



MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE
Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie

PROPOSITION D'UN TARIF D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE EN TUNISIE



Préface

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre du projet de coopération entre le Programme des Nations Unies pour le Développement et l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie «Développement par le Secteur privé de l'Electricité Eolienne Connectée au réseau en Tunisie», financé par le Fonds pour l'Environnement Mondial.

Ce travail vise à déterminer la valeur du tarif d'achat de l'électricité d'origine éolienne basée sur une méthodologie de tarification développée en concertation avec les parties prenantes du projet (ANME, STEG, Ministère des finances, IPP...).

Il s'agit d'une proposition chiffrée du tarif d'achat suivant une analyse économique détaillée.

Cette étude a été réalisée pour le compte de l'ANME en Avril 2013.

Table de matière

LE CONTEXTE DE LA TARIFICATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EOLIENNE.....	8
Pourquoi une tarification spécifique de l'eolien ?.....	8
Les differentes approches d'un systeme de prix garantis.....	8
Le système d'appel d'offres à enchères inversées.....	9
Le « feed in tarif ».....	9
Benchmark international : cas de l'europe.....	10
Les tarifs d'achat.....	10
APPROCHE DE DEFINITION DES TARIFS D'ACHAT.....	12
Les determinants de la tarification.....	12
Methodes de calcul.....	12
Méthode des coûts évités.....	13
Méthode du coût de production électrique « éolienne ».....	14
Approche retenue pour le calcul des tarifs en tunisie.....	16
HYPOTHESES DE CALCUL DU TARIF D'ACHAT DE L'EOLIEN EN TUNISIE.....	16
Taille de reference	16
Hypotheses d'investissement.....	18
Coûts d'investissement.....	18
Amortissement.....	18
Hypotheses d'exploitation	19
Coûts d'exploitation (opex)	19
Hypothèses de fonctionnement.....	19
Hypotheses de financement et d'exigence de rentabilite.....	19
Analyse des risques des projets.....	19
Hypothèses de financement.....	20
Exigences de rentabilité des investisseurs	20
Autres hypotheses.....	20
DISCUSSION DU TARIF D'ACHAT DE L'EOLIEN EN TUNISIE	20
Cout global actualise du kwh eolien (levelized cost)	20
Analyse de sensibilité des tarifs d'achat requis	21
Tarif d'achat et qualité de site	21
Tarif d'achat et exigence de rentabilité des fonds propres des investisseurs	21
Tarif d'achat et cout d'investissement unitaire (capex).....	22
Tarif d'achat et conditions de financement.....	23
Tarif d'achat et rentabilite pour la collectivite	23
PROPOSITION DE TARIF D'ACHAT POUR L'EOLIEN EN TUNISIE	29
Recommandations	29
Conclusion.....	30
Proposition d'un tarif d'achat de l'électricité éolienne en Tunisie	

Table des illustrations

Figure 1: Tarif d'achat de l'éolien onshore dans différents pays de l'Europe en 2011. (Source IRENA, 2012)	10
Figure 2: Capacité éolienne installée dans le monde de 1996 à 2011. (Source : GWEC, 2012)	11
Figure 3: Répartition géographique de la capacité éolienne installée dans le monde fin 2011.....	11
Figure 4: Coût global actualisé du kWh éolien en fonction du facteur de charge et du coût d'investissement de l'éolien..	12
Figure 5: Grille de tarif d'achat de l'électricité éolienne en France.....	14
Figure 6: Evolution du coût unitaire de développement et d'investissement en fonction de la taille des projets éoliens...	17
Figure 7: Evolution du coût unitaire d'opération et de maintenance en fonction de la taille des projets éoliens.....	17
Figure 8: Hypothèses de structure du coût d'investissement par MW en Tunisie, 2013.....	18
Figure 9: Hypothèses de structure du coût d'O&M par MW en Tunisie, 2013	19
Figure 10 : Evolution du tarif d'achat en fonction du facteur de charge des sites cibles.....	21
Figure 11: Evolution du tarif d'achat en fonction du facteur de charge et du CMPC	21
Figure 12: Scénario d'évolution du coût d'investissement de l'éolien.....	22
Figure 13: Effet de la baisse du coût de la technologie sur le tarif d'achat.....	22
Figure 14 : Scénario d'évolution du prix international de gaz naturel	24
Figure 15 : Comparaison tarif d'achat requis et coût combustible du kWh produit par le parc conventionnel	24
Tableau 1: Coût total d'investissement pour le projet de référence de 30,75 MW.....	18
Tableau 2: Charges annuelles du projet	19
Tableau 3 : Coût global actualisé du kWh pour le projet de référence.....	21
Tableau 4 : Tarif d'achat en fonction du taux d'intérêt et du facteur de charge en millimmes par kWh.....	23
Tableau 5 : Tarif d'achat proposé pour l'éolien en Tunisie en fonction du facteur de charge du site.....	25

Liste des abréviations

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie
DGE	Direction Générale de l'Energie
EGCE	Etablissement Grand Consommateur d'Energie
FEM	Fonds pour l'Environnement Mondial
IPP	Independant Power Producer
ISET	Institut Superieur des Etudes Technologiques
MIT	Ministère de l'Industrie et de la Technologie
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
STEG	Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz

Le contexte de la tarification de l'énergie électrique éolienne

Pourquoi une tarification spécifique de l'éolien ?

En théorie, la taxation des activités de production énergétique conventionnelles peut s'imposer si l'on tient à éviter que leurs coûts sociaux (pollution, accident, épuisement des ressources, etc...) n'excèdent, à la marge, leurs bienfaits (consommation, richesse, emploi, etc...). Elle permet de réaliser ce que les économistes appellent une internalisation des externalités négatives.

