat (50 MW à Tozeur, 50 MW à Sidi Bouzid, 10 MW à Kairouan, 100 MW à Gafsa, 200 MW à Tataouine), 02 centrales éoliennes dans des sites fixés par l'Etat (200 MW à Nabeul et 100 MW à Kebili) et 200 MW dans l'éolien dans des sites privés à déterminer par l'investisseur. L'implantation de ces centrales solaires PV sera faite sur des terrains appartenant au domaine de l'Etat à Sidi Bouzid (50 MW), Tozeur (50 MW), Kairouan (100 MW), Gafsa (100 MW) et Tataouine (200 MW). Le 19 juillet 2019, le Ministère a reçu 58 offres dont 38 pour le PV et 20 pour l'éolien. Le résultat du dépouillement a été publié le 23 novembre 2018 et dans ce cadre 16 candidats pour le PV et 12 candidats pour l'éolien ont été retenus pour participer à l'appel d'offres restreint qui a été lancé en Mars 2019.

Le 20 Décembre 2019, le ministère a annoncé le résultat de l'appel d'offre restreint et a attribué les projets aux adjudicataires provisoires suivants :

Projets	Adjudicataire	Puissance AC (MW)	Tarif (DT//MW h)
Tozeur (A)	SCATEC SOLAR	50	79,379
Sidi Bouzid (B)	SCATEC SOLAR	50	79,379
Kairouan (C)	TBEA/AMEA*	100	97,920
Gafsa (D)	ENGIE/NAREVA	100	79,950
Tataouine (E)	SCATEC SOLAR	200	71,783

Ces projets ont été approuvés par les décrets-Lois n° 14, 15 et 16 du 14 décembre 2021 et n° 19 et 20 du 22 décembre 2022.

A l'exception du projet Kairouan de 100MW qui a connu la signature des accords de financement le 26 septembre 2023 et prévoit un démarrage bientôt des travaux, tous les autres projets sont actuellement en phase de bouclage financier, d'études environnementales et sociales et de permitting mais aucun n'est encore entré en production. Certains investisseurs se sont désistés mais les autorités ont enclenché la procédure pour l'attribution aux participants suivants.

En ce qui concerne les 300MW éolien, il a été convenu de reporter ces appels d'offres afin de collecter et mettre à la disposition des investisseurs potentiels davantage d'informations sur le potentiel éolien national. C'est ainsi que du matériel de mesure du potentiel du vent a été acquis en Mai 2021 avec un financement par le PNUD et une campagne de mesure mutualisée a été planifiée et les développeurs préqualifiés ont confirmé la poursuite de leur adhésion aux projets. L'appel d'offres restreint s'étalera alors jusqu'à fin 2023 après l'achèvement de la campagne de mesure. Par ailleurs, une étude environnementale et sociale a été lancée en Mai 2021 avec l'appui de la BERD pour une période d'une année et la mission a été étendue par le ministère.

Il semble donc que le volet éolien de la stratégie de transition énergétique ne soit pas encore assez mûr et pourrait prendre quelques années supplémentaires pour être concrétisé.

Par ailleurs, et pour instaurer plus de visibilité à l'horizon 2025, le ministère a préparé le plan national de production d'électricité à partir des énergies renouvelables 2022-2025 tel que stipulé par les articles 3 et 40 de la loi n°2015-12. Ce programme a été validé par le CM du 12 avril 2022 et se présente comme suit :

Capacité (MW)

Régime	Ressource	2018-2021	2022	2023	2024	2025	Total
Autorisations	PV	204	70	-	70	-	344
	Eolien	120	-	-	-	-	120
Concessions	PV	500	500	200	500	200	1900
	Eolien	300	150	150	150	150	900
Autoproduction	PV	50			350		400
	Eolien	0			150		150
STEG	PV et Eolien	20			360		380
Total							4,194

Il est à signaler que dans le cadre de ce programme, le Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie a lancé, le 23 décembre 2022, 3 appels d'offres pour le régime concession pour la réalisation de :

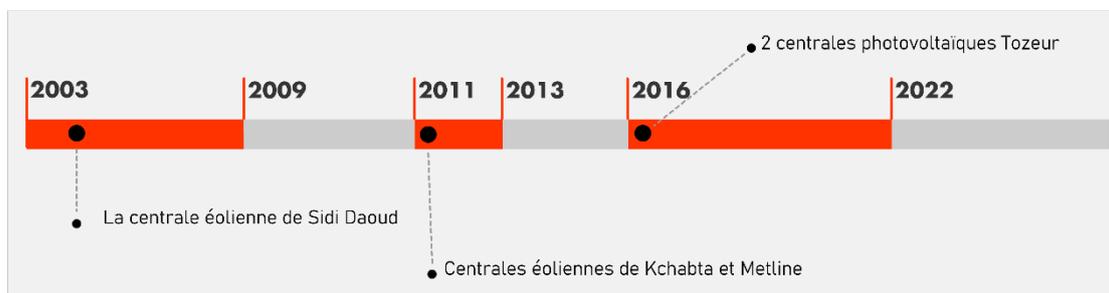
Technologie	Projets	Délai
800 MW solaire PV (Sites promoteurs)	8 projets proposés par les promoteurs (d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW)	1er round : 15 juin 2023
		2ème round : mars 2024
		3ème round : novembre 2024
600MW éolien (Sites promoteurs)	8 projets proposés par les promoteurs (d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW)	4ème round : septembre 2025
		1er round : 14 septembre 2023
		2ème round : mai 2024
		3ème round : février 2025
2 centrales PV (Sites de l'Etat)	300 Ha à Hecha (Gabès)	18 mai 2023
	270 Ha à Khoubna (Sidi Bouzid)	

Le Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie a publié un communiqué pour informer les promoteurs intéressés par la participation aux appels d'offres N°01-2022, N°02-2022 et N°03-2022, que l'obtention des cahiers des charges sera possible jusqu'au 01 Mars 2024 à 12h00 heure de Tunis. Les différentes dates sont donc prorogées. Pour les 800 MW solaire PV (Sites promoteurs), le lancement de l'appel d'offres a eu lieu en décembre 2022 et les offres sont attendues entre le premier trimestre de 2024 et septembre 2025

Pour les 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid, l'appel d'offres a été lancé en décembre 2022 pour des réponses attendues au cours du premier trimestre de 2024.

Les projets de la STEG

La STEG a été pionnière dans la production d'énergies renouvelables avec notamment :



- 2003-2009 : réalisation de la centrale éolienne de Sidi Daoud (Haouaria) d'une capacité de 54,5 MW et un coût global de 90 MD
- 2011-2013 : réalisation des centrales éoliennes de Kchabta et Metline (Bizerte)
- 2016-2022 : réalisation de 2 centrales photovoltaïques d'une capacité globale de 20 MW (10 MW + 10 MW) à Tozeur

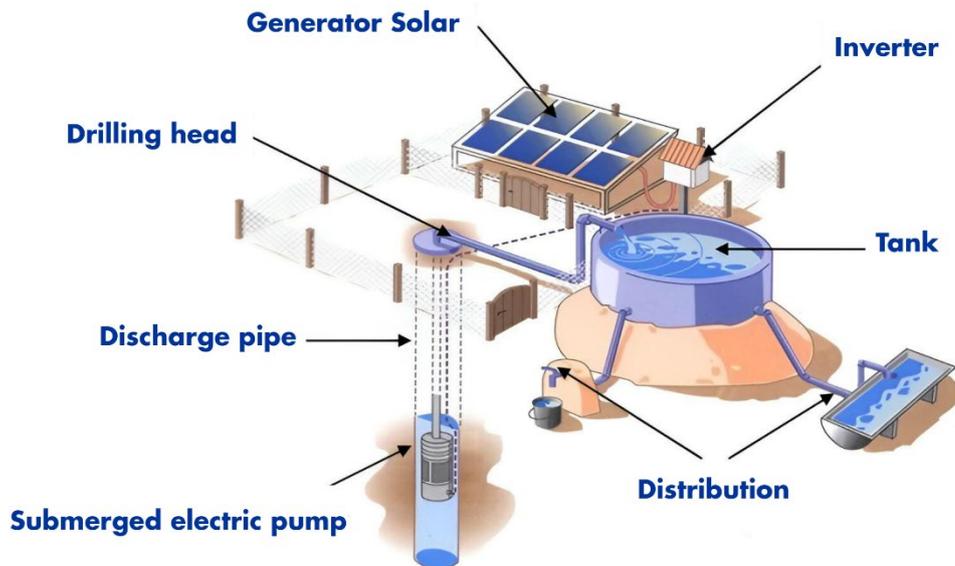
Compte tenu de la situation financière de la STEG et de ses différents défis financiers et notamment ceux relatifs au renforcement du réseau de transport, il n'est pas judicieux que la STEG investisse dans la production d'énergie photovoltaïque. Il y a toutefois lieu d'examiner avec plus d'attention la possibilité d'impliquer la STEG dans la production d'énergie éolienne à l'instar des précédentes réalisations de Haouria et Metline. L'intervention d'un opérateur public national peut en effet faciliter la résolution des servitudes liées à certains terrains pré-identifiés.

Les projets de solaire photovoltaïque non raccordés au réseau électrique

Au niveau de l'électrification rurale

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. Les installations photovoltaïques étaient destinées aux populations à faibles revenus afin d'améliorer leurs conditions de vie. Ces installations ont été subventionnées à plus de 90% par le budget de l'Etat dans le cadre des programmes annuels menés conjointement par l'ANME et les conseils régionaux des gouvernorats concernés. Le développement du réseau électrique national et la rapidité de son extension dans le milieu rural ont limité considérablement le potentiel de l'électrification décentralisée par le solaire PV. Depuis 2010, le nombre d'installations ayant bénéficié de la subvention "FNME" se monte à 176 pour une puissance globale de 315 Kwc.

