

ETUDE DES MECANISMES D'APPEL D'OFFRES

Analyse du cas Tunisien

Présentation des mécanismes d'appel d'offres, recommandations pour la mise en place d'un appel d'offres à succès et analyse du cas Tunisien

Mars 2018

RES4MED

RENEWABLE ENERGY SOLUTIONS
FOR THE MEDITERRANEAN

À propos de RES4MED & Africa

Renewable Energy Solutions for the Mediterranean & Africa
RES4MED&Africa

Qui nous sommes : RES4MED&Afric soutient le déploiement à grande échelle et décentralisée des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique sur les marchés du sud de la Méditerranée pour répondre aux besoins énergétiques locaux. Depuis sa création en 2012, l'association regroupe l'expertise et les perspectives d'un réseau de membres de tout au long de la chaine de valeur des énergies renouvelables.

Notre travail : RES4MED&Afric agit comme une plate-forme de connexion pour le dialogue et les partenariats stratégiques entre membres et partenaires, pour le partage de connaissances, et pour créer des capacités afin de promouvoir des investissements d'énergie durable dans les pays du sud de la Méditerranée.

Notre mission : RES4MED&Afric vise à créer un environnement favorable aux investissements dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique pour les pays du sud de la Méditerranée à travers 3 axes de travail :

- *Agir comme une plate-forme de connexion pour le dialogue et les partenariats stratégiques entre les membres et les partenaires afin d'échanger des points de vue et favoriser la coopération ;*

- *Fournir un soutien technique et une connaissance du marché grâce à des études et des recommandations élaborées sur la base de l'expertise et des connaissances des membres, essentielles pour le développement des marchés des énergies renouvelables ;*

- *Mener le renforcement des capacités, la formation et l'innovation pour renforcer les compétences fondés sur l'expertise des membres afin d'assurer le transfert des compétences et des connaissances permettant la création à long terme des marchés des énergies renouvelables.*

Membres : RES4MED&Afric admet un réseau de 38 membres présents tout au long de la chaine de valeur des énergies renouvelables, incluant les entreprises de services publics, les industries, les agences, les fournisseurs de services techniques et légaux, les instituts financiers, les consultances, les instituts de recherché ainsi que le monde académique

Partenaires : RES4MED&Afric compte sur ses partenariats et la collaboration à l'international pour mener sa mission. RES4MED&Afric coopère avec un réseau de plus de 35 partenaires au niveau local, régional et mondial et participe à des initiatives de coopération entre acteurs nationales et internationales pour les énergies renouvelables dans la région sud-méditerranéenne.

Table des matières

Présentation des mécanismes d'appel d'offres **7**
L'évolution des programmes de soutien : vers les mécanismes d'appel d'offre 7
Les principales caractéristiques des appels d'offres 9

Etudes de cas : les appels d'offres en Afrique **11**
Le cas de la Zambie 11
Le cas du Maroc 12
Le cas de l'Egypte 13

L'Analyse du contexte Tunisien et design d'un appel d'offre adapté **15**
La place des énergies renouvelables en Tunisie 15
Contexte du marché Tunisien pour le développement d'un appel d'offres 19
Détails réglementaire encadrant la mise en place d'un futur appel d'offres 24

Recommandation pour l'élaboration d'un appel d'offres optimal **30**
Les erreurs à éviter 30
Les facteurs clés d'un appel d'offres à succès 31
Recommandations pour l'élaboration d'un contrat d'achat de l'électricité bancable 32
Recommandations pour l'élaboration de l'appel à projets et futurs appels d'offres tunisie 33

Liste des figures

Figure 1: Coûts indexés de l'éolien terrestre et du grand PV 7
Figure 2: Des mécanismes conventionnels aux appel d'offres 8
Figure 3: Prix moyen résultant des appels d'offres entre 2010 et 2016 8
Figure 4: Plan solaire Tunisien objectifs 2030 (TWh) 16
Figure 5: Programme des énergies renouvelables pour la Tunisie sur la période 2017-2030 17
Figure 6: Le mix énergétique de la Tunisie 20
Figure 7: Structure du marché Tunisien de l'énergie 22
Figure 8: Loi n°2015-12 du 11 mai 2015 24
Figure 9: Description du décret n°2016-1123 26
Figure 10: Répartition des capacités à installer pour les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sur la période 2017-2020 (en MW). 28
Figure 11: Détails de la répartition des capacités par source d'énergie renouvelable 29

Liste des tableaux

Tableau 1: Evolution de la capacité installée en ER entre 2004 et 2013 7
Tableau 2: Bénéfices et risques des appels d'offres 9
Tableau 3: Potentielle distribution des puissances sur les différents sites et selon la technologie 18
Tableau 4: La production et puissance actuelle en ER par rapport au totale 20
Tableau 5: Le réseau de distribution d'électricité en Tunisie 22

Abréviations

ANME	Agence nationale de Maitrise de l'Energie
BM	Banque Mondiale
CAE	Contrat d'Achat d'Electricité
CSP	Concentrate Solar Power - Centrale Solaire Thermique à concentration
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Agence Aérospatiale Allemande)
DNI	Direct Normal Irradiance
EETC	Egyptian Electricity Transmission Company
EGP	Enel Green Power
EPC	Engineering Procurement and construction
ER	Energies Renouvelables
FEM	Fonds Mondial pour l'environnement
FiT	Feed in Tariff
GHI	Global Horizontal Irradiance
GW	Gigawatt
IEA	Agence internationale de l'énergie
IPP	Independent Power Purchase - Producteur indépendant d'électricité
IRENA	Agence internationale de l'énergie renouvelable
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
ONEE	Office National de l'Electricité et de l'Eau potable
PEER	Performance Excellence in Electricity Renewal
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PNUE	Programme des nations unis pour l'environnement
PPA	Power Purchase greement - contrat d'achat d'électricité
PST	Plan Solaire Tunisien
PV	Photovoltaïque
RES4MED	Renewable energy solution for Mediterranean
STEG	Société Tunisienne de l'électricité et du Gaz
STEG ER	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz- Energie Renouvelables

ACKNOWLEGMENT

Author: ***Laure Detoc***

Supervisor: ***Angelo Guardo***

Contributors: ***Jeremy Descoubes, Ana Rovzar, Silvia D'Ovidio, Jihene Jelassi***

Présentation des mécanismes d'appel d'offres

1. L'ÉVOLUTION DES PROGRAMMES DE SOUTIEN : VERS LES MÉCANISMES D'APPEL D'OFFRES

Les ER ont été déployées massivement durant les 10 dernières années grâce aux mécanismes de soutien comme les Tarifs de rachat et les Compléments de rémunération (primes sur les prix de marché). Cette évolution fut assez conséquente, étant donné que la capacité totale installée des ER est passé de 814GW en 2004 à 1560GW en 2013 (Tableau 1) jusqu'à atteindre environ 1800GW à la fin de l'année 2015, faisant plus que doubler la capacité totale en 12 ans.

Total Installed Capacity		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Solar Photovoltaic	GW	2.6	3.1	4.6	7.6	13.5	21	40	71	100	139
Concentrating Solar Power	GW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	1.1	1.6	2.5	3.4
Wind Power	GW	48	59	74	94	121	159	198	238	238	318
Bio Power	GW	39	41	43	45	46	51	70	74	78	88
Geothermal Power	GW	8.9	9.8	10	10.4	10.7	11	11.2	11.4	11.7	12
Hydro Power	GW	715	-	-	920	950	980	935	960	990	1,000

Tableau 1: Evolution de la capacité installée en ER entre 2004 et 2013

Source: REN21 (2014), '10 years of renewable energy progress', pp.9

Ce développement a permis de grandes améliorations en termes de coût et d'efficacité des technologies. Entre 2008 et 2015 par exemple, le coût moyen de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque (PV) ont chuté de respectivement 35% pour l'éolien et 80% pour le solaire (Figure 1).

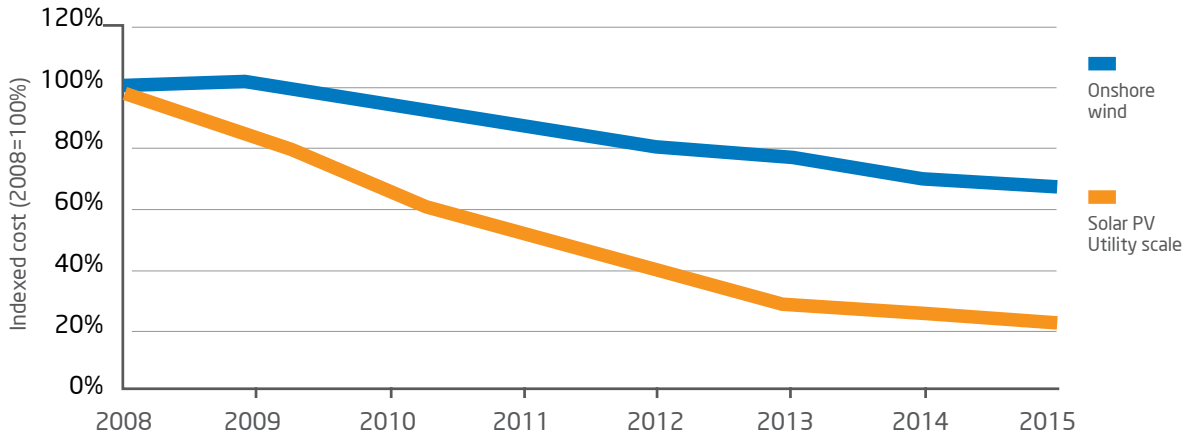


Figure 1: Coûts indexés de l'éolien terrestre et du grand PV

Source: IEA (2016), "Next generation wind and solar power" – From cost to value, pp.8

Cependant, alors que les programmes de soutiens ont commencé à peser lourdement sur le budget des gouvernements, et que les coûts réels des technologies continue à diminuer, de nouvelles formes de subventions ont dû être trouvées. En conséquence, un revirement de stratégie est apparu entre 2010 et 2016, passant du système de Tarif de rachat et de complément de rémunération à un système concurrentiel et basé sur le marché : les appels d'offres.

A travers le monde, dans les pays développés et en développement, cette procédure est massivement adoptée pour sa capacité à développer les ER à des coûts inférieurs à n'importe quel autre mécanisme d'attribution.

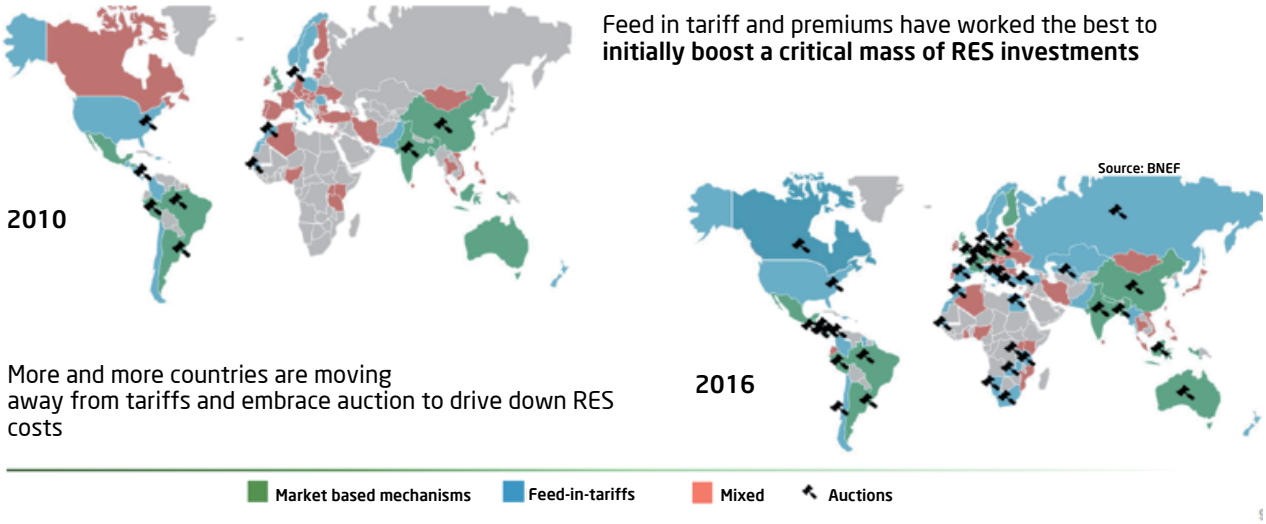


Figure 2: Des mécanismes conventionnels aux appel d'offres

Source: Bloomberg New Energy Finance

L'introduction de la concurrence dans un secteur financé par l'Etat a changé les règles du jeu et a donné à l'autorité publique l'accès à des prix de marché, grâce à la concurrence organisée entre les acteurs. Ainsi, en 2010, le développement de solaire PV était contracté à des prix moyens avoisinants 250$/MWh, à comparer avec le prix moyen de 50$/MWh en 2016. Récemment, des appels d'offres ont même atteints des prix record de 60,2$/MWh pour du solaire PV en Zambie et 30$/MWh pour de l'éolien au Maroc. Ce rapport cout-efficacité est la raison pour laquelle la plupart des pays aujourd'hui choisissent ce système pour les projets d'ER de moyenne et grande taille.