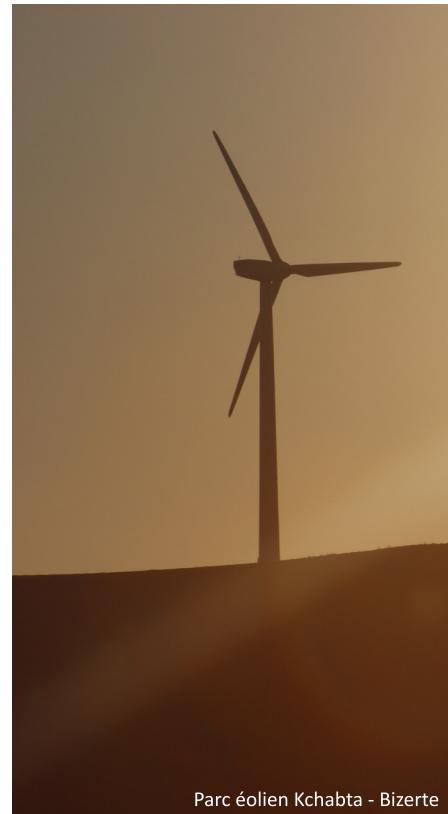
La mise en œuvre d'une internalisation par taxation rencontre un obstacle qui entrave la portée pratique : L'estimation des coûts externes induits par un mode de production électrique ou un autre.

En effet il n'existe pas d'estimations fiables pour le coût de la pollution, le risque d'accident, la défaillance dans l'approvisionnement, etc., lié à la production d'un kWh charbon, fuel, gaz ou nucléaire,etc...

Le raisonnement inverse, conduit à considérer les externalités positives de l'énergie éolienne conduisant à un soutien financier susceptible d'accroître sa part de marché car l'énergie éolienne possède d'importants avantages comme suit :

- Cette énergie ne génère pas des coûts de combustibles,
- Cette énergie ne génère pas des émissions de CO₂,
- Cette énergie permet des avantages économiques et sociaux :
 - Création des emplois locaux et génération de revenus,
 - Insensibilité à l'évolution du prix du pétrole et réduction de la vulnérabilité aux chocs pétroliers ce qui renforce l'indépendance énergétique.

C'est dans ce cadre que s'est mis en place le système de prix garantis visant à soutenir le développement de la filière éolienne en considérant la distinction entre le concept de rentabilité et celui de la compétitivité économique. L'énergie éolienne pourra à terme être compétitive économiquement par rapport à d'autres sources d'énergie telles que les combustibles fossiles, sans oublier également la baisse continue des coûts du grand éolien. Ainsi, des obligations d'achat avec un prix garanti ont été instituées au Danemark (en 1989), en Allemagne (en 1990) en Espagne (en 1994) et en France (en 2001), à charge pour les compagnies locales d'électricité d'en supporter totalement le coût, comme en Allemagne, ou partiellement, comme au Danemark et en Espagne. Dans ces deux derniers pays, les compagnies locales d'électricité n'ont pour obligation que celle d'acheter l'électricité produite à un prix égal à leur coût marginal de long terme (qui se situe en général autour de 27 centimes/kWh), les pouvoirs publics soutiennent les projets renouvelables par un ensemble de primes de garantie permettant d'atteindre un niveau de 22 centimes/kWh. Dans le cas de l'Allemagne on parle d'ailleurs de tarifs d'achat (feed-in tariffs) tandis que dans le cas du Danemark ou de l'Espagne, on parle de primes à l'achat (premium schemes).



Parc éolien Khabta - Bizerte

Les différentes approches d'un système de prix garantis

On considère qu'un système de prix est garanti lorsqu'il impose aux compagnies d'électricité l'achat de l'électricité d'origine renouvelable produite par les producteurs situés sur leur zone de desserte à un tarif fixe, déterminé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine période (de l'ordre de 15 ans).

L'obligation d'achat concerne donc selon les cas, l'opérateur historique en charge des missions de service public (comme en France) ou les gestionnaires de réseau, qui répartissent ensuite cette électricité verte entre les fournisseurs (comme en Allemagne).

Ce système génère pour la collectivité un surcoût qui correspond en partie à un surcoût réel (la différence entre le coût marginal supporté par les producteurs d'électricité éolienne et le coût moyen du kWh conventionnel qui sert de référence) ainsi qu'à une rente différentielle dont profitent les producteurs d'électricité verte les plus performants (la différence entre le prix garanti et le coût marginal supporté par ces producteurs).

Le surcoût est généralement à la charge du consommateur final, via un « fonds de service public » ou une « contribution au service public », comme pour le cas de la France, mais il peut être, en partie, à la charge du contribuable, comme pour le cas du Danemark.

Deux approches majeures pour la mise en œuvre d'un système de prix garantis peuvent être citées :

Le système d'appel d'offres à enchères inversées

Dans ce cadre, le Ministère en charge de l'énergie lance une consultation soit pour une puissance définie, soit pour un site précis, soit pour les deux. Ensuite il retient l'offre qui propose un prix du kWh le moins élevé (autres critères possibles : qualité technique, impact socio-éco., environnement). La conclusion de cet appel d'offres est alors concrétisée par la signature d'un PPA qui garantit aux producteurs d'électricité éolienne un revenu stable sur une longue période, un revenu qui est indépendant des fluctuations du prix de l'électricité conventionnelle sur les marchés spot.

Le système d'appel d'offres présente les avantages suivants :

- La puissance injectée sur le réseau est maîtrisée;
- Les politiques d'aménagement sur territoire en termes de développement énergétique sont clairement définies;
- Le prix du kWh obtenu du producteur éolien est en principe, le moins élevé.

Par ailleurs il présente aussi des inconvénients :

- Une réelle lourdeur administrative;
- Le risque d'une compétition exacerbée entre producteurs éoliens conduisant à des offres risquées en termes de qualité et de fiabilité de l'opérateur;
- Forte pression à la baisse sur les prix conduisant à la non-réalisation de nombreux projets (non rentables);
- Effets de «stop and go»;
- Concentration sur les meilleurs sites, sur-sollicitation, possibilité d'oppositions locales.

Le « Feed in tariff »

Le feed-in tariff FIT (tarif de rachat) est un mécanisme politique qui comprend généralement trois dispositions principales :

- la garantie d'accès au réseau;
- les contrats à long terme pour l'électricité produite;
- un prix d'achat calculé sur le coût de production d'énergie renouvelable.

Dans le cadre d'un mécanisme de FIT, les compagnies d'électricité régionales ou nationales ont l'obligation d'acheter de l'électricité quel que soit le fournisseur.

Le tarif de rachat est défini par les pouvoirs publics, il est en principe calculé sur la base du coût de production qui autorise le développement de projets ENR en assurant aux investisseurs la rentabilité de leur projet. Ainsi ces prix garantis (FIT) devraient logiquement refléter le coût marginal à long terme de l'électricité éolienne en y intégrant un taux de profit raisonnable qui doit être suffisamment incitatif pour rendre les investissements dans le secteur attractifs.