Le pompage de l'eau



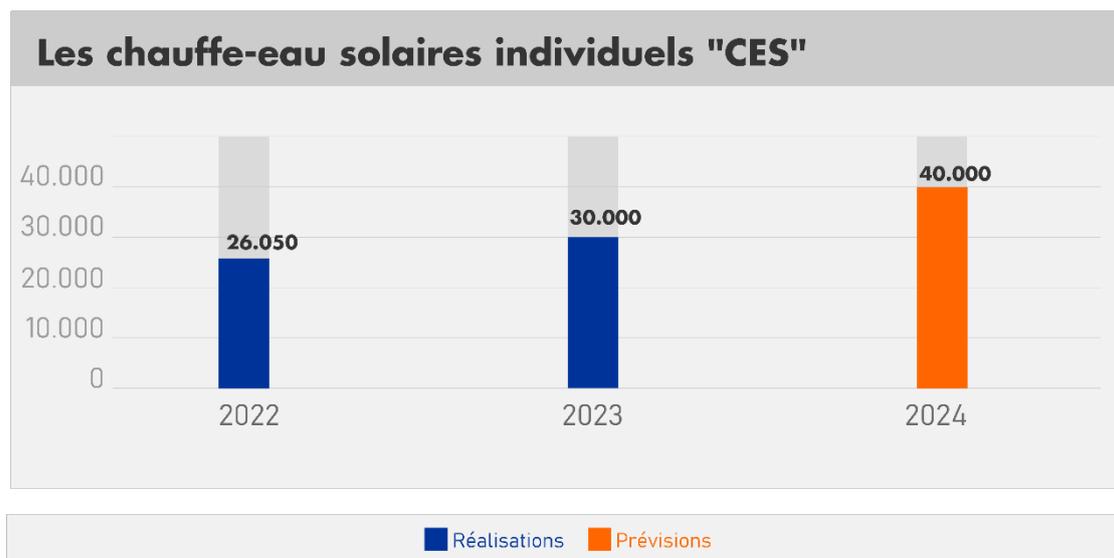
Le pompage de l'eau est considéré parmi les importantes applications de l'énergie solaire PV non raccordée au réseau. Le Ministère de l'Agriculture a adopté cette technologie pour couvrir les besoins en eau potable des populations des zones lointaines, notamment dans le Sud tunisien. Le nombre d'installations de pompage solaire d'eau potable est estimé à environ 200. Avec l'augmentation des prix de vente du gasoil, la baisse des coûts des systèmes solaires PV et la mise en place des primes spécifiques par le FNME/ FTE, le recours au solaire PV pour le pompage de l'eau destinée à l'irrigation est devenu économiquement rentable. Le nombre des systèmes de pompage solaire d'eau d'irrigation est estimé à 500 systèmes totalisant une puissance PV globale d'environ 5 MWc.

Les chauffe-eau solaires individuels "CES"

Le programme d'installation des chauffe-eau solaires "prosol" date de 1982. Après une opération pilote réussie soutenue par des fonds étrangers, l'Etat a mis en place un mécanisme innovant de financement et d'incitation combinant l'octroi d'une subvention, payée par l'ANME à la société installatrice, à travers le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (transformé en 2014 en FTE) et l'octroi au consommateur d'un crédit bancaire remboursable à travers la facture de la STEG de l'acquéreur du CES sur une durée de 5 ans.

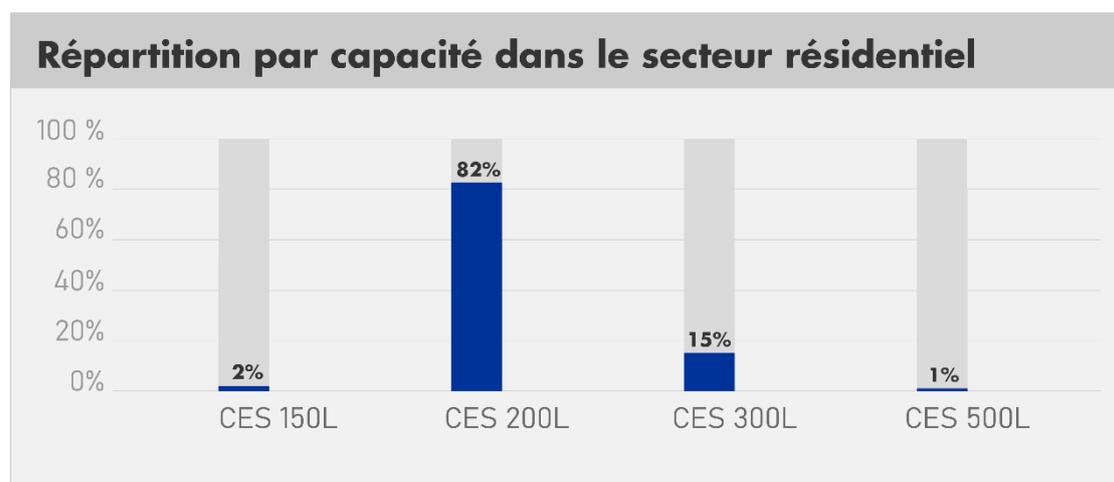
A fin 2024, la surface installée totale est de 1.126.000 m²

On peut constater une accélération au cours de ces dernières années (en m²) :



- Réalisations 2022 : 26.050
- Réalisations 2023 : 30.000
- Prévisions 2024 : 40.000

Leur répartition par capacité dans le secteur résidentiel se présente comme suit :



- CES 150L : 2%
- CES 200L : 82%
- CES 300L : 15%
- CES 500L : 1%

Le chauffage solaire collectif de l'eau

Le développement des installations solaires collectives pour le chauffage de l'eau a été lancé au milieu des années 90 grâce à des fonds étrangers. Environ 10.500 m² de capteurs solaires destinés au chauffage collectif de l'eau dans le secteur tertiaire ont été installés dans le cadre de ce projet durant la période 1997-2002, dont la plupart au profit du secteur hôtelier. En 2009 -2010, l'ANME a procédé à la mise en place de deux programmes Prosol-tertiaire et ProsolIndustrie, tous les deux soutenus par le FNME et le PNUE. Depuis la mise place de ces programmes, une surface d'environ 32.000 m² de capteurs solaires a été installée, notamment dans le secteur tertiaire.

Défis du réseau de transport d'électricité

L'intégration à grande échelle de sources non-pilotables dans le système électrique pose de nouveaux défis, notamment du fait que les périodes de production ne correspondent pas nécessairement à des besoins de consommation et qu'un accroissement de la capacité installée ne se traduit pas nécessairement par une augmentation de la couverture de la demande. Ce problème se posera de manière particulièrement aiguë en Tunisie si seul le photovoltaïque continue à se développer et que l'éolien ne réussit pas à dépasser les contraintes rencontrées. En effet, ces sources variables se complètent au moins partiellement entre elles : si le photovoltaïque ne produit jamais la nuit, ce n'est pas le cas de l'éolien et il y a généralement plus de soleil en été et de vent en hiver sous nos latitudes.

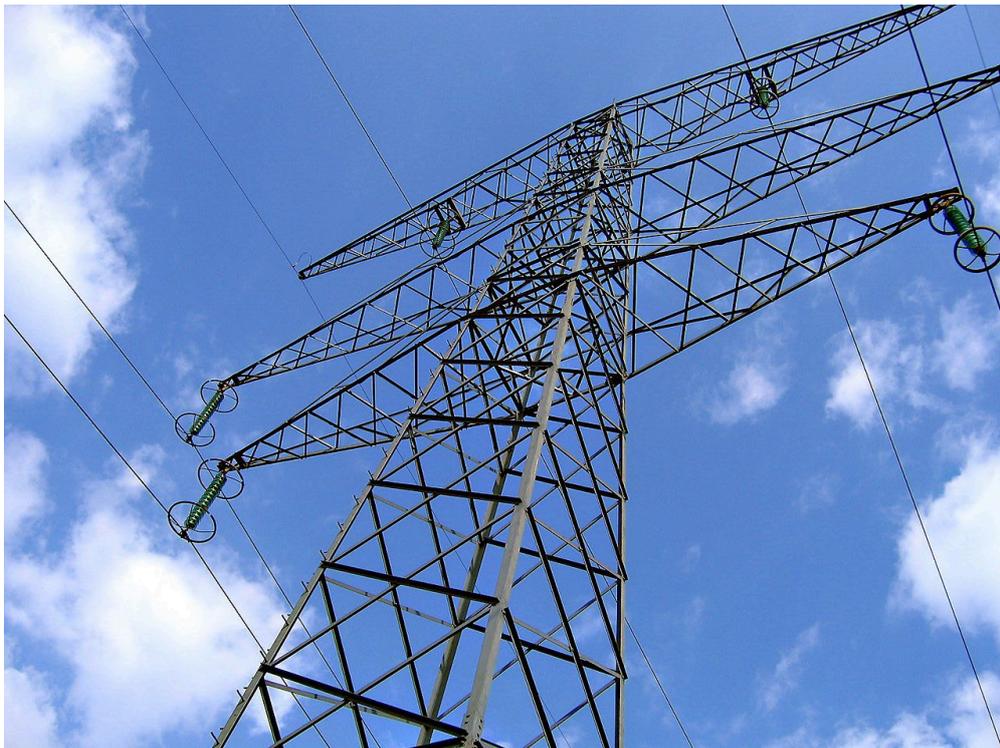
L'interconnexion des systèmes électriques entre pays voisins permet de bénéficier d'un foisonnement de la production renouvelable à l'échelle de l'ensemble du système électrique nord-africain, ce qui est particulièrement important pour la Tunisie qui se situe au cœur géographique de ce dernier et qui est en train de boucler le financement du projet ELMED qui devra la relier à l'Europe via le détroit de Messine.

Ces complémentarités permettent de réduire la variabilité moyenne du système électrique et de retarder le moment où il sera nécessaire de prendre des dispositions spécifiques, mais il subsistera toujours des périodes où la production excède la demande, et d'autres durant lesquelles à l'inverse elle ne suffit pas à répondre aux besoins. Dans le premier cas, trois solutions sont envisageables : l'exportation, le stockage et l'arrêt volontaire de la production (on parle alors d'écrêtement). Dans le second, il faut disposer de sources complémentaires tels que moyens de production pilotables, unités de stockage remplies durant les périodes forte production ou importations. A terme, avec un fort taux de pénétration des énergies renouvelables variables, il sera nécessaire de faire appel à des moyens de stockage intersaisonnier massif tel que le « power-to-gas » (production d'hydrogène et le cas échéant de méthane de synthèse).