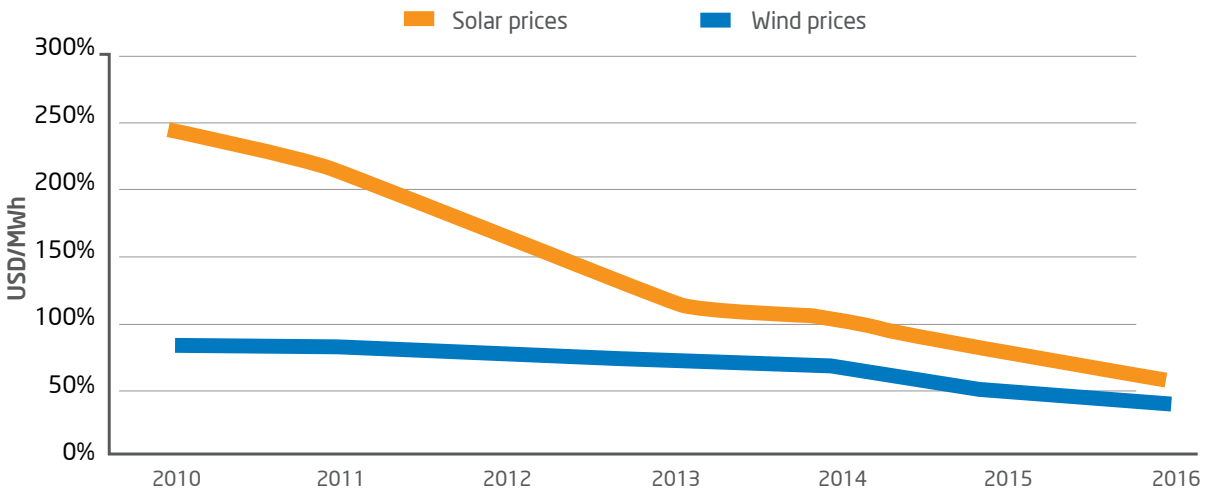


Figure 3: Prix moyen résultant des appels d'offres entre 2010 et 2016

Source: IRENA (2017) "Renewable Energy Auctions: Analysing 2016"

2. LES PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES APPELS D'OFFRES

Bien que les technologies telles que l'éolien et le solaire PV deviennent de plus en plus compétitives à travers le monde, les mécanismes de soutien restent le meilleur moyen de booster le développement des ER en donnant les sécurités financières adéquates aux investisseurs. Cependant, les pays nécessitent de trouver un moyen efficace et à moindre coût pour engager ce développement à grande échelle, et beaucoup de pays considèrent désormais les appels d'offres comme la solution. Le principal apport des appels d'offres et de révéler les vrais prix et coûts des projets à travers l'introduction de la concurrence tout en laissant au secteur privé les opportunités de profitabilité qu'ils recherchent.

Si trois types d'appels d'offres existent (ouvert, restreint et mix), la procédure générale est similaire : l'autorité publique informe le marché sur un projet spécifique de développement des ER et demande au secteur privé de déposer leurs offres de prix et quantité, accompagnées d'informations commerciales, financières et sociales sur la façon dont ils vont développer le projet.

Ensuite le(s) gagnant(s) de l'appel d'offre est/sont sélectionné(s), soit sur la base d'une seule offre soit après différentes étapes de négociations, dépendamment du type d'appel d'offre. Une fois que le gagnant, ou le groupe de gagnants, est sélectionné un contrat est signé entre l'autorité publique et les acteurs privés pour une durée de 20 ou 25 ans généralement. Les phases de construction puis d'exploitation peuvent ensuite commencer. Plusieurs types de contrats existent, cependant le plus commun est le contrat d'achat d'électricité (CAE), en raison de sa grande flexibilité et de son adaptabilité. Au sein des nombreux contrats signés entre l'autorité publique et les compagnies durant le processus, le CAE est le plus important car il va sécuriser les flux de paiement durant toute la durée du projet. Ce contrat fixe également les détails de la construction, de l'opération, de la maintenance, de la production et de la centrale de production. Par ailleurs, il inclut souvent les pénalités pour les investisseurs ou le secteur public en cas de manquement aux obligations, et les conditions dans lesquelles les producteurs d'électricité interrompre leurs devoirs comme dans le cas de force majeure ou de rupture du contrat par l'acheteur...

Globalement, le processus pour la mise en place d'un premier appel d'offres prend environ 2 ans. Lorsqu'un pays a déjà mis en place des appels d'offres, cela peut prendre seulement quelques mois pour établir un nouvel appel d'offres. Dans tous les cas, le résultat sera un projet fiable pour les deux parties avec une durée de 20 ou 25 ans.

Avantages et inconvénients des appels d'offres

Avantages	Inconvénients
Révélation des coûts L'introduction de la concurrence dans le processus permet d'obtenir des prix plus bas. **Flexibilité** Adaptable à chaque cas dans chaque pays, peu importe du modèle de marché et peut inclure des clauses de développement socioéconomique local. **Stable & transparent** Désengagements clairs et des responsabilités pour chaque parti ainsi que des sécurités légales pour les investisseurs. Favorise les investissements dans les pays émergents. **Meilleure sureté pour les gouvernements** Peuvent sélectionner les prix et les quantités d'ER **Améliore la planification du réseau** L'implémentation programmée permet à l'autorité de planifier le développement du réseau, la connexion des centrales et permet une meilleure prédictibilité de la production.	**Coûts de transaction** Relativement élevés pour le privé et le public, en raison de l'importante préparation exigée pour répondre aux appels d'offres ou les gérer. **Sous-construction et délais** Les projets en cours annulés font perdre les investissements préalables aux investisseurs. Les délais peuvent rendre les offres originales caduques si les conditions politico-économiques changent. **Concurrence déficiente** Possibilité de sous-estimation des coûts par le privé, ou d'offre agressive pour remporter l'appel d'offres rendant le projet non profitable. Les offres agressives peuvent également écarter les petits investisseurs et laisser un oligopole de grandes compagnies choisir les prix. **Autres risques** Facteurs de marché extérieurs, coûts de réseau et délais de connexion, requêtes de développement local trop lourde, analyse de l'impact environnementale, mauvaise gestion de projet...

Tableau 2: Bénéfices et risques des appels d'offres
Source: IRENA and CEM (2015), 'Renewable Energy Auctions'

L'un dans l'autre, les procédures d'appels d'offres sont un moyen très efficace de développer les ER. Les risques mentionnés dans le tableau ci-dessus peuvent être évités relativement aisément. En effet, le processus et les contrats déclinant de l'appel d'offres doivent être dument préparés et rédigés soit par une autorité publique expérimentés, soit par un conseiller externe. Cela permet de poser des garanties pour les acteurs privés et publiques afin de réduire les risques pour les investisseurs et les acheteurs : l'autorité obtient un prix bas et connait les quantités et le planning du développement ; les compagnies sont rassurées grâce à une possibilité d'investissement fiable, à prix fixes et sur une durée longue et connue. Dans ces conditions, les pays en développement peuvent obtenir l'accès aux financements et investissements internationaux en attirant les investisseurs avec des opportunités d'investissement sécurisé. En outre, l'autorité publique peut inclure des spécifications de développement économique local pour s'assurer que le pays va bénéficier pleinement de l'opération.

Optimiser les qualités et éviter les risques

Pour faire en sorte de ne retenir que les bénéfices des appels d'offres, différentes mesures clés peuvent être identifiées, d'après les recherches sur le sujet mais également les bonne pratiques à travers le monde :

Une concurrence saine doit être assurée pour faire en sorte que les mécanismes de marché poussent les prix vers le bas. Afin d'obtenir de la compétition la taille du projet défini par l'appel d'offres doit dépendre tout d'abord de la capacité du pays à intégrer ce futur projet à son réseau. Par la suite cette capacité peut être divisée en plusieurs lots. Les termes de l'appel d'offres doivent être bien définis afin de rassurer les investisseurs et les lots doivent être dimensionnés de manière à être accessible à des compagnies de taille intermédiaire. Cependant, de grands projets ne signifient pas forcément un lourd investissement car les coût de transaction seront petit par rapport au projet total et le prix résultant peut être bas. En moyenne, à travers le monde, les coût d'investissement sont de 2.2 millions d'euros par MW pour le solaire PV et 1.7 millions pour l'éolien.

Cela étant, un arbitrage doit être fait, le gouvernement pourrait favoriser la présence de larges compagnies pour s'assurer que les candidats ont accès aux ressources financières nécessaires. Mais dans ce cas, le CAE, les sécurités et garanties doivent être plus importantes et extrêmement fiables, car le risque augmente avec la taille de l'investissement et le manque de diversification.

Ceci ne peut arriver qu'à condition que le cadre du contrat est clair, Si celui-ci est transparent et complet: avec un planning et des dates limites crédibles et respectées par l'autorité, la confiance des investisseurs augmente significativement. De plus, les marchés nationaux performants sont en général basés sur des contrats long terme, payés en devise internationale (dollar ou euro) et incluent la planification de l'extension du réseau dans un contexte législatif favorable.

Pour les pays émergeants, le développement des ER ne peut se faire sans considérer une croissance locale saine et une cible de création d'emplois nationaux qui doit dans tous les cas être réaliste et dépendre du contexte de marché. C'est pourquoi le contenu relatif au développement socioéconomique des offres des participants doit également être considéré dans la sélection du gagnant, avec un poids dépendant de l'importance que cela a pour le pays.

Un autre point important est de réduire les barrières à l'entrée pour les participants tout en s'assurant de leur compétence et expérience. Ceci est possible avec des exigences de pré qualifications adaptées. Si trop élevées, trop peu de participants vont faire une offre, réduisant la concurrence et augmentant les prix. Si trop basses, des risques de sous construction et de délais peuvent apparaître à cause du manque d'expérience des compagnies. Des pénalités claires doivent donc compléter ces exigences.

Pour favoriser de nombreux participants, le gouvernement doit proposer de bonnes possibilités de financement pour que les compagnies de taille intermédiaire puissent avoir accès à des prêts intéressants aux taux d'intérêts bas grâces à des garanties, des partenariats avec des banques ou des institutions internationales. Cependant, la durée du contrat d'achat peut être réduite si la procédure d'appel d'offres à été correctement établie.

Etudes de cas : les appels d'offres en Afrique

Cette partie vise à identifier les raisons principales du succès ou de l'échec des appels d'offres apparus ces dernières années dans des pays aux situations relativement similaire à la Tunisie. Faisant cela, certaines leçons peuvent être tirées de ces différents cas.

1. Le cas de la Zambie



Grâce au programme Scaling Solar de la Société Financière Internationale (SFI) et de la Banque Mondiale (BM), la Zambie a organisé un appel d'offres réussi pour un projet de solaire PV de 73MW en 2015.

Pour faire court, le programme Scaling Solar est un programme de facilitation de la SFI donnant aux gouvernements les clés principales pour conduire un appel d'offre sécurisé et efficace dans le domaine du solaire PV. Il permet aussi à l'autorité publique et aux acteurs privés de bénéficier de sécurités, élément extrêmement important dans les pays en développement Africains. En donnant de fortes sécurités financières avec le support de la SFI et de la BM, le gouvernement a attiré 48 candidats, parmi lesquels sept ont atteint l'étape de l'offre finale. Les gagnants du premier lot (45MW) furent First Solar et Neon, avec un prix record en Afrique de 60,2$/MWh et le second lot fut remporté par Enel Green Power (EGP) avec 78,4$/MWh.

Ces prix extrêmement bas ont pu être atteints principalement grâce à l'expertise de la SFI et de la BM ainsi qu'aux sécurités introduites dans le projet. En effet, les produits assurantiels de la BM et l'Agence de Garantie des Investissements Internationaux (AGII) furent impliqués, avec l'apport de possibilités de financement tel que le financement de dette de la SFI. La durée du CAE est également adaptée à ce cas, le contrat étant prévu pour 25 ans, garantissant au producteur des revenus verrouillés sur le long terme.

Mais ces sécurités, selon la SFI, doivent être doublées par trois importants aspects : l'échelle du projet, la répétition du processus et la concurrence. Basé sur ces différents points, la SFI a tenté d'organiser le projet de la façon la plus optimale. En effet, certaines étapes préliminaires furent accomplies par le gouvernement Zambien, qui a sélectionné le site du projet et s'est assuré que tous les documents qui seraient nécessaires aux participants concernant la construction, l'exploitation du terrain...sont prêts. Le gouvernement a également dû trouver le juste milieu entre une surestimation ou une sous-estimation des prérequis pour les compagnies : ils ont pu bénéficier d'un groupe d'entreprises compétentes et expérimentés mais suffisamment nombreuses pour créer un vrai effet de compétition. De plus, le processus d'appel d'offres transparent et dument structuré a permis non seulement de rassurer les compagnies mais également de leur faire respecter le planning. De cette façon, neuf mois après les premiers contacts avec la SFI pour leurs conseils sur le projet les gagnants furent sélectionnés et le projet fut finalisé un an après la sélection.

S'il n'y a pas de parfaite procédure d'appel d'offres applicable à tous les pays Africains, l'exemple de la Zambie prouve au moins que les principaux facteurs de succès des appels d'offres à travers le monde fonctionnent également dans les pays en développement et devraient être considérés dans tous les processus d'appel d'offres pour ER.