Un mécanisme FIT peut présenter des bornes, soit temporelles (information sur la durée du mécanisme), soit en volumes (information sur le plafond de puissance pouvant bénéficier du FIT).

Ce système de prix garantis présente des avantages :

- Les producteurs d'électricité verte bénéficient d'un revenu stable sur une longue période, un revenu qui soit indépendant des fluctuations du prix de l'électricité conventionnelle sur les marchés spot.
- Plus le prix est élevé plus l'incitation à investir sera forte. Trois pays européens ont privilégié ce système depuis plusieurs années (l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne) et dépassent à eux seuls plus des trois-quarts de la puissance éolienne installée en Europe.
- Avec le prix garanti le risque de marché est nul, et la rentabilité des projets dépend essentiellement de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts.
- L'existence d'une rente différentielle importante peut inciter les producteurs à investir dans la R&D pour mettre au point des technologies innovantes plus performantes et ainsi baisser leurs coûts de production ; le système incite donc au progrès technique.
- Les coûts de transaction sont inexistant puisque le cadre réglementaire est parfaitement identifié et figé ; l'information sur le prix de rachat est transparente et facilement accessible.

Les inconvénients de ce système sont essentiellement comme suit:

- Incertitude sur les quantités pouvant conduire à des problèmes d'intégration sur le réseau ;
- Absence de lien avec le marché de l'électricité (variation des prix de l'électricité) ;
- Tendance à l'« écrasement » de la concurrence entre opérateurs éoliens (développeurs) ;
- Risques de rentes et de coûts élevés pour la collectivité.

Les bonnes perspectives de rentabilité des investissements offertes par des niveaux de prix relativement élevés sont la principale raison de l'efficacité du système des prix garantis. Le succès de cet instrument s'explique également par la faiblesse du risque encouru par les développeurs de projets. Avec les prix garantis, le risque de marché est nul et la rentabilité des projets dépend essentiellement de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts et de l'exploitant à atteindre de bonnes performances.

Tous les producteurs d'électricité verte dont le coût marginal est inférieur au prix garantis ont intérêt à produire.

Benchmark international : cas de l'Europe

Les Tarifs d'achat

En Europe, où l'approche du feed-in tarif est la plus développée, le prix d'achat de l'éolien varie sensiblement selon les pays conformément à leur politique de développement de l'éolien. Comme le montre le graphique suivant, le tarif varie selon les pays de 5 €c à 20 €c :

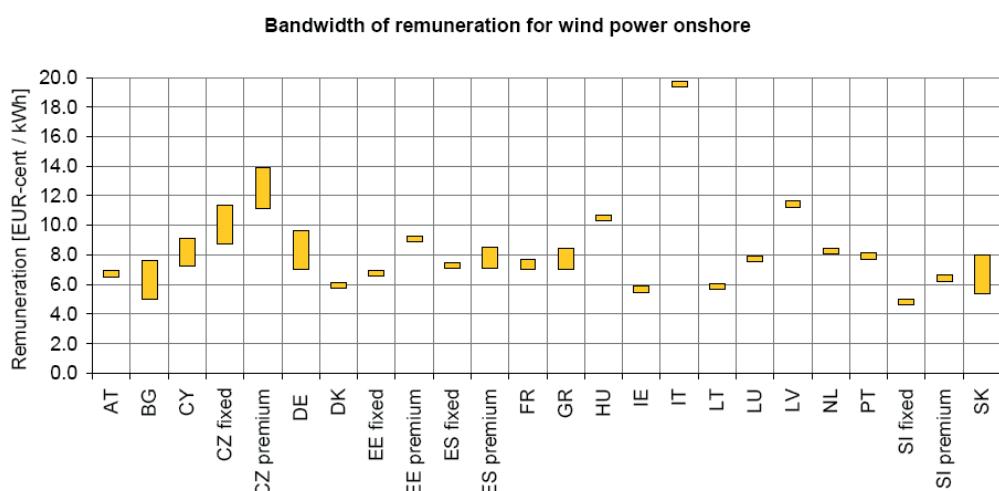


Figure 1: Tarif d'achat de l'éolien onshore dans différents pays de l'Europe en 2011. (Source IRENA, 2012)

Ce système de tarif d'achat a permis un réel changement d'échelle dans le développement de la filière éolienne dans le monde, comme le montre le graphique :

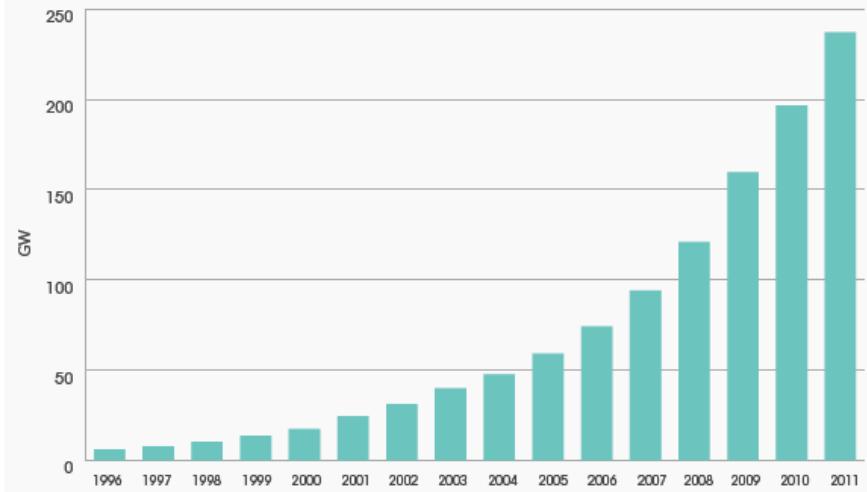


Figure 2: Capacité éolienne installée dans le monde de 1996 à 2011. (Source : GWEC, 2012)

Ce développement a été notamment en Chine, aux Etats Unies et en Allemagne, comme le montre la répartition présentée dans le graphique suivant :