A noter que le système électrique actuel présente déjà un besoin de flexibilité, du fait notamment du temps de réaction et de réglage des centrales électriques à cycle combiné pour compenser les variations de la consommation. Cette flexibilité est assurée aujourd'hui par les centrales thermiques au gaz naturel activables rapidement, les interconnexions, les effacements industriels sur demande et le pilotage de la demande via des tarifications adaptées (heures pleines / heures creuses). L'intégration des énergies renouvelables sur le réseau impliquera donc une évolution, et non une apparition, du besoin de flexibilité en termes de volume et de type.

Les leviers de flexibilités peuvent agir sur différentes composantes du système électrique selon des modalités et des impacts eux-mêmes différents :

- La production via l'écrêtement de la production renouvelable (réglage technique pour réduire la production par bridage) et le pilotage des centrales thermiques à la hausse ou à la baisse ;



- La consommation via les effacements industriels (coupure d'un site ayant passé un contrat spécifique avec STEG) et le déplacement de la demande. Ce dernier passe principalement par le pilotage des cumulus électriques pour les faire fonctionner en heures creuses afin de lisser la courbe de consommation. A l'avenir, le déplacement de la demande pourra également passer par l'optimisation de la recharge des véhicules électriques, le pilotage des électrolyseurs (permettant la production d'hydrogène vert) ou de nouvelles tarifications dites horo-saisonniers incitant les consommateurs à utiliser leurs équipements électriques durant les heures les moins contraintes ;
- Les interconnexions, à l'instar de l'expérience avec l'Algérie et la Libye et, dans quelques années avec l'Europe par le biais de ELMED, via la compensation d'un éventuel déficit de production dans un pays du fait d'une météo défavorable par les surplus observés au même moment dans un autre pays grâce au foisonnement qui permet d'atténuer d'autant plus les variations de la consommation et de la production non pilotable qu'il peut être exploité à des échelles géographiques plus étendues. Les interconnexions permettent ainsi de répartir l'électricité entre les pays raccordés au réseau, et par là-même de réduire les besoins de capacités installées ;
- Le stockage via des systèmes permettant de stocker l'électricité en cas de surplus de production et de la restituer au moment des pics de consommation. Les différentes technologies de stockage sont choisies en fonction du besoin ciblé : STEP, batteries stationnaires, power-to-gas.

Les besoins en flexibilité du réseau électrique se manifestent à des moments et sur des périodes de temps différents:

- Interannuel (plusieurs années) : d'une année sur l'autre, la production et la consommation peuvent varier, en fonction des aléas météorologiques ;
- Inter-saisonnier (plusieurs semaines ou mois voire années) : sur l'année, la consommation et la production dépendent fortement de la saison, avec plus de consommation et de production solaire en été, une consommation moindre et une production photovoltaïque accrue en hiver ; Actuellement, le besoin de flexibilité inter-saisonnier (sur une année) est en partie couvert par le recours aux centrales à gaz et à l'interconnexion (en été, lorsque la demande est élevée). De nouveaux besoins de flexibilité pourraient apparaître à ce niveau avec une forte intégration d'énergies renouvelables dans le mix, ils pourront être remplis avec la technologie de power-to-gas-to-power. En effet, le gaz, composé de molécule, étant plus facilement stockable que l'électricité, cette famille de technologies permet de convertir l'électricité excédentaire en hydrogène ou en méthane de synthèse, puis de faire la conversion inverse lorsqu'il y a besoin d'injecter de l'électricité dans le réseau.
- Hebdomadaire (plusieurs jours) : sur une semaine-type, on observe généralement une variation à la baisse de la consommation le week-end, et une variabilité de la production Énergies renouvelables imputable principalement à l'éolien ; Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) constituent actuellement le principal moyen de stockage d'électricité à l'international : en 2020, les STEP représentaient 95% de la puissance de stockage d'électricité connectée au réseau dans le monde. Lorsqu'il y a excès de production, l'électricité est utilisée pour alimenter une pompe qui transfère de l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. A l'inverse, lorsqu'il y a un pic de consommation, l'eau du bassin supérieur est turbinée pour produire de l'électricité. Ce mécanisme permet une flexibilité importante à une temporalité de quelques heures (infra-journalière) à quelques jours (infra-hebdomadaire). Il est à noter qu'aujourd'hui, ces derniers sont relativement faibles donc les STEP assurent donc essentiellement une flexibilité infrajournalière. Cependant, avec l'augmentation de la puissance installée en éolien prévue dans les années à venir, le besoin en flexibilité hebdomadaire va augmenter et pourra être assuré par les STEP qui laisseront ainsi une certaine place aux batteries stationnaires pour assurer la flexibilité infrajournalière.
- infrajournalier (plusieurs heures) : sur une journée-type on observe, en été, un pic de consommation le midi puis un autre le soir et, au contraire, des phases de surplus d'électricité notamment classique (centrales à cycle combiné) et potentiellement éolienne disponible pendant la nuit. Les phases de surplus se déplacent vers le midi avec le développement de la production photovoltaïque. Les batteries stationnaires présentent une capacité de stockage d'énergie réduite mais une puissance importante ce qui les rend performantes pour une flexibilité infrajournalière mais pas à plus long terme.

Par ailleurs, le stockage est en concurrence avec d'autres leviers de flexibilité. Celui à court-terme par batteries par exemple, est en compétition avec les effacements ou le déplacement de certaines consommations résidentielles (eau chaude sanitaire, recharge de véhicules électriques...). Elles devraient également être en concurrence avec les nouvelles sources de flexibilité qui se développeront avec la transition énergétique, telles que les électrolyseurs, nécessaires aux besoins de stockage intersaisonnier.

Or, actuellement, comme indiqué précédemment, la consommation nationale est très saisonnière avec des pics en juillet-août-septembre et des creux en printemps et en automne. Ainsi, à titre d'exemple, le pic du 1^{er} avril courant est inférieur à 2.200 MW. La courbe de charge du réseau se présente donc comme suit :

Situation	Utilisation des EnR	MW
Actuelle	Minimum technique STEG *	1000
	Reliquat consommation nationale	1188
Après 2030	STEP (max)	600
	ELMED (max)	600
	Autres	12
	Total	3400

* : hors centrales à cycle combiné (Skhira I et II et Bizerte I et II)

Le minimum technique de la STEG est égal au minimum de production des centrales à cycle combiné (environ 40% de la capacité de production). Il est actuellement égal à environ 1.000 MW. La production nationale à partir des centrales classiques ne peut donc être inférieure à 1.000 MW. Pour la réduire, il faudrait arrêter complètement la production. Dans ce cas, le redémarrage de la production prend plusieurs heures au cours desquelles on ne pourra pas compter sur la production classique. Or la production d'énergies renouvelables intermittentes ne peut assurer la marge de sécurité qu'elle représente. C'est pourquoi elle peut être considérée comme incompressible. Donc, pour le 01/04/2024, toute production supérieure à 2.188 ne pourra être consommée à l'échelle nationale.

Au cours des prochaines années, il est attendu une croissance moyenne de 2% par an. La consommation électrique pourrait augmenter au même rythme en l'absence d'efforts nationaux en matière de maîtrise de la consommation énergétique. Or la stratégie nationale prévoit une amélioration de l'efficacité énergétique de 30% d'ici 2030 grâce aux différents projets lancés à l'échelle nationale. Dans une position plus réaliste, nous supposons, dans le cadre de cette consultation, que la maîtrise énergétique comblera l'augmentation de la demande. Dans ce cas, d'ici 2030, le maximum de consommation nationale le 1^{er} Avril de chaque année plafonnera à 2.188 MW.

Après 2030, le projet ELMED devrait entrer en production. Il est à noter que celui-ci est prévu pour 2027. Mais compte tenu des différents retards accumulés par le projet et les surcoûts constatés, la date de 2031 nous semble beaucoup plus plausible. A cette date, le projet ELMED pourra absorber une capacité excédentaire par rapport à la consommation nationale d'au maximum 600 MW.

Le projet STEP prévoit une entrée en production en 2030. Il permettra donc, d'après les prévisions de la stratégie nationale, de stocker une capacité de 400 à 600 MW. Le projet est en cours d'études et n'a pas encore été défini dans ses détails. Ces chiffres sont donc présentés à titre indicatif sous réserve de confirmation par les études techniques détaillées. Mais on peut prévoir, au meilleur des cas, une capacité de stockage de 600 MW disponible d'ici 2031.

Par ailleurs, on peut prévoir quelques efforts individuels dans le cadre de l'autoconsommation pour des stockage individuels. En l'absence d'une stratégie claire annoncée à ce jour pour encourager un tel type de stockage aujourd'hui non rentable, ces possibilités sont toutefois très limitées et il est possible de prévoir une capacité de stockage supplémentaire de 12 MW à l'horizon 2031.

Certes, on pourrait prévoir, en sus, une possibilité d'exporter l'excédent vers les pays limitrophes (Algérie et Libye) à l'instar de ce que prévoient les pays européens et profiter ainsi de l'effet de foisonnement précité. Mais l'Algérie est déjà excédentaire. Comme précisé ci-dessus, plus de 13% de notre consommation nationale d'électricité en 2023 était importée d'Algérie et plus de 17% l'est déjà pour les 2 premiers mois de 2024. Par ailleurs, l'interconnexion avec la Libye souffre de problèmes techniques qui en limitent fortement la portée. Par ailleurs, la Libye est devenue en Avril courant le premier producteur de pétrole de l'Afrique devant le Nigeria et la rentabilité des énergies renouvelables, ainsi que les impératifs de souveraineté énergétique, réduisent fortement les opportunités d'exportation d'électricité tunisienne vers la Libye.