2. Le cas du Maroc



En 2012, le Maroc a lancé un appel d'offre pour développer 850MW d'éolien terrestre dans le pays. Cette grande capacité de production est encore plus grande que l'actuel parc éolien du pays (787 MW en 2015), ce qui en fait un projet ambitieux pour le Maroc.
Si les termes spécifiques du projet sont toujours en négociation, le consortium Enel Green Power (EGP), Nareva Holding et Siemens Wind Power ont été pré-attribué le droit de développer, designer, financer, construire, gérer et maintenir les projets éoliens. Selon EGP, la construction va nécessiter un investissement d'environ un milliard d'euros et la fin de construction (date de début d'opération) est prévue entre 2017 et 2020.
L'appel d'offre pour les 850MW d'éolien fut lancé par l'ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau potable), et divisé en cinq lots :

- Midelt (150 MW)
- Tanger (100 MW)
- JbelLahdid (200 MW)
- Tiskrad (300 MW)
- Boujdour (100 MW)

Parmi les nombreux consortiums qui ont proposés des offres, cinq ont été présélectionnées par l'ONEE, incluant :

- Spanish Acciona Energia and Acciona Wind Power
- France's EDF Energies Nouvelles with Qatar Electricity and Water Company
- Fipar Holding and Alstom Wind
- Saudi group International Company for Water and Power Project in cooperation with GamesaEolicaSl
- Enel Green Power with the Moroccan company Nareva Holdings and the turbine builder Siemens.

Le prix obtenu fut un succès considérable pour le pays, atteignant 28 euros par MWh, rendant la technologie moins chère que le charbon au le Maroc. Cependant, la décision de l'ONEE de retenir le consortium EGP, Nareva et Siemens ne fut pas uniquement basée sur le prix offert mais également sur le contenu local qu'ils devaient inclure dans leur offre. En effet, cela avait contribué considérable dans la notation des offres. Les exigences minimums furent imposées par l'ONEE : le développement d'une industrie éolienne locale, à travers la création d'unités de production de pales et de tours, ainsi que l'implémentation de centre de formation, permettant ainsi une réelle valeur ajoutée et un transfert de compétences pour le pays. Les exigences de développement local étaient donc relativement conséquentes, mais furent considérées par beaucoup comme adéquates considérant la taille du projet et des investissements.

Considérant la taille de l'investissement, l'appel d'offres inclut de fortes possibilités de financement pour le gagnant, à travers des prêts contractés par ONEE à des taux d'intérêt bas et émis aux investisseurs par la suite. Pour faire cela, de nombreuses entités internationales furent impliquées dans le financement du projet. Entre autres, l'ONEE a levée des fonds à travers la Banque Allemande de Développement pour 130 millions d'euros, la Banque Européenne d'Investissement pour 200 millions d'euros, la Commission Européenne pour 15 millions d'euros et la Banque Africaine de Développement pour 40 million d'euros. Cette opération a permis de réduire les risques pour les investisseurs ainsi que le coût de la dette.

Concernant le CAE lui-même, cependant toujours en négociation, EGP fut satisfait des termes généraux

incluant une durée de 20 ans, de nombreuses mais adéquates pénalités et un mix de deux devises pour l'achat de l'électricité, en partie local (le Dirham) et en partie internationale (Dollars ou euros). Ce mélange de devises est courant pour les projets dans les pays développés, étant un juste compromis entre les requêtes des investisseurs (100% devise internationale) et celles des gouvernements (100% devise locale).

Le CAE, comme on peut le voir, est un bon exemple de contrat banquable, avec d'importantes sécurités et garanties, une concurrence efficace et un contenu local bénéfique. Cependant, c'est également un bon exemple de difficultés rencontrées par les investisseurs sur la planification. En tant que premier appel d'offres de grande échelle pour le développement des ENR, l'organisation du projet a été délégué à l'agence nationale : l'ONEE. Bien qu'étant un moyen efficace de gérer l'appel d'offres via une compagnie expérimentée et compétente, cela a également eu des effets négatifs. En effet, l'ONEE a été attribué de nombreux rôles tels que : autorité décidant du gagnant, second investisseur principal (50% des couts totaux) et prêteur, via une levée de fond auprès d'institutions financières internationales. Si le projet a indéniablement été bien géré, produisant un CAE exemplaire en termes de bancabilité dans la région, il aura fallu presque 7 ans entre la publication du projet et la contraction du CAE. Cela peut causer des problèmes aux investisseurs lors des négociations car ceux-ci nécessitent de connaître l'agenda du projet pour élaborer les plans d'investissement.

3. Le cas de l'Egypte



Le gouvernement Egyptien a lancé en 2010 un plan national de développement des ER dont le but fut d'installer de 11GW, principalement solaire et éolien, d'ici 2020. Stoppé par le Printemps Arabe, le processus a repris en 2013 et a connu un développement récent important : l'installation d'une ferme éolienne de 250MW dans le Golfe de Suez vient d'être attribuée à un consortium en fin 2016.

Cette installation, attribuée par appel d'offres, a été organisée en un seul lot de 250MW, conçu pour n'être attribué qu'à un offreur (unique ou en consortium). Ce lot de taille modérée couplé à une exigence adéquate de présélection a permis à la société nationale de transmission électrique (EETC), organisant l'appel d'offre, d'attirer nombreuses compagnies et d'obtenir une concurrence saine. En effet, les participants devaient justifier d'une bonne compréhension des enjeux du projet, de l'exploitation de trois projets similaires au moins durant les 5 dernières années, d'un historique adéquate, de bonne ressources et capabilités humaines, et financières.

De plus, étant donné l'importance relative de l'investissement (environ 300 million d'euros), l'autorité Egyptienne des ER récemment créée (NREA) a commencé à lever un montant conséquent de fonds auprès d'institutions internationales telles que : la BEI pour 115 millions d'euros, la KfW pour 72 millions, l'AFD pour 50 millions, la Commission Européenne pour 30 millions. Ces fonds ont été rassemblés à 75% sous formes de subventions et sont une possibilité offerte au consortium pour contracter la dette importante nécessaire au projet, avec un taux d'intérêt bas et des garanties indiscutables.
De plus, il était requis que le contenu local devrait représenter environ 25% du projet. Cela incluant le fait que les travailleurs employés durant la construction et l'opération de la ferme éolienne devraient être uniquement Egyptiens, pour les postes nécessitant peu ou pas de compétences techniques trop élevées, en accord avec la loi Egyptienne. Le poids attribué au contenu local par rapport au prix ne fut pas donné aux offreurs initiaux, mais l'importance du premier critère a été bien démontrée par un critère de conformité : si après la date d'opération commerciale (DOC) le consortium ne peut démontrer que le contenu local est respecté, le contrat pourra être annulé.

D'abord en discussion avec Lekela Power-Actis, qui avait offert le meilleur prix, l'EETC a récemment attribué le projet au consortium entre ENGIE, Toyota et Orascom, Lekela Power ne pouvant justifier du respect des procédures et des exigences imposées par le ministère. Mais même si le prix final offert par le gagnant n'est pas le plus bas proposé, il est extrêmement bas pour l'Egypte avec 46 euros par MWh. Le ministère a annoncé que ce prix serait un repère pour les prochains projets.

Compte tenu de l'instabilité politique du pays, de fortes garanties et des sanctions adaptées ont été fixées. Entre autres, le gouvernement paiera ce que l'EETC ne doit au consortium en cas de défaut. Même chose pour les retards, qui ont été couverts pour les deux parties : pour le consortium, en cas de retard dans la réalisation, 120 000 USD par jour jusqu'à 180 jours seront donnés à l'EETC et une obligation de développement (40 millions USD jusqu'à 1 an après la DOC) doit être contractée par le consortium. En ce qui concerne l'EETC, le ministère égyptien des Finances émettra 660 millions de dollars pour garantir les obligations de paiement d'EETC à la Compagnie de projet en vertu du PPA, ainsi que 120 000 USD pour chaque journée de retard. En outre, le consortium a négocié pour le paiement du tarif en deux devises (au lieu de seulement la devise nationale) : USD et livres égyptiennes (EGP). Cette option est la plus viable et équilibrée pour les acteurs publics et privés.
Le PPA lui-même est un contrat de 20 ans, tel qu'il est couramment observé dans le secteur de l'énergie éolienne, basées sur des responsabilités fortes pour l'acheteur et du mécanisme de Take or Pay (ToP), donnant des revenus verrouillés et sécurisés au vendeur. Le contrat verrouille la garantie concernant les possibilités de défaillance de paiement du ministère des finances, et la devise dans laquelle les différents éléments sont payés. Bien que le contrat initial prévoyait la contraction d'une obligation de démantèlement (environ 9 millions d'euros), d'autres négociations permettaient de supprimer cette clause.

Le processus d'appel d'offre a donc été un succès et, même si le PPA est encore en négociation, la phase opérationnelle est susceptible de commencer l'année à venir. Néanmoins, comme dans le cas marocain, le processus n'était pas exempt de difficultés temporelles. Par exemple, la phase de qualification était en 2009 et la demande de proposition a été publiée en 2013, en raison du printemps arabe et de l'instabilité politique élevée du pays. Dans l'ensemble, le processus a duré 8 ans et est encore en phase de négociation. Mais encore une fois, cela tient également à la volonté de l'autorité égyptienne d'organiser soigneusement son premier processus d'enchères pour ER ambitieux, compte tenu de son manque d'expérience dans ce domaine. Autre point notable, l'accord initial a été jugé assez peu clair, car il n'a pas verrouillé la situation pour l'avenir avec des garanties de change ou de paiement. L'Égypte étant plus instable que le Maroc et économiquement moins certain, l'accord devait être révisé et renégocié par le consortium, mais les conditions semblent avoir été acceptées et le PPA pourrait bien être bancable.

L'Analyse du contexte Tunisien et design d'un appel d'offre adapté

Dans le but d'atteindre 30% de la production totale d'électricité produite à partir des Energies Renouvelables à l'horizon 2030, le Ministère de l'Energie, des Mines et des Energies renouvelables a annoncé en mai dernier (2017), le lancement de la première phase du programme national au travers d'un appel à projets destiné aux investisseurs privés. Ce programme permettra l'installation d'environ 1000 Mégawatts (MW) de nouvelle capacité utilisant les diverses sources d'énergies renouvelables sur la période 2017-2020, moyennant des investissements de l'ordre de 2 milliards de Dinars Tunisien (0.84 milliarde USD).
Le lancement de ce programme et la publication de ce premier appel à projets concernant les installations d'énergies renouvelables marque un pas en avant important dans le déploiement des énergies renouvelables en Tunisie.
Au travers de ce chapitre nous allons analyser le contexte tunisien afin de comprendre les enjeux et les conditions de développement des énergies renouvelables pour le pays. Ce chapitre soulignera l'importance du lancement de ce nouvel appel à projets pour le pays et la nécessité que celui-ci soit suffisamment attractif pour les investisseurs privés.

1. La place des énergies renouvelables en Tunisie

Depuis 2001, la Tunisie est confrontée à un déficit de la balance énergétique. Selon les chiffres de la STEG, publiés le 25 février 2016, et relatifs à l'année 2015, la production nationale d'énergie électrique injectée dans le réseau de transport a été estimée à 18256 Gigawatt-heure (GWh), dont près de 81% (14851 GWh) a été produits par la STEG. Du total de l'énergie produite par la STEG, 91% a été produite en utilisant le gaz naturel comme source (13459 GWh). Le gaz naturel provient, à 53% des réserves nationales et à 47% du gaz algérien, dont 74% est consommé pour la production d'électricité. En effet, 65% de la production d'électricité est effectuée par les cycles combinés, 12% par les turbines à gaz et 20% de thermique vapeur. Quant aux énergies renouvelables, ils ne contribuent qu'à hauteur de 3%.

La demande d'électricité est en croissance continue. En effet la consommation d'électricité en 2014 était de 1446 KWh par personne contre 977 KWh par personne en 2000. En 2015, la demande d'électricité a augmenté de 2.98% avec une pointe enregistrée de l'ordre de 3600MW au mois de Juillet. En 2016, le portefeuille de consommateurs d'électricité était de 3.836.994, contre 3.725.603 en 2015.

Cette situation est assez sérieuse car elle montre plusieurs risques, notamment : l'aggravation du déficit, la limite des ressources énergétiques nationales, la raréfaction des ressources énergétiques sur le marché international, l'exposition à la hausse des prix sur le marché international, la multiplication des exigences environnementales, etc. .
Pour faire face à cette situation, la Tunisie a mis en œuvre une stratégie de maîtrise de l'énergie construite autour de deux composantes : l'utilisation rationnelle de l'énergie et le développement des énergies renouvelables.

Le plan solaire tunisien : PST

Le Plan Solaire Tunisien (PST) a été mis en place en 2009 par l'Agence Nationale de Maitrise de l'Energie ANME en 2009. Ce programme couvre l'ensemble des projets d'efficacité énergétique dans les domaines du transport, du bâtiment et de l'industrie. Le plan solaire couvre également certains projets liés au domaine des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse). Sa réalisation implique le secteur public et le secteur privé, et est soutenue par un ensemble de mécanismes de soutiens administratifs, réglementaires et financiers.

Ce plan prévoit le développement d'une puissance de 4,7 GW d'électricité à partir des énergies renouvelables à l'horizon 2030 et la poursuite du programme d'efficacité énergétique dans les différents secteurs. L'objectif étant de réaliser une économie d'énergie cumulée de 100 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) à l'horizon 2030. Pour la période 2010-2016, plusieurs projets ont été retenus, pour un investissement de 3.360 million de Dinars Tunisien (1.380 million USD).