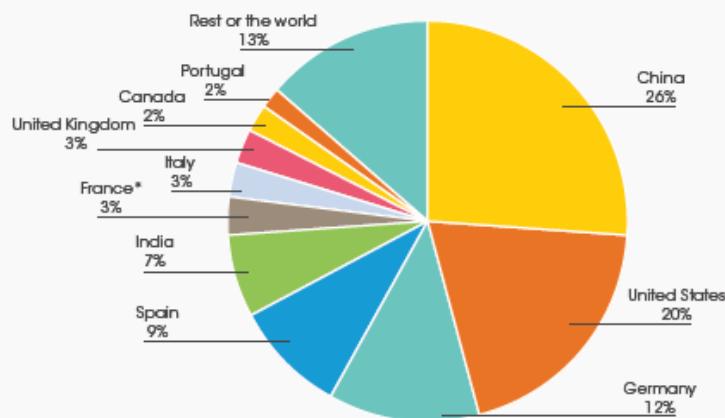


Figure 3: Répartition géographique de la capacité éolienne installée dans le monde fin 2011.
(Source : GWEC, 2012)

Approche de définition des tarifs d'achat

Les déterminants de la tarification

Toute méthodologie de définition d'un tarif d'achat s'inscrit dans un cadre légal fixant les règles de régulation du marché de l'électricité. Ces règles doivent être suffisamment claires et visibles afin d'attirer d'éventuels investisseurs privés.

Le cadre réglementaire s'appuie sur la définition préalable, par les pouvoirs publics, des objectifs de production d'origine éolienne sur 5, 10, 15 voir 20 ans.

Ces objectifs sont également détaillés de façon à clarifier le rythme de puissance installée et éventuellement en précisant la qualité des sites utilisables par la technologie éolienne (vent mini, vent maxi).

Ainsi une bonne connaissance du gisement éolien du territoire national permet d'établir une première approche de différenciation du prix d'achat en fonction du productible envisagé.

En effet, comme illustré ci-dessous, un tarif d'achat juste, devrait tenir compte de la décroissance des coûts de production de l'éolienne directement lié à la qualité du gisement éolien exprimé en nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance : énergie produite annuellement divisée par puissance nominale.

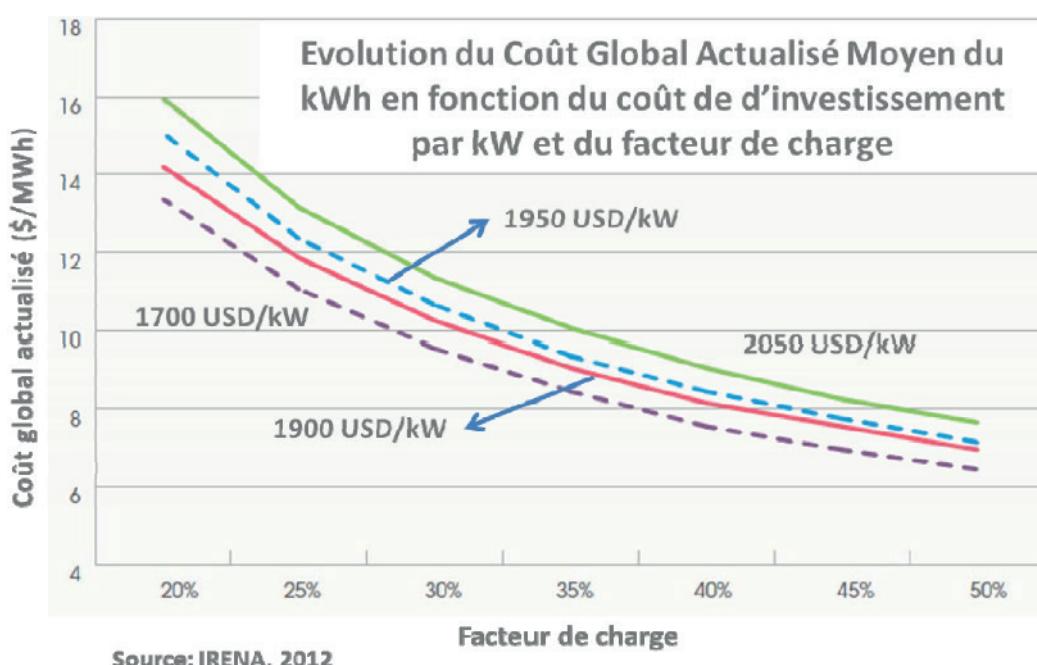


Figure 4: Coût global actualisé du kWh éolien en fonction du facteur de charge et du coût d'investissement de l'éolien. (Source : IRENA, 2012)

Il peut être pertinent d'avoir une approche tarifaire rendant compte de la qualité des sites choisis. Le nombre d'heures de fonctionnement équivalent à la puissance nominale, permet de caler un dispositif opérationnel simple.

Le tarif peut également évoluer à la baisse pendant la durée du programme national de développement de l'énergie éolienne et ce pour tenir compte de l'évolution technologique, notamment en terme de baisse des coûts d'investissement.

Méthodes de calcul

Deux méthodes sont actuellement retenues pour définir un tarif de rachat :

- La méthode des « coûts évités »
- La méthode du coût de production électrique « éolienne »

Méthode des coûts évités

Le coût du kWh éolien = coûts évités + contribution de l'éolien aux objectifs fixés par la loi + rémunération supplémentaire financée généralement par le consommateur final via un fonds ou une contribution spécifique.

Le coût de production évité sur le long terme au système électrique par les installations éoliennes est égal au coût complet de production de l'électricité à laquelle l'électricité d'origine éolienne se substitue, duquel doivent être déduits les coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique en matière de réserves, d'ajustement et de développement de réseau.

Dans le coût évité, les éléments suivants sont pris en compte :

- Coûts variables de production ;
- Prix des combustibles : charbons, gaz, etc.
- Coûts fixes d'investissement;
- Valorisation de la capacité installée substituée.

Dans les coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique, venant en déduction des coûts évités, sont pris en compte :

- L'impact des déséquilibres du réseau répercutés sur le gestionnaire de réseau;
- L'impact sur les marges de sécurité pour faire face aux aléas de la production;
- L'impact sur le développement du réseau (renforcement).

De fait, il s'agit de déterminer le coût complet de production de l'électricité substituée et donc de définir à quelles technologies les éoliennes se substituent, en termes d'investissement et d'exploitation.

- **Valorisation de la contribution de l'éolien aux objectifs fixés par les pouvoirs publics :**

Au coût complet de production de l'électricité évité, il convient d'ajouter les coûts externes évités, égaux aux coûts des impacts environnementaux liés à la pollution de l'air et aux émissions de gaz à effet de serre qu'aurait dû supporter la collectivité en l'absence de la production éolienne.