C'est pourquoi le seuil de 1.200 MW peut aujourd'hui être considéré comme un plafond pour le pic de production d'énergies alternatives. Certes, on peut toujours écrier. Mais compte tenu de la clause de « take or pay » des contrats de concessions, toute capacité de production disponibles de ces centrales non consommée par la STEG

lui sera automatiquement facturée. L'option de l'écrêtement demeure donc valable pour tous les régimes de production à l'exception de celui de la concession.

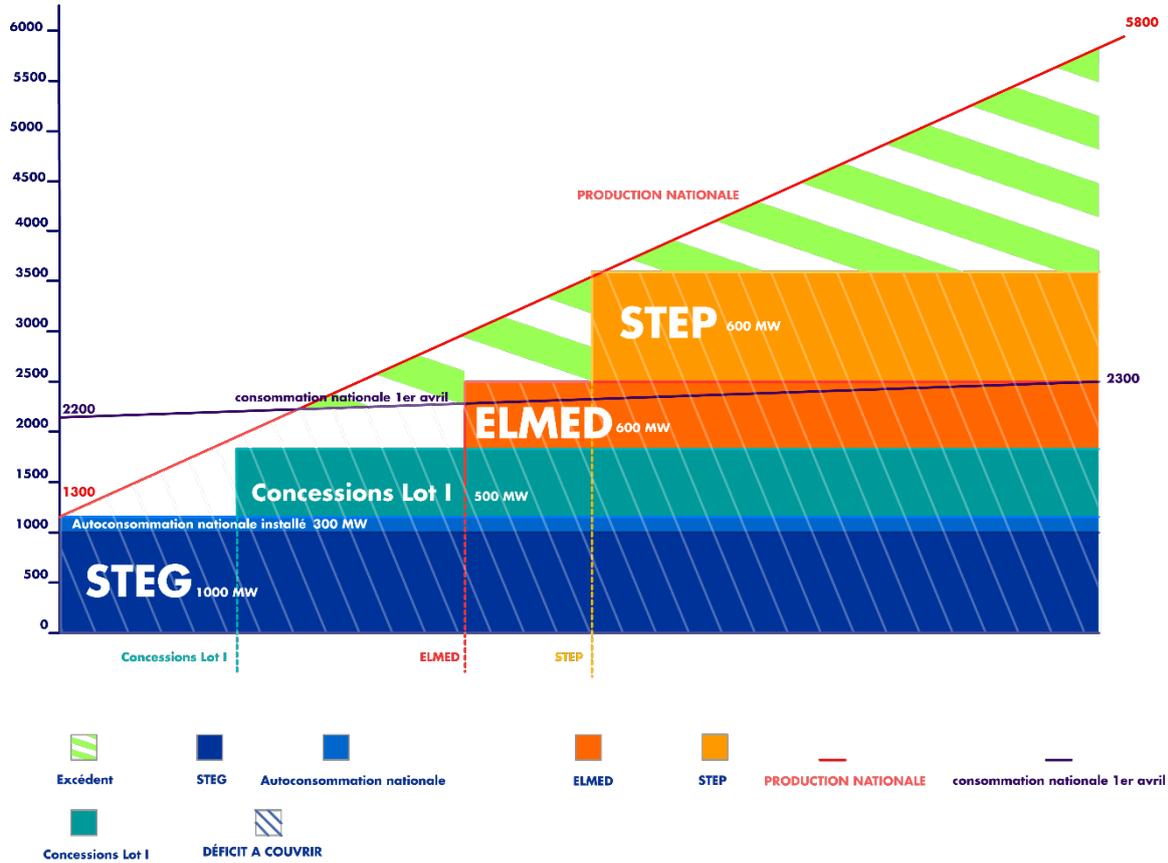
Ce seuil pourra être porté à 2.400 MW avec l'entrée en production de ELMED et de la STEP (sous réserve que cette dernière ait une capacité de 600 MW).

Le mix énergétique devra, bien entendu, être conçu compte tenu de ces différents éléments. La production maximale d'absorption par l'économie nationale peut être résumée comme suit :

Situation	Plafond	MW
Actuelle	Concessions PV antérieures	500
	Reliquat PV (7 ans) *	1688
Après 2030	Minimum technique Skhira I	180
	Reliquat PV	1032
	Total	3400

* : hors autres centrales à cycle combiné (Skhira II et Bizerte I et II) et dont 30 MW pour PROSOL ELEC Social et PROSOL Elec Economique

COURBE DE CHARGE DU RESEAU



Dans le cadre de la situation actuelle, et suite à l'annonce récente des autorités que les différentes concessions attribuées dans le cadre de la première phase (2018) entreront en exploitation au cours de 2025, le reliquat de production maximal d'ici 2030 est donc de 1.688 MW et ce, tous régimes de production confondus, soit environ 241 MW/an d'ici 2030.

Le risque de surproduction ci-dessus évoqué n'est pas virtuel. Ainsi, en Californie, Etat pionnier dans les énergies renouvelables qui ont aujourd'hui atteint le quart des besoins de l'industrie électrique, ou les prix de vente aux opérateurs deviennent parfois négatifs. D'après WaPo, 95% de des 2,4 millions MWh produits et non consommés en Californie en 2022 provenaient de l'énergie solaire. La principale conséquence est que, sur le long terme, cela peut entraîner des fermetures d'installations de production et, donc, une hausse des prix de l'électricité. En réponse à cette situation, la Californie a supprimé, en 2023, le net-metering pour le résidentiel. Le débat est aujourd'hui centré sur l'équipement des ménages en batteries pour lisser davantage la production sur la journée.

Le mix énergétique

Le mix énergétique représente l'éventail des combustibles qui servent à produire de l'électricité dans une région géographique donnée. Pour les besoins de la consultation nationale et, par extension, celui-ci est relatif à la part de production des énergies renouvelables par régime de production (concession, autorisation, autoconsommation). Les différents régimes sont complémentaires et tout aussi utilisés à l'échelle internationale avec, il est vrai, 3 phases distinctes :

- La première phase est celle du lancement avec un accent sur le régime de l'autoconsommation avec, dans les pays développés, essentiellement, la création d'un écosystème complet : usines de production de panneaux photovoltaïques et d'accessoires (onduleurs, batteries...), sociétés d'installateurs, bureaux d'ingénierie...
- La seconde phase est celle de l'accélération avec des centrales de production de grande taille à l'instar de ce que prévoit, en Tunisie, le régime de concession. Cette vague a été développée et accélérée au fur et à mesure de la disparition des entreprises industrielles au profit essentiellement de la Chine
- La troisième phase avec la décision de réduire la dépendance de la Chine et la recherche d'un impact accru sur l'économie et le retour vers l'autoproduction.

En théorie, l'autorité publique a intérêt à diversifier au maximum son mix énergétique afin de réduire son risque de non couverture de ses besoins. Mais les besoins de planification réduisent fortement cet objectif. Ainsi, à titre d'exemple, le fait que les autorités aient attribué officiellement 500 MW aux premiers projets de concessions oblige la STEG, notre opérateur national, à réserver une capacité de 500 MW dans son réseau pour absorber cette production programmée. En cas de saturation du réseau, elle ne peut empiéter sur les capacités réservées. La STEG ne peut effacer cette réservation que si le ministère de tutelle le lui demande. Cet impératif technique aura, comme expliqué ci-dessous, un impact très fort sur la stratégie nationale et sur la programmation 2024-2030.

Les réalisations en matière de PV à fin mars 2024 se présentent comme suit :

Régime	Objectifs 2030	Réalisations
Concessions	3300	0
Autorisations	410	26
Autoconsommation	500	300

* : Autoproduction PV en BT et en MT

Les réalisations en matière de production d'énergie éolienne depuis 2015 sont nulles.

On voit donc que la Tunisie a, jusqu'à présent, essentiellement compté sur l'autoconsommation et le photovoltaïque pour le développement des énergies renouvelables.

Or le développement de celles-ci a été régulièrement freiné au cours des dernières années :

- Un sous-effectif chronique du personnel de la STEG chargé de la réception technique des installations d'autoconsommation
- Une procédure d'accord administratif pour l'autoproduction d'environ 14 mois
- Suppression de la subvention pour l'autoconsommation en 2021
- Première rupture des compteurs en 2021
- Deuxième rupture des compteurs en 2022
- Délai de plus de 2 ans pour la publication des textes d'application pour la création de SPV (contrat type et tarifs de transport)
- Risque de non reconduction des crédits Banque/STEG/consommateurs ou de creux entre l'ancien et le nouveau contrat.

En parallèle, le régime de concession a bénéficié, au cours des dernières années, d'avantages supplémentaires, notamment par le biais du Décret-loi n° 2022-68 du 19 octobre 2022, édictant des dispositions spéciales pour l'amélioration de l'efficacité de la réalisation des projets publics et privés et notamment :

- L'autorisation de la réalisation des projets de production des énergies renouvelables sur des parcelles du domaine public agricole et non agricole ou des collectivités locales dans le cadre des contrats de location ;
- La mise à la charge de l'organisme public des dépenses relatives au raccordement de l'unité de production au réseau national de l'électricité et les dépenses de consolidation dudit réseau au cas où le site de production est proposé par l'Etat (ce qui était à leur charge dans les conventions signées au préalable) ;

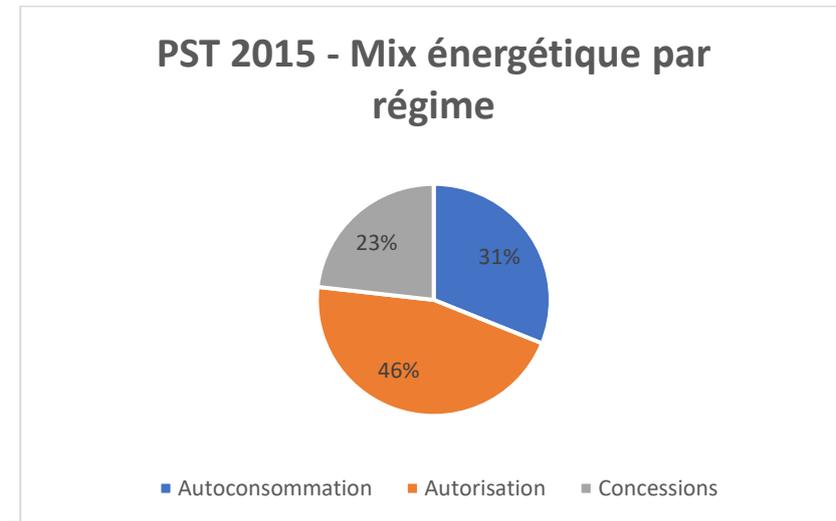
- Dans le cas de réalisation du projet sur des parcelles du domaine de l'Etat public ou privé, la création au profit du producteur de l'électricité des énergies renouvelables un droit réel spécial sur les bâtiments, ouvrages et équipements nécessaires pour l'exécution du projet sans s'étendre à la terre.