Compte tenu de l'évolution du contexte énergétique et politique du pays, il était nécessaire de mettre à jour le PST sur la base de discussions entre les différents acteurs clés du secteur. La version actualisée du Plan Solaire Tunisien, publiée en décembre 2015 par l'ANME et approuvée par le Conseil des Ministres le 13 juillet 2016. Le PST s'inscrit dans une vision de transition énergétique et économique vers une économie sobre en carbone basée sur deux choix majeurs :

- Une amélioration considérable de l'efficacité énergétique visant une meilleure maîtrise de la demande d'énergie ;
- Un recours substantiel aux énergies renouvelables, visant à la diversification du mix énergétique pour la production d'électricité.

A l'horizon 2030, l'éolien et le solaire constitueraient les principales filières d'énergie renouvelable pour la production de l'électricité.
Le graphique ci-dessous, présente le taux d'intégration des ER et du Performance Excellence in Electricity Renewable Public (PEER) à l'horizon 2030 par rapport à la demande.

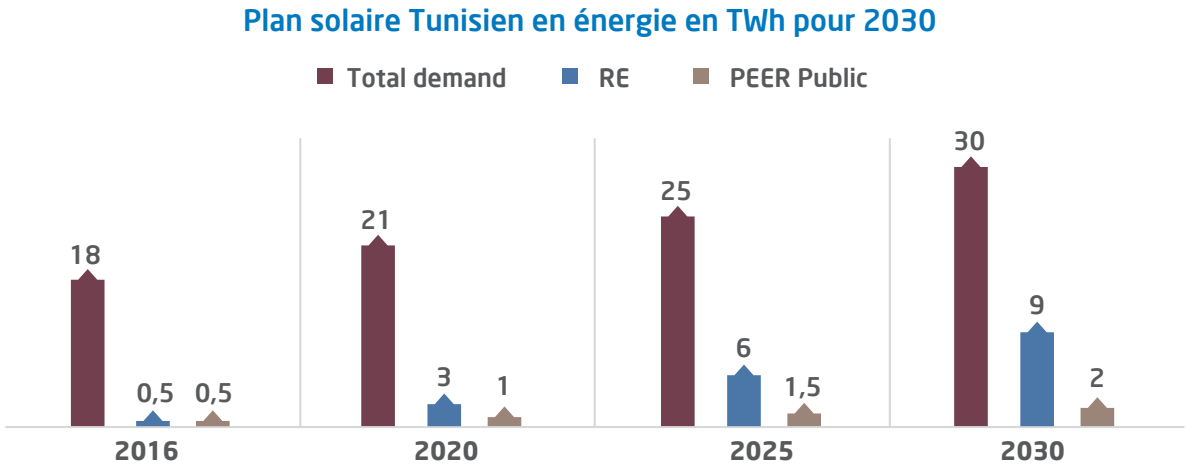


Figure 4 : Plan solaire Tunisien objectifs 2030 (TWh)
Source : Présentation développement des énergies renouvelables : Défis, Perspectives et Préalables STEG janvier 2017

Perspective de développement 2017-2020

Dans le cadre du PST, l'état Tunisien a mis en place un programme de production d'électricité à partir des énergies renouvelables pour les années 2017-2020. Cette initiative permettra l'installation de 1000 MW en puissance dont 620 MW par le secteur privé, moyennant des investissements allant de 2 à 2.5 milliards de Dinars Tunisien (0.82 à 1.02milliardUSD).
Ainsi la Tunisie aspire à une intégration progressive des énergies renouvelables dans son mix énergétique, à hauteur de 12% de la production d'électricité à l'horizon 2020. Une convention de coopération entre la Tunisie et l'Allemagne a été signée pour permettre de financer l'encadrement technique et logistique du programme de production de l'électricité à travers les énergies renouvelables (2017-2020). Le graphique ci-dessous présente la part des différents régimes dans le programme des énergies renouvelables pour 2017-2020

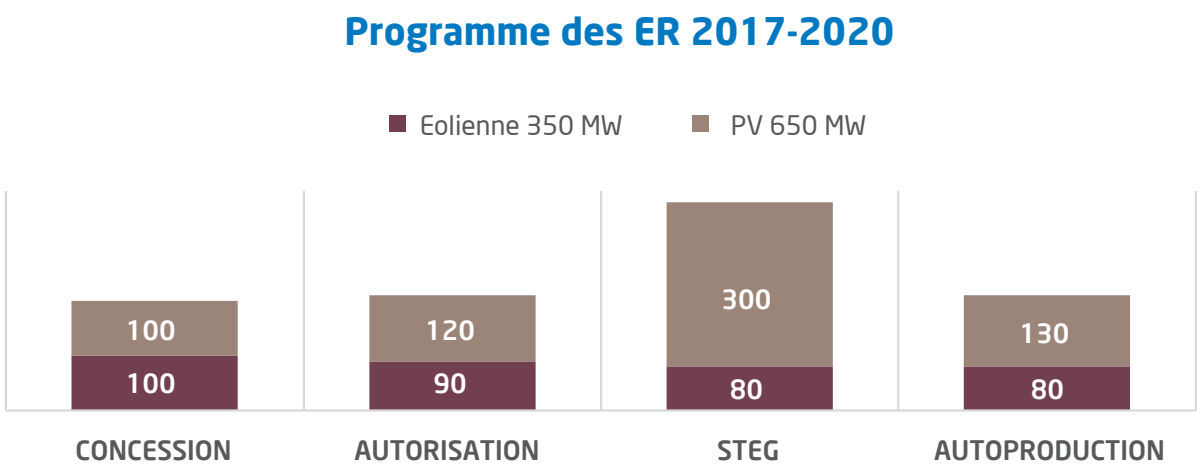


Figure 5: Programme des énergies renouvelables pour la Tunisie sur la période 2017-2030
Source : Présentation développement des énergies renouvelables : Défis, Perspectives et Préalables STEG janvier 2017

Au vu du potentiel éolien et solaire de la Tunisie, la production de 1000 MW d'électricité par ER pour 2017-2020 s'appuiera sur les technologies photovoltaïques et éoliennes.
Le développement d'une partie de ces projets sera proposé au secteur privé à travers différents régimes (concession, autorisation et autoproduction), l'autre partie sera développée par la STEG. Pour chaque régime élaboré, l'état a mis en œuvre une méthode appropriée. Ainsi, les projets liés au régime de concession seront développés par appel d'offres. Les projets liés au régime d'autorisation seront, quant à eux, développés via des appels à projets.
La deuxième partie du plan national de production de l'énergie électrique à partir des énergies renouvelables se fera sur la période 2021-2025 et comprendra l'installation d'une puissance additionnelle de 1250 MW. Une partie de cette puissance pourra être avancée et réalisée durant la période 2017-2020.

Le potentiel des énergies renouvelables en Tunisie

• Eolien

L'atlas éolien de la Tunisie montre qu'il y a de bonnes conditions de vent (vitesse supérieure à 7m/s à 60 m de hauteur) dans les régions de Nabeul et Bizerte, dans les régions centrales (Kasserine) ainsi que dans les régions du sud (Tataouine, Médenine, Gabès, Kebili).
En tenant compte des ratios en termes de MW installés par unité de surface, et pour une occupation de 1% du territoire national, le potentiel éolien brut de la Tunisie est estimé à plus de 8000 MW.

• Solaire

Il n'existe pas, pour le moment, d'évaluation précise du potentiel solaire, en Tunisie, du fait de l'absence d'études poussées réalisé dans ce sens. En particulier, il n'existe pas d'atlas solaire suffisamment précis pour évaluer ce potentiel. Néanmoins dans le cadre de la valorisation et la qualification des sites solaires tunisiens, plusieurs stations météo sont en cours d'installation, ce qui permettra d'obtenir des estimations plus précises. Une station météo a déjà été installée dans le cadre de la coopération entre STEG ER et l'Agence Aérospatiale Allemande (DLR), qui permet actuellement la collecte de données (ensoleillement, irradiations, température, pression...) dans la région de Tataouine. Une autre station météo a été installée par la STEG dans le cadre de la réalisation d'un projet CSP de 50MW.
En compilant les données recueillies avec les données satellitaires disponibles, il s'est avéré que les valeurs du rayonnement solaire les plus élevés sont mesurées dans les régions sud ainsi que dans certaines zones

montagneuses du centre ouest du pays. Dans les régions Nord, on peut identifier des sites ayant un rayonnement direct DNI atteignant 2100 kWh/m² par an qui dépasse 2400 kWh/m² par an, dans le Sud.
Selon l'emplacement géographique et les performances des équipements, la production annuelle moyenne d'un système photovoltaïque fixe en Tunisie varie de 1500 à 1800 kWh/kWc (pour un système mobile la production annuelle moyenne varie de 1750 à 2100 kWh/kWc) pour une puissance installée de 1 kWc, ce qui est suffisant pour satisfaire la consommation annuelle de 3 personnes.
Le tableau suivant présente la liste des différents sites potentiels pour une technologie spécifique et leurs puissances associées.

	Site	Puissance MW	Puissance Totale
Eolien	Bir M'cherga	60	300 MW
	Douar dar remel	60	
	Takilsa	60	
	Tataouine	60	
CSP	Tataouine sud	250	400 MW
	Feriana	150	
SOLAR PV	Bir m'cherga	50	350 MW
	Tataouine	50	
	Oueslatia	50	
	Tyna	50	
	Tajerouine	50	
	Feriana	100	

Tableau 3: Potentielle distribution des puissances sur les différents sites et selon la technologie
Source: GIZ - Etude sur les potentiels ER pour la production d'électricité en Tunisie, 2013.

Programmes développés

• Eolien : Projet de développement par le secteur privé de l'électricité éolienne (2011)

Le projet a été réalisé par le gouvernement tunisien et le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) qui travaillent en étroite collaboration. Le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM) a contribué au financement du projet. Ce projet s'inscrit parmi les résultats stratégiques du plan cadre de coopération des Nations Unies avec le Gouvernement tunisien pour la période 2007-2011 (United Nations Development Assistance Framework (UNDAF)).

L'objectif du projet consiste à appuyer les efforts des pouvoirs publics visant à ouvrir le marché de l'énergie éolienne aux développeurs privés à travers la création d'un cadre règlementaire concernant le processus de concession. Ce projet vise également à réduire l'utilisation des hydrocarbures dans la production d'électricité par les centrales électriques tout en augmentant la contribution des énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays. Le projet vise également l'augmentation du taux d'intégration de l'industrie tunisienne à travers la fourniture de services en relation avec l'énergie éolienne ou la fabrication de certaines composantes qui constituent la machine éolienne.

• Solaire

La Tunisie s'est engagée, depuis 2013, dans un processus de transition énergétique basé sur des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. C'est dans ce contexte que l'ANME a mis en place les programmes PROSOL, qui cible différents ménages.

– PROSOL thermique résidentiel (2005)

En 2005, l'état tunisien a mis en place le programme PROSOL Résidentiel afin de promouvoir le développement du solaire thermique dans le secteur résidentiel. Le mécanisme représente un financement innovant basé sur une combinaison de subventions aux investissements et de crédits.

– PROSOL tertiaire (2009)

Suite à la réussite du PROSOL résidentiel, l'état a lancé un programme qui a démarré en 2009, sur la période 2010-2016, avec l'appui des United Nations Environnent Programme (PNUE) et de l'Italian Ministry for the Environment Land and SealMELS pour le développement du solaire thermique dans le secteur tertiaire d'environ 15.000 m^2. Le programme a été doté d'une enveloppe de 1 million d'euros destinée essentiellement aux hôtels.

– PROSOL ELEC

L'objectif du projet PROSOL ELEC est de réaliser environ 1000 bâtiments solaires totalisant une puissance globale de modules photovoltaïque de 1500 kW. Le mécanisme PROSOL ELEC fournit un ensemble d'incitations ciblant les clients résidentiels de la STEG souhaitant s'équiper d'installations solaires PV pour couvrir partiellement leur besoin en énergie électrique.

2. Contexte du marché Tunisien pour le développement d'un appel d'offres

Structure du marché de l'électricité

• Situation Actuelle

La demande d'énergie primaire de la Tunisie a augmenté durant la dernière décennie. Toutefois, cette demande reste dominée par les hydrocarbures (gaz naturel et produits pétroliers) qui couvrent 99% de la consommation d'énergie primaire, alors que les ER (hors biomasse) ne dépassent pas 1% de cette consommation. Du fait de cette dépendance accrue aux énergies conventionnelles, couplée avec la baisse de production nationale d'hydrocarbures l'équilibre de la balance énergétique a été rompu dès le début des années 2000. De plus, la consommation électrique nette s'est élevée durant la dernière décennie. Cette croissance a été portée essentiellement par les ménages.

Le mix électrique est très peu diversifié avec une très faible pénétration des ER. La part des énergies renouvelable dans la production d'électricité en 2010 y compris l'hydraulique, ne représente que 3% le reste est essentiellement produit à partir du gaz naturel provenant à hauteur de 60% des champs nationaux et 40% du gazoduc algérien (redevance plus importation). Cette forte dépendance au gaz naturel risque de poser un sérieux problème de sécurité de production électrique, sachant que les prévisions laissent prévoir un déficit gazier à partir de 2017-2018.
Dans l'avenir et sur la base des ressources conventionnelles actuelles, la prospective énergétique montre des défis importants en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique du pays.