D'autres externalités peuvent également valorisées dans le cadre d'un calcul de tarif de rachat, il s'agit de :

- La contribution à l'indépendance énergétique qui varie en fonction du combustible auquel l'électricité produite par les éoliennes se substitue;
- La contribution à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir.

Cette méthode de calcul est résumée dans le tableau ci-dessous, réalisé par le régulateur français (CRE) lors de la promulgation par le gouvernement en 2008 d'une nouvelle version de la grille des tarifs de rachat de l'électricité d'origine éolienne.

Récapitulatif des résultats (en €₂₀₀₉/MWh)

Hypothèse de prix des combustibles fossiles	(A) Coût complet de production de l'électricité substituée	(B) Coût supplémentaire induit par l'éolien sur le système électrique	(C) Contribution de l'éolien aux objectifs fixés par la loi	(A)-(B)+(C) Tarif d'achat établi conformément à la définition du décret
basse	47,3	Non évalué	11,2	< 58,5
élevée	56,1			< 67,3

Figure 5: Grille de tarif d'achat de l'électricité éolienne en France. (Source : CRE, 2011)

- **Une vérification basée sur la rentabilité**

Afin de définir des tarifs efficaces et équitables permettant un développement optimal de l'énergie éolienne, le législateur veillera à ce que le niveau de la prime (poste C de l'exemple ci-dessus) ne conduise à ce que la rémunération des capitaux immobilisés excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé. Ainsi ce type d'approche nécessite de conduire des analyses financières (TRI, VAN,..) sur une gamme de projets potentiels afin de s'assurer que les tarifs proposés induisent une rentabilité des fonds propres investis dans les projets, cohérente avec celle attendue par les investisseurs dans ce type de projet.

Méthode du coût de production électrique « éolienne »

Le coût global actualisé

- Le coût de production est calculé en se référant au coût moyen global actualisé (levelized cost) donné par la formule suivante :

$$CP = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} \left[\frac{(CAPEX_t + FO\&MT_t + VO\&MT_t)}{(1+r)^t} \right] + \frac{FDEM}{(1+r)^n}}{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Où:

CP : Coût moyen de production (TND/MWh)

CAPEX_t : Coûts d'investissement de l'année t en monnaie constante (i.e. TND de 2012)

FO&MT_t : Coûts fixes d'opération et maintenance de l'année t en monnaie constante

VO&MT_t : Coûts variables d'opération et maintenance de l'année t en monnaie constante

E_t : Production électrique de l'année t (MWh)

r : Taux d'actualisation

n : Vie utile du projet (y compris la période de n

Coûts d'investissement

Ce paramètre correspond aux dépenses en capital (investissements) effectués chaque année pendant la durée du projet. Ceci inclut donc l'investissement initial mais aussi les possibles réinvestissements qui sont nécessaires pendant la durée du projet, tels que la rénovation des turbines et les entretiens majeurs.

Les coûts d'investissement doivent inclure les paramètres suivants :

- Différentes études réalisées, y compris études d'ingénierie, études Environnementales, etc. ;
- Travaux de génie civil ;
- Coûts des équipements (turbines, mats, etc.) ;
- Installations et essais ;
- Coûts environnementaux.

Pour le cas particulier de l'éolien, étant donné l'importance de l'expérience dans de nombreux pays, il existe de nombreuses sources d'informations permettant de calculer les coûts d'investissement de façon assez précise.

Certains coûts dépendent de cas spécifiques. Par exemple, si l'État fournit des informations détaillées sur les caractéristiques du gisement, alors les études sur la ressource à réaliser par les investisseurs devraient engager des montants plus faibles.

- Coûts fixes d'opération et maintenance

Les coûts fixes d'opération et de maintenance sont ceux qui sont subis indépendamment du taux d'utilisation de l'équipement. Normalement, ces coûts annuels sont fixés comme étant un pourcentage du coût total d'investissement.

- Coûts variables d'opération et maintenance

Les coûts variables d'opération et maintenance sont les coûts annuels variables de l'installation. Ceux-ci varient directement en fonction de la production électrique. Normalement ce coût est calculé comme un coût (CV) par MWh multiplié par la production électrique.

- Taux d'actualisation

«r» est le taux d'actualisation utilisé pour réaliser les calculs économiques et qui permet d'actualiser les différentes dépenses ou revenus qui ont lieu à des différents moments de la durée de vie de l'installation. Il est évident qu'il s'agit d'un paramètre important étant donné son impact dans le résultat final.

La méthode la plus répandue pour définir ce taux d'actualisation est le coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC). Il s'agit d'une méthode standard qui est généralement acceptée et qui consiste essentiellement à estimer la moyenne pondérée du coût de la dette et du coût des capitaux propres (estimé par la méthode du Capital Asset Pricing Model – CAPM - ou Modèle d'Évaluation des Actifs Financiers - MEDAF).

La formule de calcul du CMPC est la suivante:

$$r = \frac{D}{D + E} \cdot r_d \cdot (1 - t) + \frac{E}{D + E} \cdot [r_{CAPM}]$$

Où:

r : WACC ou taux d'actualisation

D : Dette

E : Équité ou fonds propres

rd : Coût de la dette ou intérêt de l'emprunt Taux de

rCAPM : rendement des fonds propres

t : Taux d'imposition applicable (impôt sur le revenu)

Le taux de rendement des fonds propres est calculé à partir de la formule suivante :

Formule de calcul du taux de rendement des fonds propres

$$r_{CAPM} = [r_f + r_s + \beta_d \cdot (r_m - r_f)]$$

Où:

r_{CAPM} : Taux de rendement des fonds propres

r_f : Taux d'intérêt sans risque (emprunts de l'État généralement)

r_s : Spread de crédits ou « risque du pays » (ratings internationaux de Moody's, Reuters, etc.).

β_d : Risque systématique de l'actif (risque non diversifiable)

r_m : Rentabilité espérée du marché (taux ou le retour d'un portefeuille diversifié ou de la prime de marché)

Approche retenue pour le calcul des tarifs en Tunisie

L'approche qui sera retenue pour le calcul du tarif de l'éolien en Tunisie est basée sur la méthode du coût global actualisé du kWh éolien. En d'autres termes, le tarif d'achat doit être équivalent au coût global permettant de garantir un rendement satisfaisant des fonds propres de l'investisseur et donc d'un taux de rentabilité interne du projet équivalent au CMPC.