Le Plan Solaire Tunisien publié en 2015 a planifié les objectifs de la transition énergétique par régime de production à l'horizon 2030 comme suit :

Régime	Eolien	PV	CSP	Biomasse	Totale	%
Autoconsommation	170	642		100	912	24%
Autorisation	750	588			1338	35%
Concessions	100	180	400		680	18%
STEG	735	100	50		885	23%
-	1755	1510	450	100	3815	100%

La contribution secteur privé par régime, à l'horizon 2030, se présente donc comme suit :

Régime	%
Autoconsommation	31%
Autorisation	46%
Concessions	23%
-	100%



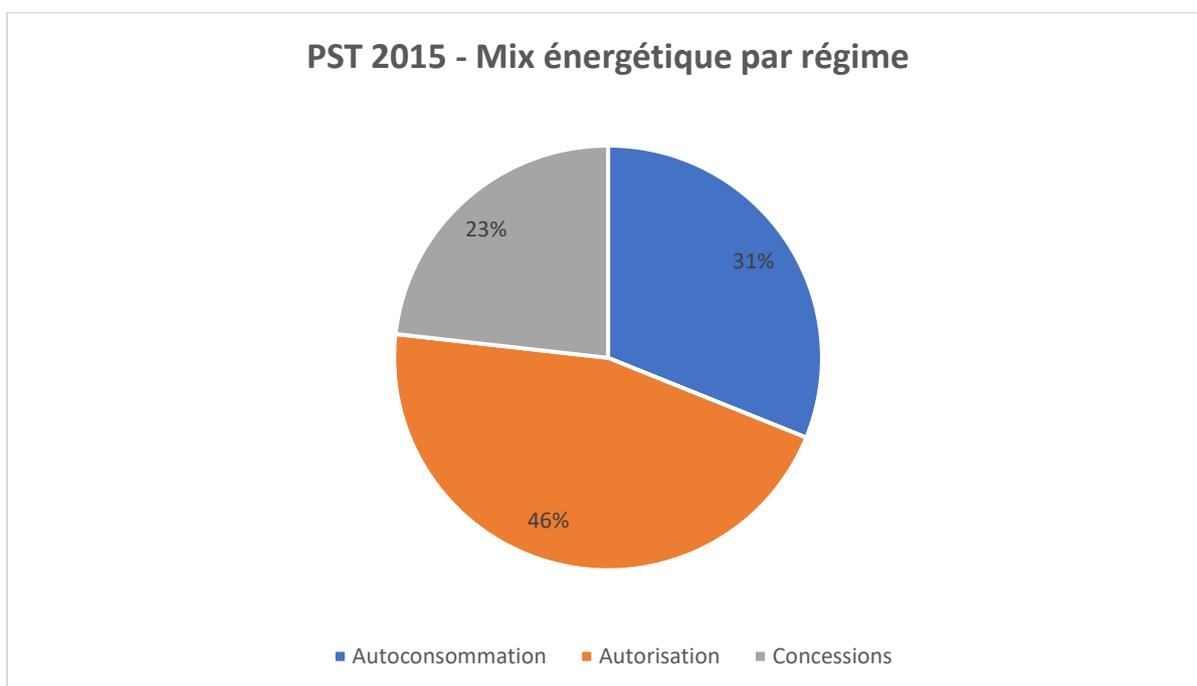
Cette répartition a été révisée avec la stratégie nationale de transition énergétique publiée en 2023 :

Régime	Eolien	PV	Totale	%
Autoconsommation		500	500	10%
Autorisation	60	350	410	8%
Concessions	1200	2100	3300	68%
STEG	320	320	640	13%
-	1580	3270	4850	100%

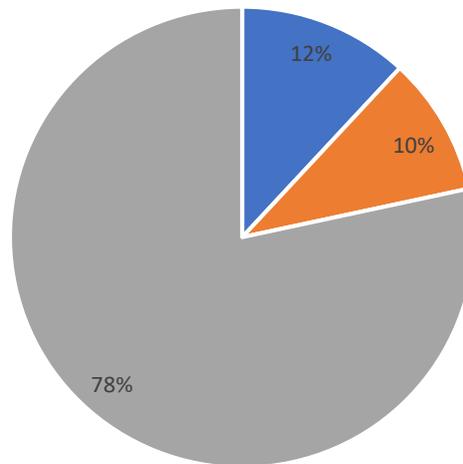
Selon la nouvelle stratégie, la contribution secteur privé par régime, à l'horizon 2030, se présente donc comme suit :

Régime	%
Autoconsommation	12%
Autorisation	10%
Concessions	78%
-	100%

Il y a donc un revirement stratégique important comme le démontrent les deux graphiques suivants :



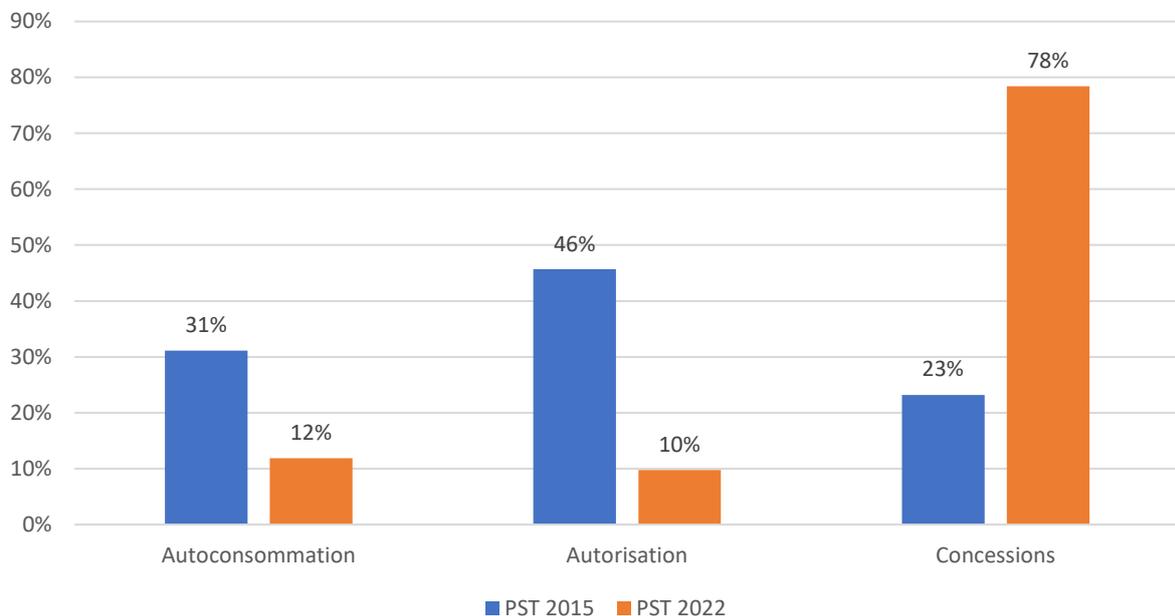
Stratégie 2023 - Mix par régime



■ Autoconsommation ■ Autorisation ■ Concessions

Le principal apport de la nouvelle stratégie aura donc été de modifier le mix par régime en mettant l'accent sur le régime de concession au détriment des deux autres régimes dans lesquels interviennent les opérateurs économiques tunisiens.

Mix énergétique à l'horizon 2030



Il y a une volonté claire de la stratégie de privilégier le régime de concession par rapport à ceux de l'autoconsommation et de l'autorisation. Cette orientation s'explique par deux principaux arguments :

- Le coût de cession largement inférieur à celui des autres régimes de production
- Le rythme de réalisation beaucoup plus rapide en capacité totale.

Or ces deux arguments peuvent être davantage approfondis sur la base de l'expérience des dernières années.

Concernant le prix de vente des concessionnaires à la STEG, les prix annoncés (71 à 98 DT/MWh) sont aujourd'hui caducs et les différents attributaires ont demandé une révision à la hausse des prix. Par ailleurs, leurs contrats

prévoient une indexation des prix sur les cours des devises étrangères. Enfin, leurs contrats bénéficient de la clause de “take or pay” qui risque, comme indiqué ci-dessus d'alourdir la facture globale. Ces projets bénéficient en outre des avantages financiers de la Loi de 2016. Enfin, elles se sont vues récemment gratifier d'un avantage supplémentaire avec la prise en charge par l'État des coûts d'infrastructure pour les terrains désignés par l'Etat. Compte tenu de ces différents éléments, les coûts réels de ces contrats sont d'au moins 120 DT/MWh. Il faut ajouter à ces coûts l'investissement spécifique de la STEG comme indiqué ci-dessus qui est estimé à 30 DT/MWh alors qu'aucun investissement STEG de ce genre n'est requis pour les deux autres régimes de production. . A titre de comparaison, les projets d'autorisation ont un coût moyen de 140 DT/MWh et ceux de l'autoconsommation de 120 DT/MWh. L'argument de prix a donc été fortement relativisé avec l'expérience.