Le graphique suivant montre le mix énergétique en 2014 en production d'électricité en Tunisie

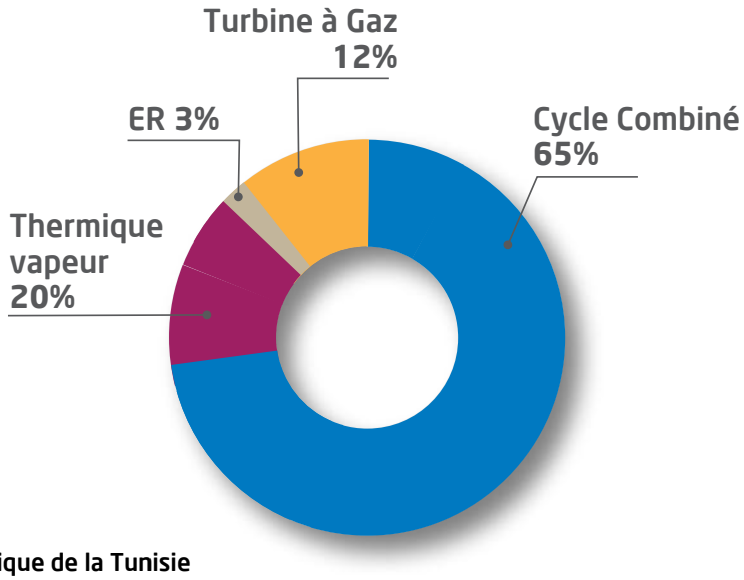


Figure 6: Le mix énergétique de la Tunisie
Source: MEDELEC / 22ème réunion annuelle-LE SYSTÈME ELECTRIQUE TUNISIEN-Avril 2014

En 2016, la production et puissance en ER, est répartie comme suit par rapport à la production et puissance totale :

	Production	Puissance
Énergies renouvelables	519 GWh	310 MW
Totale	18,142 GWh	5,467 MW

Tableau 4: la production et puissance actuelle en ER par rapport au totale
Source: Présentation STEG-Développement des énergies renouvelables: Défis, Perspectives et Préalables-Janvier 2017

Ces résultats montrent qu'en 2016, la part de l'ER est encore faible par rapport au total de l'énergie produite. En effet, d'après ce tableau, la production d'ER ne représente que 2.8% de la production électrique totale et seulement 5.67% de la puissance installée.
Cette situation reste critique en vue de l'exigence de satisfaire une demande croissante et de garantir l'équilibre du système énergétique. C'est pourquoi, l'état tunisien parie sur une transition énergétique basée sur le développement des énergies renouvelables et sur la maitrise de l'énergie, tout en veillant à l'alignement du PST avec les besoins actuels.

Les acteurs du marché électrique Tunisien

Ministre de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables

Le rôle du ministère est de: **1.** Promouvoir la recherche et l'exploitation rationnelle des ressources énergétiques du pays et d'assurer la couverture énergétique du pays. **2.** Élaborer les textes juridiques en matière énergétique. **3.** Veiller à l'application de la réglementation et des cadres conventionnels relatifs à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures et des autres sources d'énergie. **4.** Négocier avec les compagnies et de déposer l'attribution de permis de recherche et de conventions de concessions pour l'exploitation d'hydrocarbures, au gouvernement. **5.** Elaborer les projets de développement des secteurs énergétiques. **6.** Veiller à la rationalisation de l'exploitation des sources d'énergie. **7.** Assurer l'optimisation de la production des gisements d'hydrocarbures, et de veiller à l'écoulement des produits énergétiques dans les meilleures conditions commerciales. **8.** Suciter et de promouvoir l'utilisation des sources d'énergies nouvelles. **9.** Mettre en œuvre une politique d'économie d'énergie et de substitution des énergies classiques pour les énergies nouvelles et renouvelables. **10.** Pour finir, à ce jour le Ministère tient le rôle de régulateur du marché énergétique.

STEG

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) a pour missions essentielles :

- L'électrification du pays
- Le développement du réseau Gaz Naturel
- La réalisation d'une infrastructure électrique et gazière
- La production de l'électricité et du Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) ainsi que du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz naturel.

STEG-ER

C'est une société anonyme, filiale de la STEG, de droit privé. Elle a pour objectif premier de contribuer à l'impulsion et l'essor du Plan Solaire Tunisien (PST). Sa création, en Mai 2010, vient concrétiser la politique nationale relative à la promotion des énergies renouvelables. STEG-ER s'engage dans le développement du partenariat public-privé en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.
Les principales activités de STEG-ER sont l'étude, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des installations d'énergies renouvelables et de cogénération. STEG-ER s'emploie à fournir l'expertise, l'assistance et le savoir-faire nécessaires aux projets dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

ANME

L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) a été créée en 1985. C'est un établissement public à caractère non administratif placé sous la tutelle du Ministère de l'Industrie.
Sa mission consiste à mettre en oeuvre la politique de l'état dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et ce, par l'étude, la promotion de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de la substitution de l'énergie.

La STEG, par la loi N°62-8 du 3 Avril 1962, est chargée de la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz sur tout le territoire tunisien. En effet, l'électricité est produite par un parc de production diversifié et réparti en 25 unités de production (Turbines à gaz, turbines à vapeur, cycles combinés, hydrauliques, éolienne) d'une puissance installée de l'ordre de 5224 MW en 2015 qui représente 86% de la production totale contre 17% représenté par des IPP.

La STEG exploite un réseau de transport de 6440 km réparti comme il s'ensuit:

- 208 km réseau de transport de 400 kV
- 2,790 km réseau de transport de 225 kV
- 2,157 km réseau de transport de 150 kV
- 1,285 km réseau de transport de 90 kV

La STEG exploite et maintient un réseau de 165.090 km de lignes de moyenne et basse tension et fournit de l'électricité auprès de 3.725.475 clients (domestiques, industriels, agricoles et administratifs). Elle entretient ses relations avec ses clients à travers 41 Districts et 88 Agences.

La figure ci-dessous présente la structure du marché tunisien en électricité.

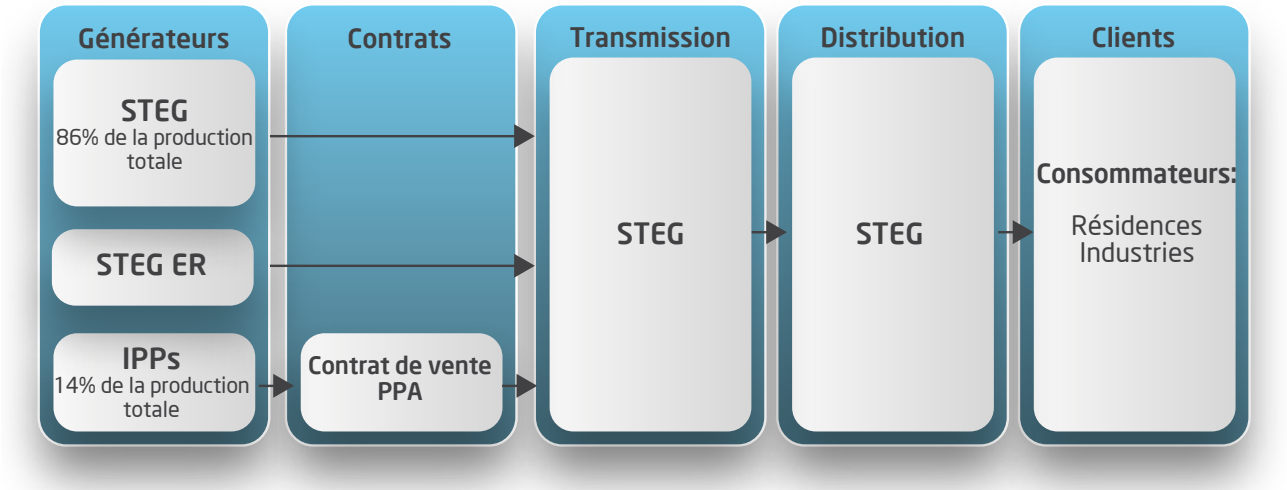


Figure 7: Structure du marché Tunisien de l'énergie

En 2016, 54 ans après sa création, la STEG, a pu voir:

- Le taux d'électrification global passé de 21% à 99.8%
- Le taux d'électrification rural passé de 6% à 99.5%
- La puissance installée passer de100 MW à 5476 MW (contre 5224MW en 2015)
- La production nationale passée de 288 GWh à 18246 GWh (contre 18.256 GWh en 2015)
- La consommation en gaz des centres de productions électriques s'élever à 3840 Ktep (contre 3816 Ktep en 2015).

Le Réseau électrique tunisien

• Le réseau national de transmission

Le taux global d'électrification a atteint 99,8% avec 100% dans les milieux urbains et 99,8% dans les milieux ruraux. Le réseau de distribution d'électricité Tunisien s'étend sur 165.090 km à la fin de 2015 et se compose de la façon suivante:

Lignes Moyenne Tension(MT)	56,576 km
Lignes Basse Tension (BT)	108,514 km
Total des lignes MT/BT	165,090 km
Nombre total des poste MT/BT	68,669 km

Tableau 5: le réseau de distribution d'électricité en Tunisie
Source: Rapport Annuel STEG 2015

• Les interconnections internationales

La STEG possède deux points d'interconnexions internationales :

- La première se fait entre la Tunisie et l'Algérie via quatre lignes de transmissions allant de 90kV à 240 MVA.
- La deuxième interconnexion entre la Tunisie et la Lybie se fait à travers deux lignes de transmission : la première s'élevant à 225kV et la deuxième à 720 MVA.

Contexte législatif

2004

La loi n°2004-72
Ouvre la voie à l'utilisation des énergies renouvelables et en premier lieu à l'énergie solaire et éolienne.

2009

La loi n° 2009-7
Est venue compléter la loi de 2004 en autorisant l'autoproduction d'électricité à partir des énergies renouvelables avec le droit de vendre l'excédent à la STEG, dans la limite de 30% de la quantité produite.

2015

Loi n° 2015-12: Relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables
La présente loi a pour objectif de définir le régime juridique relatif à la réalisation des projets de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, soit pour l'autoconsommation ou pour répondre aux besoins de la consommation locale ou en vue de l'exportation. La présente loi a également pour objectif de définir le régime juridique régissant les installations, les équipements, les biens immeubles et les matériels nécessaires pour assurer la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et le transport de celle-ci.

2016

Décret n° 2016-1123
Fixant les conditions et les modalités de réalisation des projets de production et de la vente de l'électricité à partir des énergies renouvelables.

2015

Les Arrêtés du 09 février 2017
Relatifs aux:
- Cahier des charges technique de raccordement au réseau BT.
- Cahier des charges technique de raccordement au réseau HT/MT.
- Contrat d'achat des excédents pour l'autoproduction en BT (Net-metering).
- Contrat d'achat des excédents pour l'autoproduction en HT/MT (possibilité de vendre 30% des excédents à STEG).
- Contrat d'achat pour la vente totale à la STEG régie par le régime d'autorisation (PPA).

Les structures possibles pour le développement de projets d'énergie renouvelable

L'environnement favorable et les encouragements pertinents de la Tunisie en termes d'utilisation des ER favorisent l'investissement dans le secteur. En effet, la loi n° 2015-12 du 11 mai 2015, suivie par les décrets d'août 2015 et les arrêtés du février 2017, encouragent les investisseurs étrangers par :

- La définition d'un plan national de l'énergie électrique produite à partir d'ER.
- L'élargissement du statut d'auto-producteur aux collectivités locales, aux entreprises publiques et aux sociétés privées. Sur autorisation, ces entités peuvent désormais produire pour leur propre consommation et revendre l'excédent à la STEG (prix de revente fixé par arrêté du ministre) dans la limite d'un seuil maximum (défini par une convention-type).
- Le développement de projets ER soumis au régime d'autorisation par les entreprises du secteur privé dont la production sera destinée à la consommation locale.

- La production d'ER destinée à l'export : dans le cadre d'un contrat de concession, les sociétés privées peuvent produire des électrons verts destinés à l'export à condition de faire bénéficier l'état d'une partie de la production. La quantité dont doit bénéficier l'état et le prix de rachat de l'électricité sont définis dans le contrat de concession.

3. Détails réglementaire encadrant la mise en place d'un futur appel d'offres

La loi n°2015-12

Après une longue période d'ajustement, la loi n°12 adoptée en mai 2015, permet de lancer la finalisation du cadre réglementaire concernant la mise en place de projets d'énergies renouvelables.