Dans la pratique, le tarif d'achat doit permettre d'annuler la valeur actuelle nette des cashflows de l'investisseur pour un taux d'actualisation équivalent au Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC).

Hypothèses de calcul du tarif d'achat de l'éolien en Tunisie

Taille de référence

Les coûts unitaires d'investissement et d'exploitation dépendent de la taille des projets, car certains postes de coût sont fixes ou varient de manière non linéaire avec la capacité installée du projet. Il s'agit par exemple des coûts suivants :

- Les coûts de développement du projet;
- Les mâts de mesure de vent et les études de gisement, etc;
- Les études de faisabilité économiques et les études d'impact;
- Les frais administratifs et de contractualisation;
- L'ouverture des accès;
- Les frais de connexion au réseau électrique, etc.

En plus des coûts mentionnés, il faudra ajouter l'effet d'échelle sur les coûts d'achat des équipements (machines, tours, etc.) et services (ingénierie, transport, travaux, etc.) qui diminuent avec l'augmentation de la taille du projet.

Une étude réalisée par RenewableUK en 2011 sur un lot d'une centaine de projets en Europe montre une réelle variabilité des coûts de développement (DEVEX) et d'investissement (CAPEX) avec la taille de projet. Cet impact est illustré dans le graphique suivant :

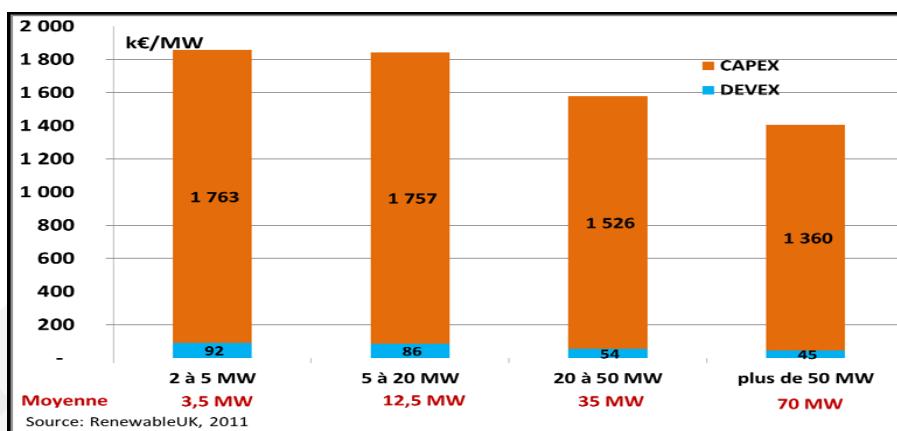


Figure 6: Evolution du coût unitaire de développement et d'investissement en fonction de la taille des projets éoliens. (Source : RenewableUK, 2011)

Ainsi jusqu'à 20 MW, les coûts unitaires sont relativement peu variables avec la taille du projet. Mais, au-delà de 20 MW l'effet d'échelle pèse sensiblement.

Le gain en coût total d'investissement (DEVEX+CAPEX) est de l'ordre de 15% entre les projets de faible taille (moins de 20 MW) et les projets de taille moyenne (20 à 50 MW). Pour les grands projets (plus de 50 MW), les gains en coûts unitaires sont encore plus importants, de l'ordre de 25%.

Pour les coûts d'exploitation, l'effet de la taille sur les coûts unitaires est plus faible comme le montre la figure suivante :

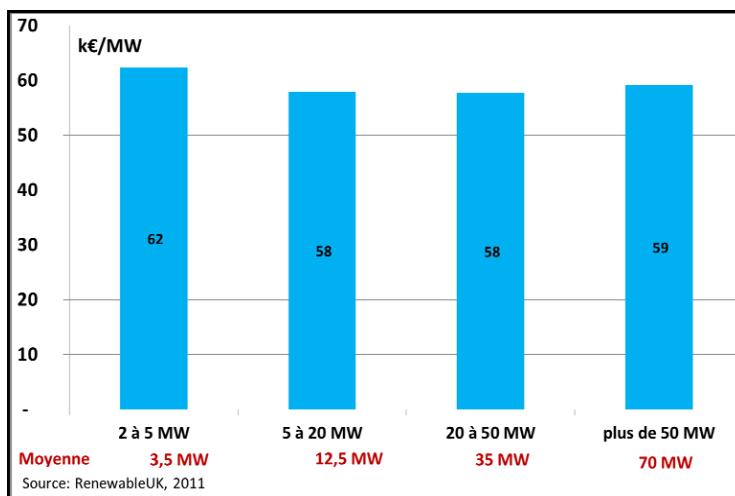


Figure 7: Evolution du coût unitaire d'opération et de maintenance en fonction de la taille des projets éoliens. (Source : RenewableUK, 2011)

Compte tenu de ce qui précède, il est fortement recommandé de ne pas limiter la taille des projets éligibles au tarif d'achat à moins de 30 MW, voire même 50 MW, afin de ne pas renchérir le prix de revient du kWh éolien. Dans la suite du calcul, nous retenons une **taille de référence des projets d'une trentaine de MW**.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement ont été fixés sur la base d'études récentes réalisées par plusieurs parties internationales indépendantes que nous avons ensuite adapté à la réalité des coûts en Tunisie. Parmi ces études, on cite notamment :

- Renewable energy technologies: cost analysis series, IRENA, June 2012
- The Past and Future Cost of Wind Energy, IEA Wind Task 26, May 2012
- Onshore Costs / Benefits Study, RenewableUK, 2011
- 2010 Cost of Wind Energy Review, NREL, 2011
- Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, Ministère français de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et l'Aménagement du Territoire, 2010.

Pour une taille de référence d'une trentaine de MW, le coût total d'investissement y compris les coûts de développement a été fixé à **1,6 M€ par MW** avec un taux de change de **1 € = 2,08 DT**.