Le deuxième argument clé de la stratégie est la rapidité de réalisation des projets. Or, à ce jour, et malgré le lancement des projets de concessions dès 2018, aucun d'entre eux n'est encore entré en production. Les projets d'autorisation, qui ne bénéficient pas des mêmes avantages sont également en retard mais ont au moins le mérite d'avoir 8 projets réalisés (2 de 10 MW et 6 de 1 MW). Mais les projets qui ont le plus avancé sont ceux de l'autoconsommation (y compris l'autoproduction) qui sont aujourd'hui conformes, malgré les différents obstacles administratifs auxquels ils ont eu à faire face, aux projections initiales de la stratégie. Ainsi, avec le renforcement significatif de l'écosystème au cours des dernières années avec l'expérience accumulée, leurs réalisations ont quasiment doublé d'une année à l'autre. Rien que pour l'année dernière, il s'agit de près de 100 MW qui ont été installés. S'ils suivent le même rythme de croissance, et qu'il n'y a pas de nouveau blocage administratif, le GP des Énergies Renouvelables de la CONECT estime qu'ils pourront installer des capacités de 200 MW en 2024, soit au minimum 1.400 MW pour les 7 prochaines années, bien plus que le plafond de 1.200 MW précédemment présenté. En fait, ce montant ne tient compte ni des possibilités nouvelles offertes pour l'autoproduction avec les SPV ni les possibilités de raccordement des centrales sous le régime d'autorisation qui a également un potentiel de développement important. Par ailleurs, et pour être plus concret, on peut prendre en considération le délai de réalisation moyen des projets par régime de production : 6 mois pour l'autoconsommation, 2 ans pour l'autorisation et 4 ans pour la concession. Certes, la concession permet de réaliser en un projet, l'équivalent de jusqu'à 50 projets d'autorisation de 1 MW et des centaines de projets d'autoconsommation. Mais ces derniers sont plus agiles et peuvent les réaliser dans un laps de temps identique. A ce niveau, on ne peut pas ne pas évoquer le risque de non réalisation, que ce soit pour les projets de concession ou d'autorisation. A l'échelle internationale, le risque de non réalisation pour les projets de concession est de 50%. L'expérience tunisienne fournit des statistiques inférieures à la moyenne internationale. Poursuivre la même stratégie risque de nous faire perdre beaucoup de temps et surtout, de ne pas atteindre nos objectifs.

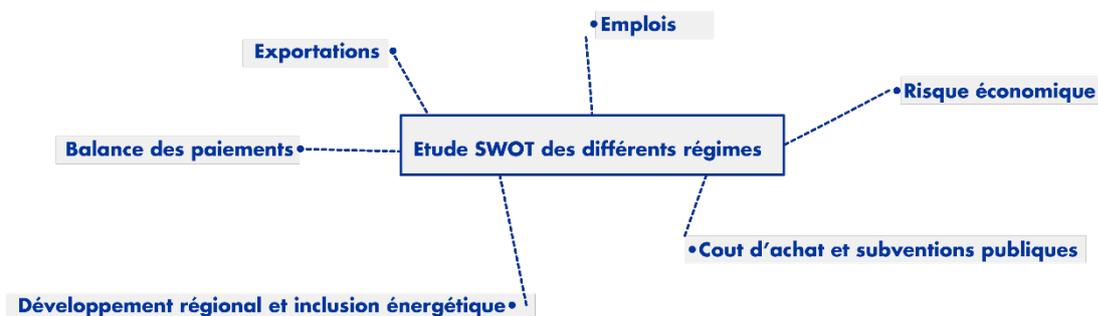
Par contre, la stratégie n'a pas pris en considération l'impact économique des différents régimes. Or ceux-ci sont très différents en fonction des paramètres recherchés :

	Auto-consommation	Autorisation	Concession
Emploi	+3000/100MW	+500/100MW	100/100MW
Valeur ajoutée	Très haute	Haute	Très basse
Taux d'intégration	70%	50%	5%
Bilan devise	40 Mil /KWh	70 Mil /KWh	110 Mil /KWh
Contribution PIB/100MW	900 MD	300MD	200MD
Potentiel export	Bas	Haut	Nul
Barrière à l'entrée	Basse	Moyenne	Très élevée
Financement	Accessible	Moyen	Tres difficile

Comme indiqué dans le tableau ci-dessus, l'impact économique est très variable en fonction du régime de production retenu et, comme attendu, globalement plus favorable aux petits projets.

Etude SWOT des différents régimes

Les différents régimes de production permettent d'avancer dans la transition énergétique. Ce sont donc ces options tout aussi valables en matière de politique économique. Le choix dépend des priorités politiques et des objectifs recherchés par les autorités publiques et de l'importance accordée aux différents paramètres :



- Emplois : le régime de concession a un impact très faible puisqu'il s'agit essentiellement de projets clé en main réalisés dans des zones à faible densité de population (superficies nécessaires importantes) tandis que le régime de l'autoconsommation est le plus intensif en main d'œuvre puisqu'il nécessite des centaines d'installations individuelles pour fournir autant d'électricité qu'une grosse centrale avec, pour chaque installation, des techniciens, une logistique, des administratifs...
- Exportations : le recours au régime d'autoconsommation depuis une quinzaine d'années a permis le développement de tout un écosystème qui constitue un acquis en Tunisie avec des milliers de techniciens formés et expérimentés. A titre explicatif, il y a lieu de noter que la stratégie de transition énergétique européenne a identifié, parmi les principaux défis de sa mise en œuvre, l'insuffisance de techniciens et la nécessité de renforcer d'une manière substantielle les capacités de formation dans ce domaine et d'envisager le recours à des techniciens étrangers. Ces PME peuvent intervenir à l'international pour développer leur activité. De plus, le développement des projets d'autorisation permet d'acquérir des références à l'échelle nationale et de se développer de manière plus pérenne sur les marchés étrangers.
- Cout d'achat et subventions publiques : en théorie, les centrales de grande taille selon le régime de concession permettent des économies d'échelle et une réduction des coûts. Et plus les projets sont petits moins ils peuvent compter sur ces économies d'échelle et deviennent plus chers pour la STEG. Il y a lieu à ce niveau d'indiquer que le calcul n'est pas aisé. Il faut en effet calculer le coût global à l'échelle

nationale. Ainsi, pour les centrales de type concession, il faut ajouter le coût des avantages fiscaux, financiers et douaniers qui leur ont été accordés. Il faut également ajouter les éventuels ajustements des coûts de vente du fait de l'indexation conventionnelle des prix mais également les coûts de renforcement du réseau STEG (les coûts spécifiques sont à la charge de l'investisseurs mais les travaux non spécifiques à l'instar de la ligne HT Skhira Kondar sont à la charge de la STEG). Enfin il faut rappeler que ces contrats prévoient une clause de "take or pay". Toute capacité de production disponible non consommée doit être payée. Pour le régime de l'autoconsommation, les coûts pour la communauté sont automatiquement plus bas puisqu'il se base sur une infrastructure existante, ne bénéficie plus de subventions, et le cout du transport est pratiquement inexistant. Pour le régime de l'autorisation, c'est une situation intermédiaire pour ces différents points. L'argument du coût de revient pour la communauté est donc loin d'être tranché.

- Développement régional et inclusion énergétique : le régime de concession prévoit des unités dans des régions essentiellement peu peuplées mais ne profite pas à celles-ci du fait qu'il y est prduit pour être directement transporté avec les lignes HT vers les principaux pôles de consommation ou vers la ligne ELMED (projet ligne HT Kondar-Grombalia en projet). Mais les projets en autorisation viennent, au contraire, renforcer le réseau local. Les installations en autoconsommation, qu'elles soient connectées au réseau STEG ou pas, viennent au contraire, sortir certaines populations de l'isolement énergétique. Il y a en outre plusieurs combinaisons de deux régimes avec les "mini-grid" qui sont adaptés aux villages isolés et qui permettent d'en sortir les habitants des "déserts électriques" avec plusieurs expériences réussies à l'international mais absentes du paysage électrique tunisien à ce jour...
- Risque économique : les risques économiques sont multiples. Ainsi, le promoteur préqualifié dans un appel à candidatures pour les centrales sous régime de la concession ou autorisation peut se rendre compte, lors de l'étude de détail, que le prix avancé n'est pas rentable. Il peut alors tout simplement abandonner le projet et la caution initialement remise. L'impact pour un projet de 1 MW sous régime de l'autorisation est quasi-nul à l'échelle nationale. L'impact d'un projet en concession de 200 MW est, lui, significatif à l'échelle nationale et peut retarder fortement notre transition énergétique nationale,
- Risque technique : les projets photovoltaïques sont basés sur des technologies matures et relativement maîtrisés. Les risques techniques viennent plutôt des relations avec le réseau STEG et le "grid code". Ce risque est nul avec les petites installations en autoconsommation et n'apparaît que pour les centrales construites sous le régime de l'autorisation ou des concessions avec, bien sûr, un impact accru pour ces dernières.
- Balance des paiements : dans le cas des centrales sous régime de construction, il n'y a aucun décaissement en devises lors de la réalisation de l'investissement mais celui-ci est payé avec l'utilisation avec des paiements en devises qui incluent le principal, les intérêts, la marge de l'investisseur et les éventuelles différences de change. Dans les cas de l'autorisation et de l'autoconsommation, le paiement initial est fait en devises pour les équipements non fabriqués localement mais il n'y a aucun paiement en devise ultérieur
-

Il n'ya donc pas de solution miracle. Il s'agit d'évaluer sérieusement les différentes alternatives en fonction des priorités publiques et de prendre la décision la plus adaptée au contexte national. L'analyse SWOT des différents régimes permet de mieux identifier ces différents éléments.