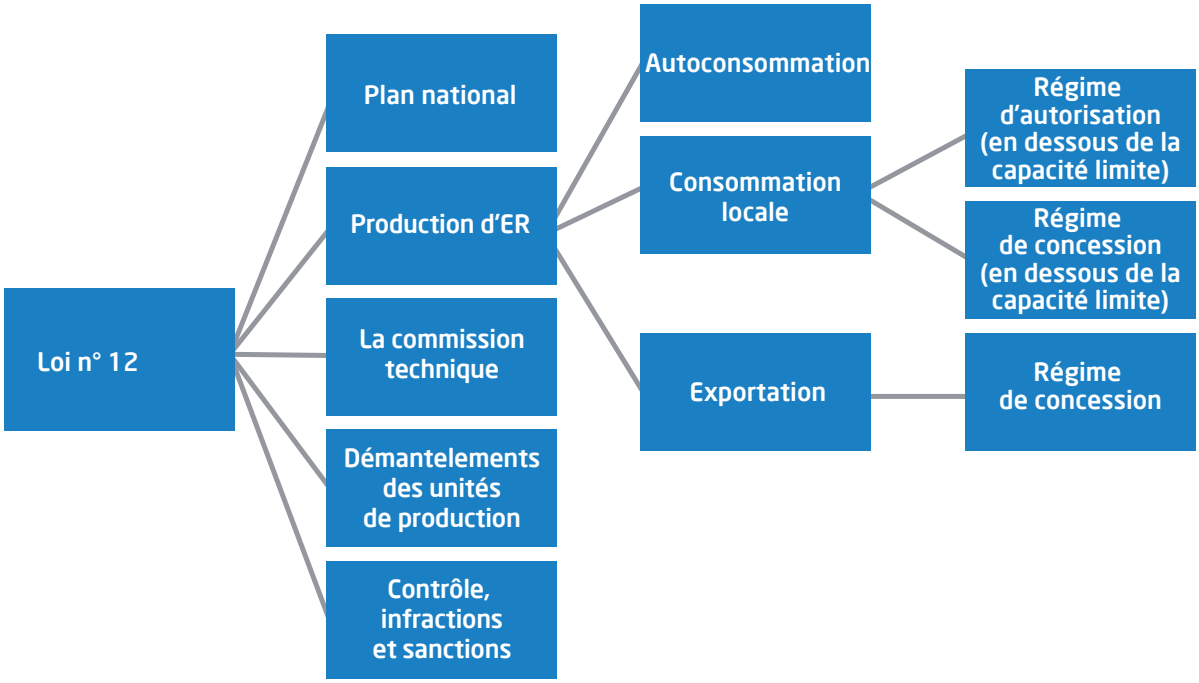


Figure 8: Loi n°2015-12 du 11 mai 2015
Source: STEG présentation "Raccordement des installations EnR" avril 2017

Cette loi indique notamment que le ministre de l'énergie sera en charge de l'élaboration d'un plan national pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables fixant les programmes de production selon les besoins nationaux. Les projets développés devront avoir pour but l'autoconsommation, la vente d'électricité ou l'exportation.
La loi n°12 précise que dans le cas de projet de production d'électricité destiné à la vente, les producteurs devront développer une "société de projet". Selon la loi, toutes les unités de production d'électricité devront être raccordées au réseau électrique par un seul point de raccordement. Pour les projets destinés à l'exportation le producteur pourra réaliser une ligne de transport direct.

Concernant toutes les questions relatives aux conditions techniques de connexion, la loi renvoie au cahier des charges. De plus, la loi précise que tous les frais liés au raccordement et au renforcement du réseau national seront à la charge du producteur d'électricité.

Concernant le démantèlement des installations d'énergie renouvelable la loi n°12 précise que les frais d'enlèvement et de remise en état du site seront à la charge du développeur de projet.

• Les projets d'autoconsommation

La loi n°12 stipule que toute entité agissant dans le secteur de l'industrie (collectivité, établissement public ou privé) pourra produire de l'électricité à des fins d'autoconsommation.
Tout développeur de projet d'autoconsommation pourra alors transporter l'électricité via le réseau national et vendre l'excédent de production (à hauteur de 30%) à la STEG en suivant le contrat d'achat préétabli. Pour finir, la loi indique également que le point de production et le point d'autoconsommation peuvent être différents.

• Projets soumis à autorisation

Les projets de production destinés à la consommation locale dans la limite de capacité fixée par le décret n° 2016-1123 seront soumis à une autorisation qui devra être délivrée par le ministre de l'énergie sur avis de la commission technique. L'attribution des autorisations se fera après la publication de l'avis annuel émis par le ministre de l'énergie énonçant les besoins nationaux d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable.

Dans un premier temps, un accord préalable sera fourni par le ministre permettant au producteur d'électricité de créer une société de projet et de réaliser une unité de production. Si le projet est construit sur les terrains de l'état, le dossier sera soumis à la commission technique pour validation puis au gestionnaire du domaine. Un nouvel accord ne pourra être attribué à un développeur de projet pour la même source d'énergie renouvelable que si l'unité de production bénéficiant de l'accord préalable n'est pas achevée. Enfin, l'accord sera considéré comme nul si l'unité de production n'est pas réalisée.
La société de projet recevra une autorisation nominative pour exploiter l'unité de production une fois que l'organisme public en charge aura confirmé que l'unité est bien conforme au cahier des charges et que le procès-verbal de constat aura été signé.

Si le développeur de projet souhaite transférer, céder ou augmenter la capacité de l'unité de production dans la limite de la puissance fixée, une autorisation devra de nouveau être délivrée par le ministre. Le transfert de l'autorisation, la cession de l'unité de production, la participation avec l'unité de production dans une autre société ou le changement de la composition du capital de la société du projet ne peuvent se faire qu'après accord du ministre chargé de l'énergie sur avis de la commission technique.

• Projets soumis à la concession

Les projets de production destinés à la vente locale dépassant la limite de capacité de production fixée par décret ou destinée à l'exportation devront bénéficier d'une concession attribuée par l'état. Les projets soumis au régime de concession doivent être conformes au principe de concurrence.
Dans un premier temps, la faisabilité économique et technique du projet sera évaluée par la commission technique. Le développeur de projet devra alors disposer des moyens techniques, financiers et des garanties bancaires nécessaires. Par la suite, c'est à la commission supérieure de production indépendante d'électricité de donner son accord permettant d'aboutir à un contrat de concession établi entre la société de projet et l'état représenté par le ministre de l'énergie.

La loi n°12 détaille les éléments qui devront être présent dans le contrat de concession tel que la nature des travaux à réaliser, la durée de concession ou encore le pourcentage de la part revenant à l'état. En plus, des frais d'attribution de concession une partie de l'électricité produite par l'unité de production installée reviendra à l'Etat. La part d'électricité octroyée à l'Etat pourra alors faire office de compensation financière ou de compensation en partie financière et en partie en nature.

L'électricité produite pourra être transportée via le réseau national ou via une ligne directe de transport de l'électricité. Dans le cas où l'électricité serait transportée par le réseau national un contrat devra être conclu entre la société de projet et l'organisme public en charge (STEG). Ce contrat permettra d'établir les conditions financières, techniques et commerciales relatives au transport de l'électricité.

Dans le cas où une ligne directe de transport d'électricité est réalisée, le développeur de projet détenteur de la concession devra prendre en charge les frais de réalisation et d'entretien. La propriété de la ligne directe sera alors transférée directement et gratuitement à l'organisme public. Dans ce cas, le bénéficiaire de la concession pourra obtenir un droit de priorité d'exploitation de la ligne directe.

Le décret n°2016-1123

Le décret n° 2016-1123 conforme à la loi n°2015-12, fut établi près d'un an après cette dernière le 24 août 2016. Celui-ci vient apporter certaines clarifications au cadre réglementaire pour les futurs projets d'énergies renouvelables.
Le but de ce décret est notamment de disposer des conditions de réalisation pour les projets de production d'énergies renouvelables, ainsi que pour la vente de l'électricité issue de ces projets.

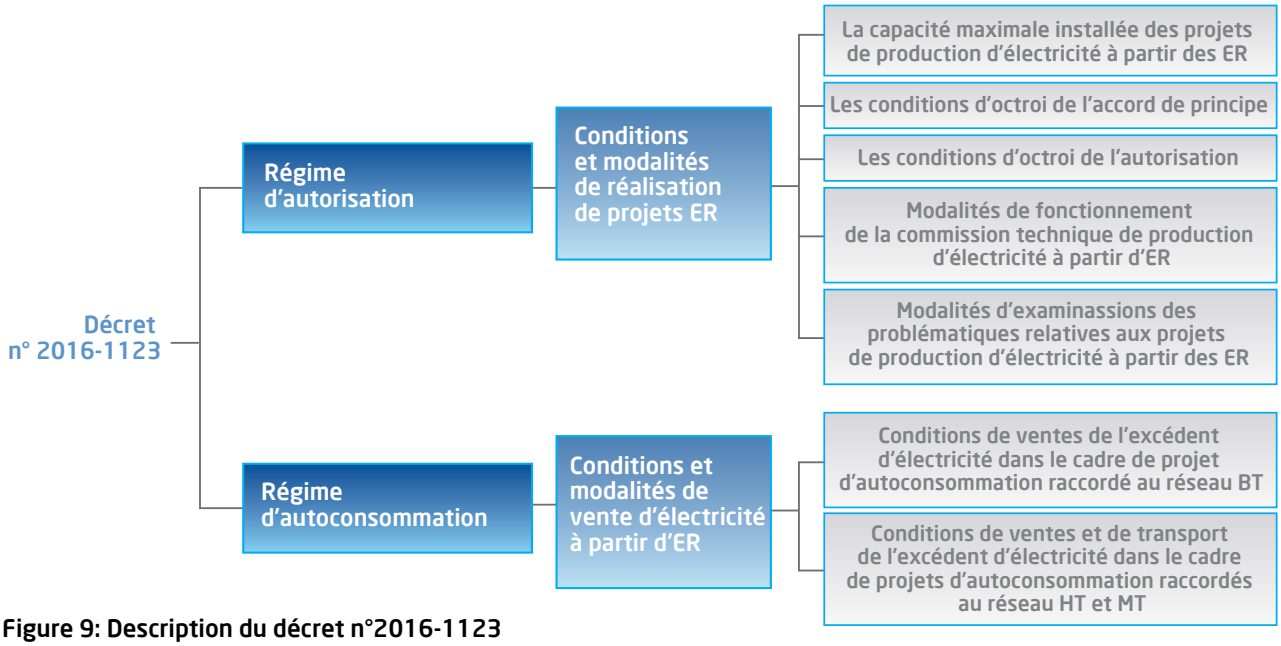


Figure 9: Description du décret n°2016-1123

Cahier des Charges

Le cahier des charges, aussi appelé cahier des exigences techniques pour le raccordement et l'évacuation de l'électricité, fut introduit par l'arrêté du 9 février 2017. Il se divise en deux documents l'un portant sur le réseau de basse tension, et le second sur le réseau de haute et moyenne tension :

- **Cahier des exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables sur le réseau de haute et moyenne tension**

Ce document présente, les conditions que doivent remplir les installations électriques d'énergie renouvelables pour être raccordées au réseau de haute et moyenne tension.
Les exigences présentées au travers de ce document ont été déterminées principalement pour assurer le

bon fonctionnement du système électrique national :

- La fiabilité du réseau électrique national ;
- La stabilité du réseau ;
- Le maintien de la qualité du service pour les clients raccordés au réseau ;
- La protection des équipements du réseau ;
- La sécurité des employés de la STEG

.

• Cahier des exigences techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie produite à partir des installations d'énergies renouvelables sur le réseau basse tension

Tout comme le précédent document, ce cahier des charges présente les conditions que doivent remplir les installations électriques d'énergie renouvelable pour être connectées au réseau, mais cette fois de basse tension. Ainsi, ce document s'applique à tous les projets de production d'énergie renouvelable reliés au réseau basse tension par onduleurs.

Contrat type de vente

Les seconds documents importants présentés par l'arrêté du 9 février 2017, sont les contrats types de vente à la STEG de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Plusieurs contrats ont été établis en fonction du régime auquel sera soumis l'installation de production :

• Le contrat type de vente pour les installations soumises à l'autorisation

Ce contrat fixe les droits et obligations liés à la vente d'électricité que devront remplir les deux parties (le vendeur et l'acheteur). Il établit notamment les conditions selon lesquelles la totalité de l'électricité, produite par les installations soumises à autorisation, sera vendue exclusivement à la STEG. Le tarif d'achat sera fixé par arrêté du ministre pour toute la durée du contrat et conformément aux conditions du cahier des charges

• Le contrat type de vente pour les installations d'autoproduction basse tension

Ce contrat de vente permettra à une entité disposant d'une unité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à des fins d'autoconsommation de vendre l'excédent non consommé, directement et exclusivement à la STEG. Dans le cas où l'unité de production sera reliée au réseau basse tension, la vente de l'excédent sera limitée à la capacité du réseau. Le contrat portera sur l'électricité livrée à partir d'un seul point de livraison sur le réseau basse tension.

• Le contrat type de vente pour les installations d'autoproduction moyenne et haute tension

Dans le cas d'un raccordement au réseau de moyenne et haute tension, l'entité disposant d'une unité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à des fins d'autoconsommation pourra également vendre et transporter l'excédent d'électricité non-consommé au travers du réseau nationale. La vente de l'excédent (limité à 30% de la production) se fera uniquement auprès de la STEG qui assurera également le transport de l'électricité au moyen du réseau.
Le producteur sera en charge des frais de raccordement et de renforcement du réseau.

L'avis annuel n°01-2016 : Appel à projets

L'avis annuel n° 01-2016, présente le programme de production d'électricité à partir des énergies renouvelables pour la période 2017-2020. Il précise également que les projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable soumise au régime d'autorisation et de concession seront réalisés par le secteur privé. Ces projets pourront être mis en place après le lancement par le ministère de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables d'appels à projets et appels d'offres sur la période 2017-2020.

La répartition de la puissance à installer sur la période 2017-2020 en fonction du type de projets réalisés se fera comme indiqué par la Figure 10.