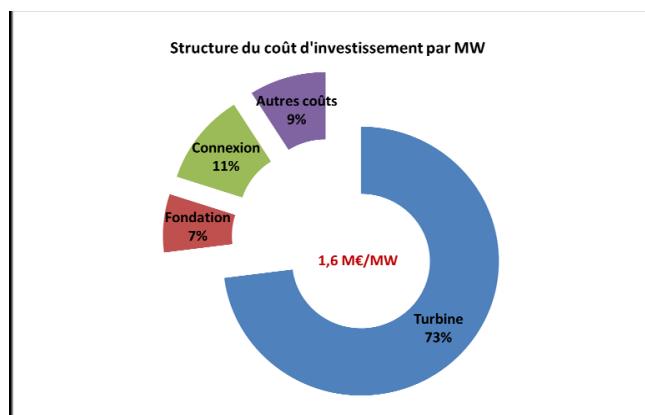


Figure 8: Hypothèses de structure du coût d'investissement par MW en Tunisie, 2013.

Pour les simulations, nous avons considéré un parc composé de 15 machines de 2050 kW, soit un parc total de 30,75 MW.

Le tableau suivant présente les différents coûts du projet de référence simulé.

	€ 2 013	DT2013
Turbine	35 916 000	74 705 280
Fondation	3 444 000	7 163 520
Connexion	5 412 000	11 256 960
Autres coûts	4 428 000	9 210 240
Total	49 200 000	102 336 000

Tableau 1: Coût total d'investissement pour le projet de référence de 30,75 MW.

Amortissement

La durée de vie comptable de l'investissement a été fixée à 20 ans, bien que la durée de vie technique du parc puisse être plus longue (25 à 30 ans).

Hypothèses d'exploitation

Coûts d'exploitation (OPEX)

Selon la littérature, les coûts d'exploitation annuels hors frais financiers se situent entre 2% et 2,5% de l'investissement total. Nous avons considéré un pourcentage de 2,2%, soit environ 34 k€ par MW par an.

Comme le montre le graphique suivant, la maintenance de la turbine constitue le poste de frais d'exploitation le plus élevé.

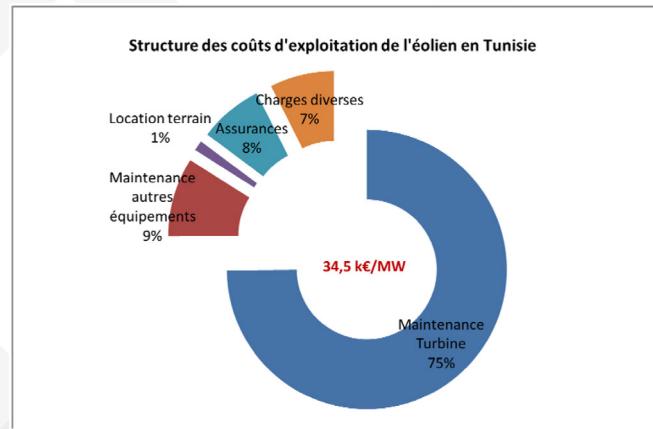


Figure 9 : Hypothèses de structure du coût d'O&M par MW en Tunisie, 2013. (Source : Alcor)

En synthèse, le tableau suivant présente les charges annuelles relatives au projet de référence considéré.

	€ 2 013	DT2013
Maintenance Turbine	793 350	1 650 168
Maintenance autres équipements	96 863	201 474
Location terrain	12 300	25 584
Assurances	78 413	163 098
Charges diverses	78 413	163 098
Total	1 059 338	2 203 422

Tableau 2: Charges annuelles du projet

Hypothèses de fonctionnement

Pour le cas de référence, nous avons considéré un **facteur de charge moyen de 30%**. Toutefois, ce paramètre fera l'objet d'analyse de sensibilité ultérieurement.

Les pertes dues à l'indisponibilité du parc, des pertes de cisaillement et des pertes électriques sont estimées à **5% du productible brut**.

Ainsi, le productible net facturé au réseau sera de **76770 MWh** par an pour le parc de référence considéré.

Hypothèses de financement et d'exigence de rentabilité

Analyse des risques des projets

Les conditions de financement varient sensiblement selon la nature de l'investisseur (solidité, historique, notoriété, agressivité, etc.), des sources de financement levées par l'investisseur ainsi que de la perception du risque du projet. En ce qui concerne le risque du projet, il faudra distinguer deux grandes catégories de risques :

- Les risques intrinsèques au projet (risque technique, risque de management, risque investisseurs, etc.). Ces risques sont généralement maîtrisables et prédictibles sur la base d'indicateurs qui peuvent être plus ou moins facilement évalués d'avance.
- Les risques client : dans certains cas la compagnie d'électricité qui est censée acheter l'énergie éolienne de l'investisseur peut présenter des risques de solvabilité. Ces risques seront considérés par les investisseurs et les banquiers dans la fixation de leur niveau de rémunération exigée.
- Les risques pays qui sont liés à la solvabilité du pays hôtes. Ces risques intègrent plus particulièrement :
 - Les risques de guerre civile et de soulèvement sociaux ;
 - Les risques souverains de changement de règle de jeux par l'Etat (expropriation, changement de réglementation, etc.);
 - Les risques de restrictions de transfert de devises par les investisseurs, etc.

Hypothèses de financement

- Apport en fonds propres : 30% du coût d'investissement ;
- Part de crédit : 70% du coût d'investissement ;
- Taux d'intérêt du crédit : 7% à 9% selon la source de financement et le taux de couverture du risque de change. Pour la référence, nous avons considéré **un taux d'intérêt de 7%** ;
- Durée de crédit : 10 ans dont 2 ans de grâce ;
- Echéance de remboursement du crédit : semestriel (2 fois par an).

Exigences de rentabilité des investisseurs

Le niveau de rentabilité exigé par les investisseurs dépend fortement de la perception du risque du projet, notamment le risque pays. Le niveau d'exigence des rendements sur les fonds propres devrait se situer aujourd'hui autour de 18% à 20%. En étant optimiste sur l'avenir proche de la Tunisie, on pourrait éventuellement accepter **des rendements de 15%**.

Sur cette base, le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC ou WACC), s'établit à 8%.

Autres hypothèses

- Les Taux de changes dinars/€ : 2,08 DT/€
- Taux d'impôt sur les sociétés : 30%
- Consommation spécifique moyenne de la production électrique : 220tep/GW h

Discussion du tarif d'achat de l'éolien en Tunisie

Coût global actualisé du kWh éolien (Levelized Cost)

Le tableau suivant présente le coût global actualisé de production du kWh éolien, hors rémunération du capital.