Régime Concession

L'analyse SWOT du régime de concession se présente comme suit :

Forces Coût du kWh Adapté aux grands volumes Aucune sortie de devises pour l'investissement	Faiblesses Lenteur du processus (4 à 5 ans) Très faible impact sur l'économie nationale (projet clé en main) Nécessite un développement du réseau de transport en HT Paiement intégralement en devises Projets éoliens en stand-by Faible capacité d'absorption de l'économie tunisienne durant les saisons creuses Absence de capacités de stockage d'envergure Connexion TU/EU
Opportunités Secteur en plein essor à l'échelle internationale Prix en baisse à l'échelle internationale Financement développé à l'échelle internationale Décret-Loi 2022 (disponibilité terrains) Décret-Loi 2022 (prise en charge infrastructure) Ligne HT Skhira-Kondar	Menaces Risque de dévaluation du dinar et renchérissement du prix Track-record tunisien en gestion des AO antérieurs Risque de non réalisation de l'investissement (50%) Risque de prix rébarbatifs pour les prochains appels d'offres Contrats "take or pay"

Régime Autorisation

L'analyse SWOT du régime des autorisations se présente comme suit :

Forces Processus plus rapide que les concessions (2 ans) Impact sur l'économie nationale Adapté au réseau STEG actuel Paiement intégralement en dinars Adapté à la capacité d'absorption de l'économie tunisienne durant les saisons creuses Renforcement des points faibles du réseau STEG (régions décentralisées, mini-grids locales)	Faiblesses Coût du kWh moins favorable que le régime de concession mais très compétitif Peu adapté aux grands volumes Sortie de devises pour l'investissement Projets éoliens en stand-by PPA réduit la bancabilité des projets
Opportunités Prix en baisse à l'échelle nationale Financement local en cours de développement Renforcement des compétences tunisiennes Track-record tunisien en investissements en PV Impact sur l'export de services	Menaces Réservation du réseau STEG aux projets de concession et effet d'éviction pour les autres régimes "

Régime Autoconsommation

L'analyse SWOT du régime d'autoconsommation se présente comme suit :

Forces Processus le plus rapide (6 mois) Fort impact sur l'économie nationale Adapté au réseau STEG actuel Paiement intégralement en dinars Financement disponible Adapté à la capacité d'absorption de l'économie tunisienne durant les saisons creuses Lissage de la courbe de consommation de la STEG dans les heures de pointe en journée	Faiblesses Coût du kWh moins favorable que le régime de concession mais très compétitif Peu adapté aux grands volumes
Opportunités Existence d'un écosystème national performant Prix en baisse à l'échelle nationale Financement local disponible Impact sur l'export de services	Menaces Réservation du réseau STEG aux projets de concession et effet d'éviction pour les autres régimes "

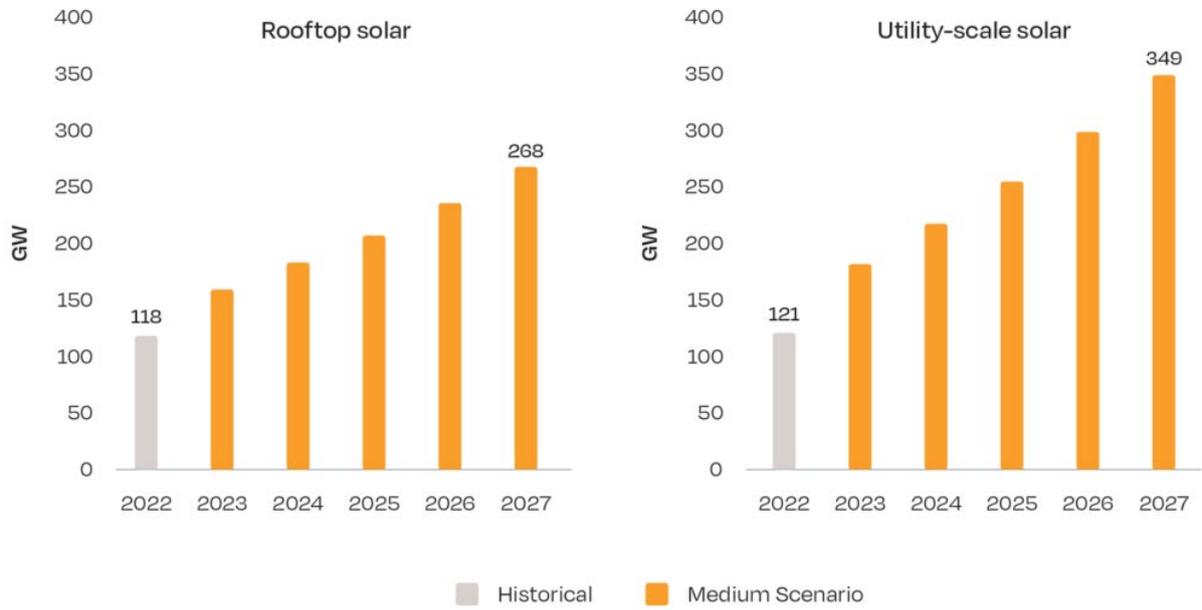
Ainsi, comme on le voit la priorité donnée par la stratégie au régime de concession n'est pas évidente et les autres régimes de production méritent d'être examinés d'une manière plus approfondie par rapport aux priorités économiques fixées à l'échelle nationale.

C'est d'ailleurs une tendance observée à l'échelle internationale. Ainsi, selon le rapport Global Market Outlook de SolarPower Europe pour l'énergie solaire 2023-27, en 2022, le marché de l'énergie solaire photovoltaïque est entré dans une « nouvelle dimension de croissance », où 239 GW de capacité solaire ont été ajoutés dans le monde, ce qui représente les deux tiers de toutes les nouvelles capacités d'énergies renouvelables. La Chine continue de dominer, installant près de 100 GW et dépassant plus de quatre fois le deuxième marché en importance – les États-Unis.

La vedette du marché photovoltaïque en 2022 a été le régime de l'autoconsommation. Les projets de concessions sont restés le principal contributeur aux ajouts de capacité, mais les deux régimes étaient presque égaux : les installations d'autoconsommation à travers le monde représentaient 49,5 % – 118 GW – de la nouvelle capacité en 2022. Cette tendance n'est pas surprenante dans la mesure où les effets de la guerre en Ukraine, la crise énergétique qui a suivi et la fluctuation des prix ont poussé les consommateurs à rechercher l'indépendance énergétique à travers le monde. L'Australie, l'Allemagne et les États-Unis ont tous signalé un boom de leurs marchés d'autoconsommation résidentielle au cours de 2022, et le rapport de SolarPower Europe a également mis en évidence des vents politiques favorables au Brésil, en Italie et en Espagne qui ont conduit leurs marchés de l'autoconsommation à plus que doubler au cours de l'année.

La Chine a ajouté 51,1 GW de panneaux photovoltaïques en autoconsommation en 2022, ce qui représente 54 % de sa nouvelle capacité totale et une augmentation de 29 GW en termes réels par rapport à ses chiffres de 2021. Le rapport s'attend à ce que 2023 corresponde au taux de croissance de 2022 pour l'autoconsommation, avec une légère baisse dans les années suivantes, à mesure que les prix de l'énergie commencent à revenir à la normale et que les projets de concession le permettent et que les prix redeviennent plus favorables. SolarPower Europe s'attend à ce que le secteur de l'autoconsommation atteigne 268 GW d'ici 2027, soit plus que la taille totale du marché solaire en 2022.

SOLAR PV ROOFTOP AND UTILITY-SCALE SEGMENTS SCENARIOS 2023-2027



Le recours aux capacités tunisiennes : une politique nationale

Les autorités nationales ont clairement énoncé la priorité en cette période de turbulences géopolitiques et socio-économiques à l'échelle internationale : compter sur nos capacités nationales pour une résilience accrue et une souveraineté nationale renforcée. A cet effet, il y a lieu d'examiner l'accélération de deux régimes de production :

- L'autoconsommation (y compris l'autoproduction) et
- Le régime de l'autorisation.

Le gouvernement a par ailleurs clairement érigé l'autoproduction comme une priorité dans la transition énergétique. Ce souci vient en réponse à la mise en place par notre premier partenaire commercial, l'Union Européenne, du Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM) qui constitue un véritable défi pour les exportations nationales. En réponse à cette préoccupation, le gouvernement a répondu à la principale revendication des opérateurs économiques et créé les SPV par la Loi 2019. Les décrets d'application ont pris, comme indiqué préalablement du retard mais ont été publiés en décembre 2023. Un Conseil de Ministre de Mars 2023 a par ailleurs approuvé, dans ce cadre, un projet de Net Metering pour les PME même si cette mesure n'a pas encore été concrétisée à ce jour. Mais le gouvernement a continué à encourager l'autoproduction avec, notamment, le dégrèvement fiscal et la déduction supplémentaire de 30 % sur les amortissements dans les équipements EnR prévus par la Loi de Finances 2024.

Stratégie proposée

La stratégie proposée répond aux différents défis identifiés lors de la consultation nationale avec une approche basée sur la réalité du terrain et les principes clés suivants :

- *Renforcer la souveraineté nationale en ayant recours aux compétences et capitaux nationaux*
- *S'intégrer dans la politique économique actuelle des autorités publiques et de la STEG dans un contexte de stress financier, notamment en matière de devises étrangères*
- *Prendre en considération la situation actuelle du réseau de la STEG et les projets concrets programmés dans un horizon Moyen Terme*
- *Une évaluation lucide de l'expérience passée en matière de transition énergétique, de ses acquis et de ses erreurs initiales*
- *Saisir cette opportunité nationale pour maximiser l'impact sur notre économie (emploi, balance commerciale, balance des paiements, exportations...)*

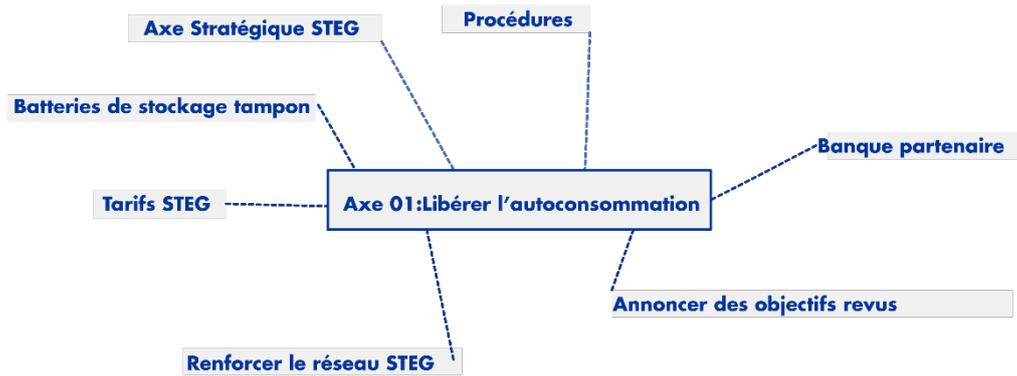
Cette stratégie se décline en 6 axes :