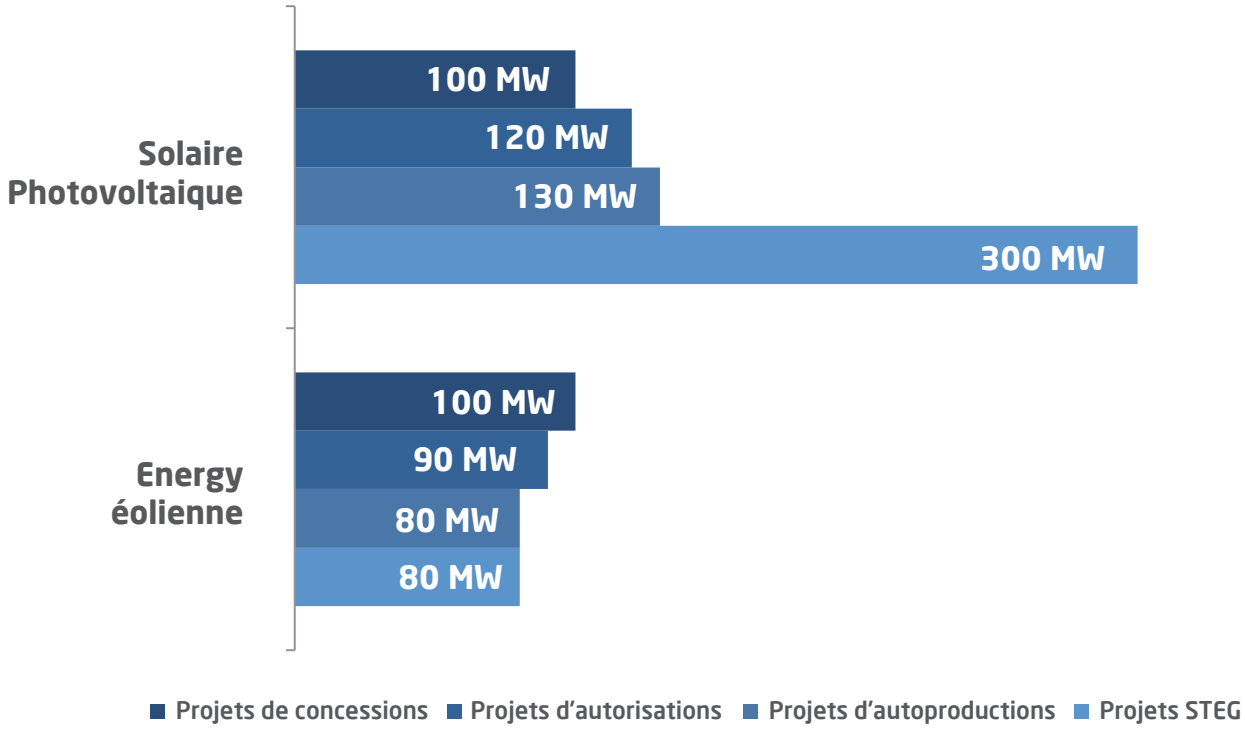


Figure 10: Répartition des capacités à installer pour les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sur la période 2017-2020 (en MW).
Source: Avis annuel n°01-2016

L'avis annuel précise également que sur la période 2021-2025 une puissance additionnelle de 1250MW sera installée. La répartition de la puissance par régime n'a pas encore été définie.

Appel à projet

Le Ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergie Renouvelables a lancé en mai 2017 un appel à projet afin d'entamer la réalisation du programme présenté par l'avis annuel n°01-2016. Cet appel à projet se fera en deux étapes :

- **La première étape : les projets soumis à autorisation**

En effet, la première étape de l'appel à projet concerne les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables soumis au régime d'autorisation dont la vente se fera exclusivement auprès de la STEG.

Les capacités présentées par sources d'énergie lors de cet appel à projets sont les suivantes :

	Capacité Totale	Capacité maximale par projet	Date de dépot des demandes
Energie éolienne	60 MW 10 MW	30 MW 5 MW	15 November 2017
	60 MW 10 MW	30 MW 5 MW	15 August 2018
Energie Solaire	60 MW 10 MW	10 MW 1 MW	15 November 2017

Figure 11: Détails de la répartition des capacités par source d'énergie renouvelable
Source: Avis annuel n°01-2016

Les développeurs de projets souhaitant répondre à l'appel à projet devront soumettre une demande conforme :
- au décret 2016-1123,
- au cahier des charges de raccordement au réseau et d'évacuation de l'énergie produite,
- au contrat de vente à la STEG,
- au manuel de procédure

Le ministère a également mis en place une adresse e-mail afin de répondre à toutes les questions éventuelles concernant l'appel à projet : ipper.autorisation@energy-mines.gov.tn.
Ces demandes de projets doivent être adressées au ministère avant la date limite présentée.

• La deuxième étape : plan d'action pour l'accélération des projets d'énergies renouvelables en tunisie

Rappelons que les objectifs du PST sont une production énergétique de 30% à partir de ER en 2030 et d'une production énergétique intermédiaire de 12% à partir de 2020. Afin de mieux répondre aux besoins de la transition énergétique tunisienne et d'atteindre les objectifs de la PST de décembre 2016, le gouvernement a décidé de renforcer le programme 2017-2020 en augmentant la capacité installée de 1GW. Cet objectif sera atteint par une approche multidisciplinaire en planifiant des interventions sur la réglementation, les institutions, l'organisation, le financement, les techniques et la gouvernance.
Après une consultation multilatérale avec les parties prenantes les plus importantes, tenue en décembre 2017, le gouvernement a approuvé le 28 février 2018 un nouveau plan d'action nécessaire pour atteindre l'objectif de 12% pour 2020.

Par décision du ministère de l'énergie, afin de pouvoir suivre la mise en œuvre du plan d'action pour relancer la PST et évaluer ses progrès, une «task force» lancé par le ministère de l'énergie, ANME et STEG a été mise en place. Ce mécanisme assurera un suivi continu et des rapports périodiques afin d'encourager des résultats performants liés au plan d'accélération en vue d'atteindre ses objectifs pour 2020 et 2030.

Nom de l'action	Mise en place d'un mécanisme de siuvi et évaluation du plan d'action
Mode de création	Décision du Ministre en charge de l'énergie
Responsable de coordination de la task force	ANME
Membres permanents	MEMER – ANME – STEG
Institutions / Personnes ressources	Tous les ministères concernés, secteur privé, OSC, expert indépendants, etc.
Date de mise en place	Mars 2018

Recommandations pour l'élaboration d'un appel d'offres optimal

Au travers de ce chapitre, des recommandations générales sont exposés dans un premier temps, puis dans un second temps le cas tunisien est ciblé afin de supporter l'élaboration d'un appel d'offres optimal autant pour le pays émetteurs que pour les soumissionnaires.
Tout d'abord, seront présentés les erreurs à éviter et les facteurs clés pour la mise en place d'un appel d'offres à succès, découlant de l'expérience des membres de RES4MED, afin d'accompagner les pays dans leurs futurs projets. Par la suite, la question cruciale de la bancabilité des contrats d'achat d'électricité est soulevée. Certains points importants pour l'élaboration d'un contrat bancable seront alors exposés.
Enfin, la dernière partie portera spécialement sur le cas tunisien prenant en compte le cadre actuellement en place afin de fournir des recommandations spécifiques. Le but étant d'accompagner la réalisation d'un appel d'offres optimal et de garantir l'attractivité des investisseurs internationaux.

1. Les erreurs à éviter

Au travers d'expériences passés les membres de RES4MED ont pu développer une expertise suffisante pour cibler les erreurs à éviter lors de la mise en place d'un appel d'offres.

Un cadre confus et incertain	• La mise en place d'une réglementation floue. • Des incertitudes quant à la bancabilité du contrat d'achat d'électricité. • Des critères de décision imprécis. • Une institution de régulation instable et dépendante d'autres entités.
Accumulations de critéres pouvant repousser les investisseurs	• La taille insuffisante des projets proposés. • Des critères de développement local trop ambitieux et irréalisable pour les investisseurs. • Une obligation de développer un projet industriel irréaliste. • Le manque de visibilité concernant les points primordiaux de l'appel d'offres : accès au terrain, connexion au réseau, aspects financiers... • L'obligation de créer une coentreprise ou d'être parrainé par une entreprise locale. • Les coûts élevés de développement pour les actionnaires et les développeurs. • Pas de visibilité sur les droits et caractéristiques liés aux terrains si ces derniers sont proposés par le pays.
L'accumulation de retard dans le programme	• Une procédure d'appel d'offres trop longue. • La diminution des capacités à installer précédemment établies due au retard. • Le report du projet d'appel d'offres due à l'élaboration d'un planning inapproprié.
Le manque de compétition	• La création d'un appel d'offres ne permettant pas à divers investisseurs d'appliquer. • Le manque de compétition ne facilitant pas l'élaboration d'un prix et d'un projet optimal.
Un contrat d'achat de l'électricité non-banquable	• Des incertitudes quant à la bancabilité du PPA. • Un prix exprimé uniquement dans la devise locale et non en dollars ou euro

2. Les facteurs clés d'un appel d'offres à succès

Touchant à plusieurs aspects liés à la mise en place d'un appel d'offres, les facteurs clés présentés ci-dessous donnent une ligne directrice pour supporter l'élaboration optimale de projets.

Des institutions locales fortes et impliquées	• Toutes les institutions impliquées doivent être stables, engagées et transparentes. • L'entité ayant pour rôle de réguler les projets d'appel d'offres doit être un acteur fort et indépendant. • La répartition des rôles entre les institutions et les acteurs impliqués dans les procédures d'appel d'offres doit être claire. • L'implication des acteurs de marché pendant la phase de conception de la procédure d'appel d'offres est un gage de réussite du procédé
Un cadre clair et transparent	• Réduire les procédés bureaucratiques durant la phase d'appel d'offres. • Il est indispensable de garantir une communication claire et transparente sur la procédure d'appel d'offres, tant pendant la phase de conception que durant sa mise en œuvre • Utiliser des normes et standards adaptés aussi bien aux investisseurs locaux qu'internationaux. • Le régime législatif doit être stable et transparent tout au long de l'élaboration du projet (même après la phase d'appel d'offres). • Exposer clairement le plan d'action et les responsabilités des acteurs sur le long terme
Une structure d'appel d'offres flexible encourageant la compétition	• Etablir un plafond de volumes mis aux enchères (dans les différents rounds de l'appel d'offres), en dessous de la demande potentielle du marché et en ligne avec la réalité de celui-ci permettra l'introduction d'un signal de rareté favorisant la concurrence et la baisse des prix • L'appel d'offres doit être équitable pour tous les investisseurs afin d'encourager la compétition. • Encourager la flexibilité du marché énergétique et du cadre de l'appel d'offres pour accentuer la compétition. • Le procédé d'appel d'offres doit être visible, clair et suivi par les autorités compétentes. (droit d'accès au terrain, clause financière, connexion au réseau...). • La structure de l'appel d'offres doit être flexible et adaptable en fonction des conditions et objectifs visés. • Les critères de sélections doivent être précis et clairs.
Un contrat d'achat d'électricité bancable	• Les prix doivent être mentionnés en dollars (USD) en plus de la monnaie locale. • La législation encadrant le contrat d'achat doit être stable et transparente. • La bancabilité du PPA doit être assurée avant le lancement de l'appel d'offres.
Des garanties mise en place	• Les investisseurs doivent être certains que les quantités et les prix énoncés soient réalisables. • Le gouvernement doit apporter des garanties aux investisseurs afin que les risques soient partagés. • Les possibilités de soutien offert par le gouvernement doivent être visibles et sûres. • La participation des institutions financières internationales sont un plus pour assurer les garanties financières de l'appel d'offres.
Un planning structuré et réalisable.	• Les autorités en place doivent s'engager dans le mise en place et le respect d'un planning clair et précis. • Les deadlines énoncées doivent être réalistes. • Le procédé d'appel d'offres ne doit pas être trop long, afin que les projets puissent être développés rapidement. • La perte de temps doit être évitée dans l'élaboration du cadre et pendant le procédé d'appel d'offres car cela peut s'avérer critique pour les futurs projets. • Définir une continuité dans la fréquence des appels d'offres afin d'éviter les risques liés à des mesures de soutien « stop&go » et réduire le risque d'investissement

3. Recommandations pour l'élaboration d'un contrat d'achat de l'électricité bancable

L'un des éléments primordiaux de l'appel d'offres est le contrat qui liera l'acheteur et le futur développeur de projets. Le contrat d'achat d'électricité (PPA), définit toutes les conditions commerciales pour la vente de l'électricité entre les deux parties. C'est donc un instrument clé du processus de financement de projets et un élément fondamental pour le développeur de projet lui apportant garantie et sureté. C'est pourquoi, l'investisseur doit être assuré de sa bancabilité. Dans ce but, il peut être utile de s'adresser aux institutions financières internationales, telle que la Banque Mondiale, afin de demander leur avis et conseils sur l'effective bancabilité du PPA offert et procéder aux modifications opportunes dans les cas échéants. Afin de développer un contrat d'achat d'électricité bancable, voici certaines recommandations :

• Couverture du risque de dispatching
Le contrat doit prévoir une garantie sur les volumes, clauses teke or paya ou teke and paya (où l'acheteur s'engage à payer au prix fixé la quantité d'énergie produite qu'elle soit effectivement dispatchée ou non), nécessaire à garantir au développeur le retour sur investissement considéré.

• Devise du prix de l'énergie
Le prix de l'énergie doit être exprimé en dollars (USD) ou dans la devise locale accompagnée de la conversion en dollars.

• Ajustement annuel du prix de l'énergie
Le prix de l'énergie exprimé dans le contrat doit être ajusté annuellement en USD pour rester conforme en cas d'inflation.

• Garantie de solvabilité
Le contrat doit inclure une forme de soutien de la liquidité comme un compte en séquestre, une garantie à la demande assurée par une banque qualifiée, ou une garantie souveraine pouvant être utilisée notamment en cas d'insolvabilité de l'acheteur.

• Mise en place d'une compensation en cas de résiliation du contrat
En cas de résiliation prématurée du contrat par l'acheteur, celui-ci devra dédommager le vendeur d'un montant couvrant la dette, les capitaux propres et les retours sur investissement attendus par ce dernier.

• Assurer les changements légaux et économiques
Le contrat doit inclure une clause d'ajustement des prix en cas de changements postérieurs à la date de signature portant sur le cadre législatif, le régime de taxation ou le contexte économique et affectant le retour sur l'investissement du développeur de projet.

• Élection d'un expert médiateur
Une personne ou entité indépendante qualifiée doit être élue par les deux parties (ou bien par le Centre international d'expertise de la Chambre Internationale de Commerce) afin de prendre en charge la médiation des possibles litiges

• Élaboration d'un arbitrage
Tout désaccord non réglé par le médiateur devra être résolu selon des règles en accord avec la communauté internationale (UNCTRAL ou ICC).

• Assurance de paiement en cas d'erreur causée par l'acheteur

Les paiements de la production d'énergie présumée doivent être garantis en cas de retard ou de dommage dû à l'acheteur et rendant le transfert de l'énergie impossible.

• Clause de cas de force majeure

Une clause de force majeure doit être considérée dans le contrat dans cas où un évènement contraignant et échappant au contrôle du développeur l'empêche de s'acquitter totalement de ses tâches.

• Durée

La durée d'application d'un contrat d'achat d'électricité doit se faire sur le long terme. Il est recommandé d'appliquer une période de 25 ans extensible par la suite. Cependant, le contrat d'achat le plus approprié sera celui qui restera adaptable tout au long du projet.

4. Recommandations pour l'élaboration de l'appel à projets et futurs appels d'offres tunisien

En mai 2017, le ministère de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables a annoncé le lancement du premier appel à projets portant sur les énergies renouvelables. Cet appel à projets, présenté dans le chapitre précédent, se concentre sur les projets soumis au régime d'autorisation développés par des entreprises privées. L'appel à projets propose notamment le développement de projets éolien de 30MW (dans la limite d'installation d'une capacité totale de 60MW) et de projets photovoltaïque de 10 MW (dans la limite d'installation d'une capacité totale de 60MW). La date limite de déposition des dossiers pour les soumissionnaires est arrêtée au 15 novembre 2017. Cet appel à projets ne constituant que le premier round de la stratégie tunisienne. De futur appel d'offres et appel à projets à destination des investisseurs reste à prévoir.

À travers cette partie de l'étude, RES4MED et ses membres cherchent à supporter et accompagner la Tunisie en dressant une liste de recommandations ciblées afin de garantir le succès de l'actuel appel à projets et des futurs appels d'offres tout en maximisant leurs attractivités vis-à-vis des investisseurs potentiels.

Les recommandations énoncées dans cette partie ont été exposées par plusieurs membres et partenaires de l'association RES4MED actant dans différentes branches du secteur des énergies renouvelables, après l'étude de l'appel d'offres tunisien publié en mai dernier. Le but de ce chapitre est de réaliser des suggestions adaptées pour l'élaboration d'un appel d'offres adapté et de partager l'expertise de divers acteurs du secteur des énergies renouvelables.

LE CADRE RÉGLEMENTAIRE

Garantir la lisibilité et la transparence du cadre de gouvernance

- L'engagement du gouvernement doit être total lors de la mise en place des procédures d'appel d'offres et d'appels à projets, ainsi que dans l'élaboration du planning.
- Fixer des délais clairs pour la publication au JORT de l'arrêté du ministère de l'énergie relatif à l'octroi de l'autorisation au début de l'exploitation commerciale de l'unité de production suite à sa réalisation
- Fixer des délais clairs à la STEG pour la définition de la date officielle de début de l'exploitation de l'unité de production comme prévue par le contrat type de vente
- Eliminer toute condition suspensive, administrative et non, qui pourrait retarder le début effectif de l'exploitation commerciale et impacter le bilan économique prévisionnel de l'unité de production ou prévoir des clauses de sauvegarde

Préciser les conditions de connexion au réseau national

- Certaines conditions de connections au réseau doivent être précisés, notamment en ce qui concerne les coûts mutuels, le planning et les pénalités de délai.
- La mise à disposition des connections au réseau par le gouvernement serait attractif pour les investisseurs.
- Prévoir la possibilité de modifier le point de connexion, sans pénalité, si cela se justifie d'un point de vue économique
- Prévoir des conditions de compensation économique en cas de délais qui ne sont pas du ressort du développeur du projet (par exemple : délais dans les temps de raccordement)
- Clarifier la procédure de raccordement afin de définir les obligations des acteurs, les conditions de couverture du risque de délais et du risque de variation des coûts entre la date de l'accord de principe et la date effective de connexion

LA PRÉSÉLECTION

Conditions de présélection des soumissionnaires

- La définition d'obligations précises et simples pour les soumissionnaires permet de structurer, voire d'automatiser, le processus de présélection en réduisant les coûts de procédé d'appel d'offres.
- La définition d'exigences de pré-qualification, le cas échéant, doit se faire de manière claire et équitable et garantir le maintien d'un niveau de concurrence optimal au sein de l'appel d'offres.
- Les critères de présélections établis doivent être transparents.

LES DÉLAIS

Eviter le retard et défaut de livraison

- Le retard pris pour la mise en place du cadre réglementaire peut être maintenant rattrapé par une élaboration efficace des projets.
- Le planning d'élaboration des projets et de lancement de l'appel d'offres doit être précis et suivi.
- Dans le cas où la sélection des sites est de compétence du gouvernement, celui-ci doit aussi procurer l'ensemble des autorisations concernant la sécurisation des terres et les permis environnementaux.
- La définition de sanctions et pénalités permet une réduction du risque de retards et des échecs de livraison de la part des contractants.

LA STRUCTURE DE L'APPEL D'OFFRES

Etablir des critères précis, clairs et stables finalisés à assurer la compétitivité de l'appel d'offres

- Consulter des experts indépendants pour déterminer les critères de l'appel d'offres peut être un plus.
- Exposer clairement et en détails les critères des appel d'offres et appel à projets pour favoriser la compétition et l'attractivité.
- Communiquer activement avec les soumissionnaires afin de fournir des réponses adéquates et claires aux possibles interrogations et requêtes.
- Ouvrir aux développeurs de projets la possibilité de présenter leur offre pour plus d'un seul projet à la fois par technologie renouvelable afin de permettre la réalisation d'économies d'échelle.

Clarifier les dispositions concernant la définition du tarif d'achat

- Clarifier les dispositions concernant la fixation du tarif de rachat (arrêté Ministériel/ offre compétitive du tarif de la part du développer du projet) et garantir la stabilité des conditions tarifaires tout au long de la durée du contrat
- Le procédé actuellement utilisé pour définir les tarifs pour le régime d'autorisation pourrait influencer la stratégie des investisseurs, augmentant le risque de blocage des investissements.

Définir une taille de projet telle à garantir le niveau le plus élevé de concurrence

- La capacité réduite de certains lots (projet de 1 MW PV et5 MW éolien) risque de décourager les investisseurs internationaux et de limiter la concurrence.
- Les petits investisseurs risquent d'avoir du mal à supporter le coûts financier lié à la procédure d'appel à projet.
- La multiplication des offres peut se révéler coûteuse pour les autorités publiques

Assurer le développement du contenu local avec des garanties claires et raisonnables

- L'exigence en contenu local, qui doit être exprimée en pourcentage des matériaux utilisés directement ou indirectement pour la réalisation du projet, doit être cohérente avec la capacité effective de l'industrie locale à fournir les services ou produits déterminés
- Une requête en contenu local trop important par rapport à l'effective capacité de l'industrie locale à répondre à cette demande peut causer une perte de compétitivité du projet, une hausse des coûts ou engendrer des délais
- Une demande élevée concernant le contenu locale sera très problématique dans le cas du développement de projet de petite taille (10-30MW).

LES GARANTIES

Mettre en place des garanties de financement aptes à réduire et à partager le risque d'investissement

- Déployer des options de financement pour les projets à travers des institutions de financement international.
- Il est important dans l'élaboration d'appel à projets et d'appel d'offres de prévoir des garanties couvrant le risque pris par les investisseurs et par le pays.
- La définition de solutions de partage des risques financiers (garanties souveraines, couverture du risque de taux d'échange...) est nécessaire pour garantir la bancabilité du projet.

LE CONTRAT D'ACHAT

Assurer la bancabilité du contrat d'achat d'électricité

- Clarifier les dispositions relatives à l'« Energie Non Enlevée-ENE » et, notamment, à la méthodologie de calcul du niveau d'ENE en cas d'interruption non programmé de l'évacuation de l'énergie aussi que des conditions de remboursement.
- Revoir les dispositions concernant les couvertures du risque de changement de loi et prévoir un régime de compensation en cas d'entrée en vigueur de loi affectant la viabilité économique du projet
- Introduire de clauses de garanties publiques (eg. couverture du risque de défaillance de l'offtaker, couverture du risque de change) afin de garantir la bancabilité du PPA.
- Aligner la durée effective du contrat avec le début effectif de l'exploitation commerciale de l'unité de production.
- Assouplir les règles concernant la cession d'actifs ou de changement de composition du capital de la société de projet prévues par le contrat-type afin de garantir une « exit strategy » aux investisseurs
- Définir les conditions de résolutions de litiges, notamment concernant les conditions de recours à l'arbitrage.
- Clarifier la procédure d'expertise pour l'évaluation de l'actif en cas de reprise de l'unité de production par la STEG suite à la résiliation du contrat.
- La définition de procédure de payement simple et sécurisé permet une baisse de la prime de risque requise par les investisseurs et donc l'amélioration de la compétitivité de l'appel d'offres.
- Les recommandations des institutions financières internationales pourront supporter l'élaboration du contrat d'achat d'électricité le rendant plus attractif aux yeux des investisseurs étrangers.
- L'usage de contrat d'achat d'électricité standardisé, dont les clauses sont bien connues par les développeurs de projet (comme les contrats définis par les Institution Financière Internationale) permet de garantir la bancabilité du contrat et ainsi de réduire la prime de risque demandée par les investisseurs
- Il est important de préciser certain point du contrat d'achat de l'électricité tel que l'arbitration ou encore le cas de force majeur, afin de le rendre attractif.

Liste des sources

Rapports

IEA (2016), 'Next generation wind and solar power" – From cost to value, pp.8
IEA (2017), 'Annual Energy Outlook 2017' - Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies. pp. 2
IRENA and CEM (2015), 'Renewable Energy Auctions' – A Guide to Design. pp. 14 - 15
IRENA (2017), 'Renewable Energy Auctions : Analysing 2016'. IRENA, Abu Dhabi, pp. 3
REN21 (2016), 'Renewables 2016' – Global status report, pp.33
REN21 (2014), '10 years of renewable energy progress', pp.9
RES4MED (2013), Tunisian country Profile - November 2016
ENEL Green Power - Country Profile Présentation - May 2016

Sites web

Energypedia : https://energypedia.info
Site de la STEG : https://www.steg.com.tn
Site du ministère de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables : http://www.energymines.gov.tn/

Article

"How Zambia's New Solar Programme Sets a Benchmark for Africa - Development Finance,"
https://www.devfinance.net/zambias-new-solar-programme-sets-benchmark-africa/

"ENEL Green Power with Nareva and Siemens awarded prefereed bidder status for 850 MW of wind capacity in Morocco"
https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/d201603-enel-green-power-with-nareva-and-siemens-awarded-preferred-bidder-status-for-850-mw-of-wind-capacity-in-morocco.html.

Support des membres de RES4MED

ENEL GREEN POWER - PÖYRY - PwC - ASJA - EnR (Renewable Energy Partner)

Liens Utiles

Lien du ministère de l'énergie, des mines et des énergies renouvelables:
http://www.energymines.gov.tn/

Loi n°2015-12:
http://www.energymines.gov.tn/documents/loi-n-12-fr.pdf

Décret 2016-1123:
http://www.energymines.gov.tn/documents/decret1123-2016.pdf

Contrat de vente : (arrêté du 09 février 2017)

- Pour les installations soumises à autorisation :
  http://www.energymines.gov.tn/documents/Contrat-ventePPA.pdf
- Pour les installations d'autoproduction :
  - Reliés au réseau de basse tension :
    http://www.energymines.gov.tn/documents/Contrat-AutoproductionBT.pdf
  - Reliées au réseau de moyenne et haute tension
    http://www.energymines.gov.tn/documents/Contrat-AutoproductionHT-MT.pdf

Cahier des exigences techniques de raccordement au réseau électrique (arrêté du 09 février 2017)

- Basse Tension
  http://www.energymines.gov.tn/documents/cc-raccordementBT.pdf
- Haute Tension et Moyenne Tension, pour les installations soumises à autorisation:
  http://www.energymines.gov.tn/documents/cc-raccordementHT-MT.pdf

Avis annuel :
http://www.energymines.gov.tn/documents/Avis-annuelN01-2016.pdf

Appel à projets:

- Détails : http://www.energymines.gov.tn/autorisation.htm
- Pour participer : http://www.steg.com.tn/ministere/ipperautorisation.php
- Demande d'information par email : ipper.autorisation@energy-mines.gov.tn