- **Axe 1 : Libérer l'autoconsommation**
- **Axe 2 : Accélérer l'autoproduction**
- **Axe 3 : Développer les projets d'autorisation**
- **Axe 4 : Reporter les nouveaux projets de concession**
- **Axe 5 : Electrifier l'économie tunisienne**
- **Axe 6 : Préparer les projets visant l'exportation**

Axe 1 : Libérer l'autoconsommation

Le premier axe vise à libérer l'autoconsommation. Dans ce cadre, 6 activités complémentaires sont proposées :

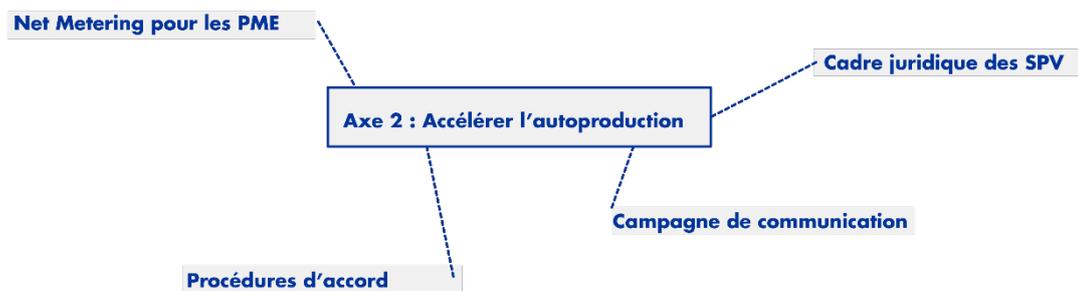
- **Activité 1 :** Annoncer des objectifs revus à la hausse pour l'autoconsommation afin de rassurer les différentes parties prenantes (ménages et sociétés d'installation) et leur donner la visibilité nécessaire pour reprendre l'investissement
- **Activité 2 :** Lancer l'AO pour la banque partenaire pour PROSOL ELEC. Le contrat avec la banque partenaire actuelle vient à échéance dans quelques mois alors que l'appel d'offres pour le nouveau contrat n'est toujours pas lancé. Ce retard peut entraîner une période de non financement pour les projets et provoquer une pause dans les investissements et des retards dans les réalisations
- **Activité 3 :** Renforcer le réseau STEG au niveau des districts – postes de transformation BT-MT. La multiplication des stations d'autoconsommation au niveau des districts entraîne une pression accrue à l'échelle locale et nécessite un meilleur raccordement au réseau MT et donc un renforcement du nombre de transformateurs BT-MT.
- **Activité 4 :** Revoir les tarifs STEG pour les ménages dont la consommation est supérieure à 1800 kWh (pérennité STEG). Actuellement la grille tarifaire de la STEG est largement déficitaire. Ainsi, le prix de vente moyen (HT) de la STEG est de 273 mill/kWh en 2022 contre un coût de revient moyen de 440,9 mill/kWh pour la même année, ce qui a engendré une perte de 168,3 mill/kWh vendu. Ce système n'est pas pérenne et il faut concevoir, comme le prévoit la stratégie nationale, une nouvelle grille pour les ménages non concernés par PROSOL ELEC SOCIAL et PROSOL ELEC ECO. Cette nouvelle grille pourrait être relevée mais accompagnée par un nouveau système PROSOL ELEC plus accessible (grâce à un engagement fort du FTE et de la STEG)
- **Activité 5 :** Elargir PROSOL ELEC à l'acquisition de batteries de stockage tampon pour lisser la courbe de consommation nationale tout en accompagnant cette mesure de l'introduction à large échelle des compteurs intelligents.



Axe 2 : Accélérer l'autoproduction

Le second axe vise à accélérer l'autoproduction avec notamment les activités suivantes :

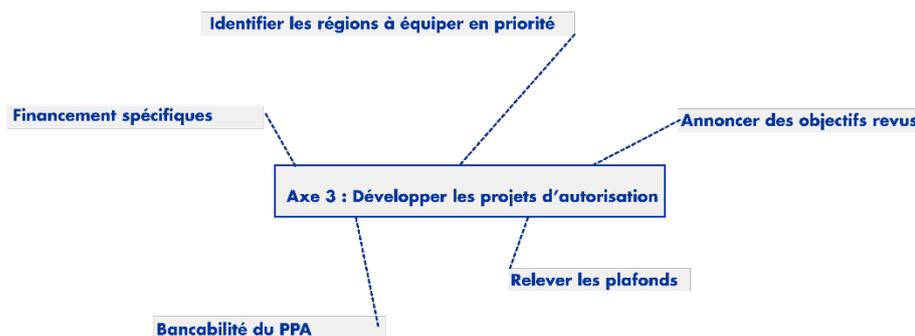
- Activité 1 : Parachever le cadre juridique des SPV afin que celles-ci puissent enfin voir le jour
- Activité 2 : lancer une campagne de communication et d'information d'envergure en mobilisant toutes les parties prenantes (organisations patronales, société civile, institutions d'appui sectorielles, autorités régionales...)
- Activité 3 : Réviser les procédures d'accord pour les ramener de 15 mois actuellement à 2 mois maximum
-



Axe 3 : Développer les projets d'autorisation

Le troisième axe vise à développer les projets d'autorisation avec notamment les activités suivantes :

- Activité 1 : à la hausse pour l'autoconsommation à l'instar de ce qui est préconisé pour l'autoproduction
- Activité 2 : Relever les plafonds pour le régime de l'autorisation (actuellement 1 MW et 10 MW)
- Activité 3 : Finaliser les modifications à apporter au PPA pour améliorer sa « bancabilité » en s'inspirant des avantages accordés au régime de concession
- Activité 4 : Mobiliser les institutions nationales (BCT, CBF) pour la mise en place de solutions adaptées à l'échelle nationale avec des sources de financement spécifiques (emprunt vert, crowdfunding, coopération financière...)
- Activité 5 : Mobiliser les institutions nationales (STEG, gouvernorats) pour identifier les régions à équiper en priorité sur la base du plan national de production d'électricité 2022-2025



Axe 4 : Reporter les nouveaux projets de concession

Le quatrième axe prévoit de reporter les nouveaux projets de concession.

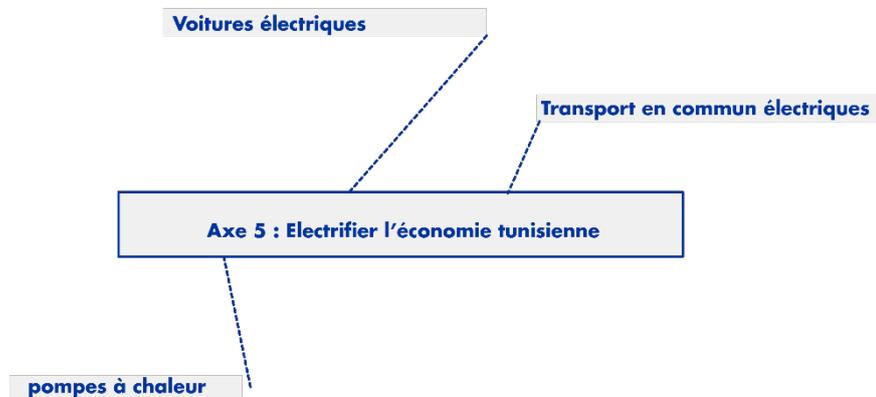
- Activité 1 : Reporter les Appels d'Offres pour les nouveaux projets de concessions
- Activité 2 : Accélérer la collecte de données pour les projets éoliens. Les anciens projets avaient été mis en pause afin de collecter les données mais cette activité n'a toujours pas été réalisée à ce jour.
- Activité 3 : Résoudre les problèmes de servitude pour les projets éoliens au terrain fourni par l'Etat. Le problème de servitude est crucial pour la relance des projets éoliens.
- Activité 4 : Réétudier l'opportunité de lancer les projets de concession en 2028 en fonction notamment de :
 - ✓ L'évolution de la consommation nationale,
 - ✓ L'avancement des projets ELMED et STEP,
 - ✓ Les délais de réalisation de chaque composante
 - ✓ Les risques de non-réalisation des projets de concession.



Axe 5 : Electrifier l'économie tunisienne

Le cinquième axe prévoit d'accélérer l'électrification de l'économie tunisienne

- Activité 1 : Accélérer le programme des voitures électriques avec notamment :
 - ✓ La modification de la Loi 2015 pour permettre aux opérateurs de services de « vendre » l'électricité aux voitures électriques
 - ✓ La mise en place de l'infrastructure de vente nécessaire
 - ✓ Les avantages fiscaux pour les bornes de recharge à importer
 - ✓ La tarification des prix de vente aux voitures particulières
 - ✓ ...
- Activité 2 : Concrétiser les projets de transport en commun électriques
- Activité 3 : Elargir PROSOL ELEC aux pompes à chaleur



Axe 6 : Préparer les projets visant l'exportation

- Activité 1 : Accélérer le projet ELMED
- Activité 2 : Entamer les discussions pour de nouveaux projets de connexion TU/EU (ELMED II, ELMED III...)
- Activité 3 : Concevoir une stratégie commune d'interconnexion TU/ALG
- Activité 4 : Concevoir une stratégie commune d'interconnexion TU/LIB
- Activité 5 : Approfondir la réflexion sur l'hydrogène vert
- Activité 6 : Concevoir une stratégie régionale hydrogène vert TU/ALG/UE