Facteur de charge	Coût global actualisé (millimes / kWh)
25%	151
30%	126
35%	108
40%	95
45%	84

Tableau 3 : Coût global actualisé du kWh pour le projet de référence (taux d'actualisation de 8%) en fonction du facteur de charge du site.

Toutefois, ce coût doit être majoré d'une marge bénéficiaire suffisamment élevée pour garantir à l'investisseur la rémunération de ses fonds propres et le paiement des frais des intérêts sur le crédit. En somme, le tarif d'achat doit assurer un TRI du projet équivalent au CMPC.

Analyse de sensibilité des tarifs d'achat requis

Tarif d'achat et qualité de site

Le tarif d'achat d'équilibre dépend de la qualité du site en question, puisque la rentabilité du projet en dépend.

Le graphique suivant montre la variation du tarif d'achat exigé par rapport au facteur de charge du site.

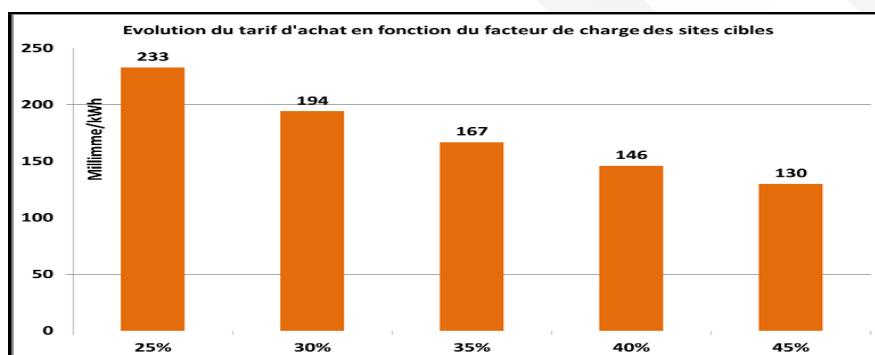


Figure 10 : Evolution du tarif d'achat en fonction du facteur de charge des sites cibles.

Le tarif d'achat permettant une rentabilité sur fonds propres de **15%** (soit un CMPC de **8%**) est d'environ **194 millimes par kWh** pour un site dont le facteur de charge brut est de **30%**. Ce tarif ne serait que de **146 millimes par kWh** pour un site de facteur de charge de **40%**.

Afin de maîtriser l'impact des tarifs d'achat sur le développement de la filière, il semble important aujourd'hui de ne cibler que les sites dont le facteur de charge est de plus de 30%. Il semble aussi important d'adopter une tarification différentiée selon la qualité de site, mesurée par son facteur de charge.

Tarif d'achat et exigence de rentabilité des fonds propres des investisseurs

Le tarif d'achat dépend également du niveau de rentabilité sur fonds propres et par la même le CMPC exigés par l'investisseur.

Le graphique suivant présente la variation du tarif d'achat en fonction du facteur de charge du site et le CMPC du projet.

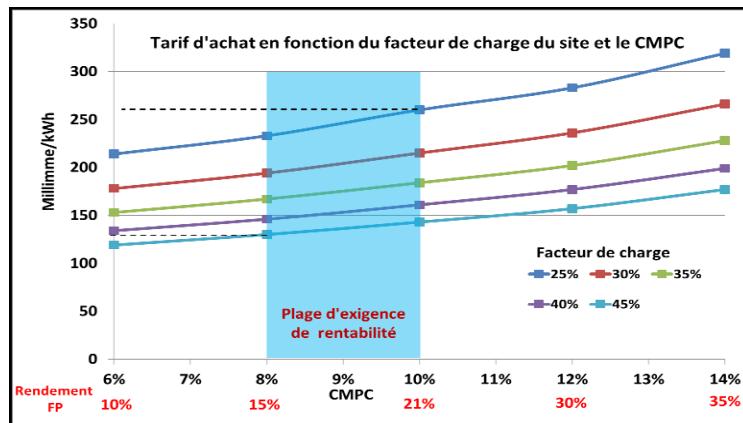


Figure 11: Evolution du tarif d'achat en fonction du facteur de charge et du CMPC

La plage des rendements sur fonds propres exigés par les investisseurs varient entre 15% et 20% selon la nature de l'investisseur. Ainsi, pour des sites de facteur de charge de 30% et plus, le tarif d'achat devrait se situer entre 130 et 215 millimes par kWh.

Tarif d'achat et cout d'investissement unitaire (CAPEX)

Il est important d'analyser la sensibilité du tarif d'achat par rapport au cout d'investissement pour anticiper la baisse prévisible des coûts de la technologie éolienne. Nous avons considéré un scénario de baisse du coût d'investissement de l'éolien, tel que prévu dans l'étude stratégique du mix électrique¹, soit ce qui suit :

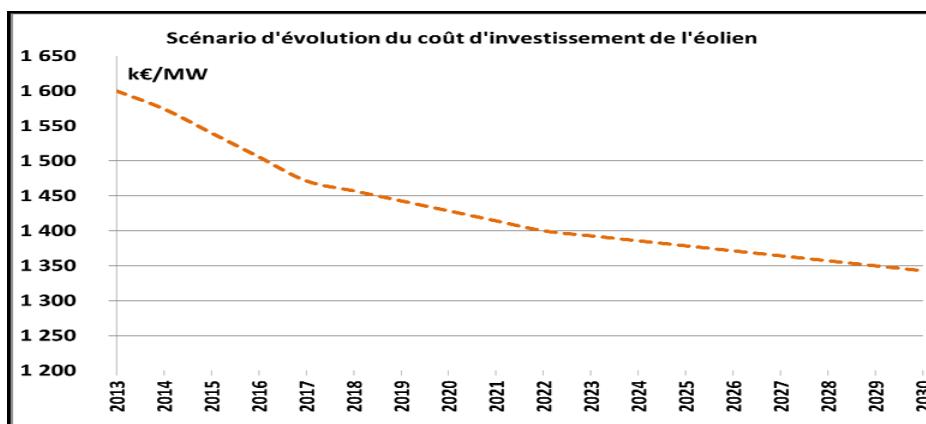


Figure 12: Scénario d'évolution du coût d'investissement de l'éolien

Sur cette base, les tarifs d'achat requis par les futurs investisseurs éolien devraient baisser selon l'année de mise en œuvre de leur investissement, comme le montre le graphique suivant :

¹ Etude stratégique sur le mix électrique, Alcor/Wuppertal Institute 2012

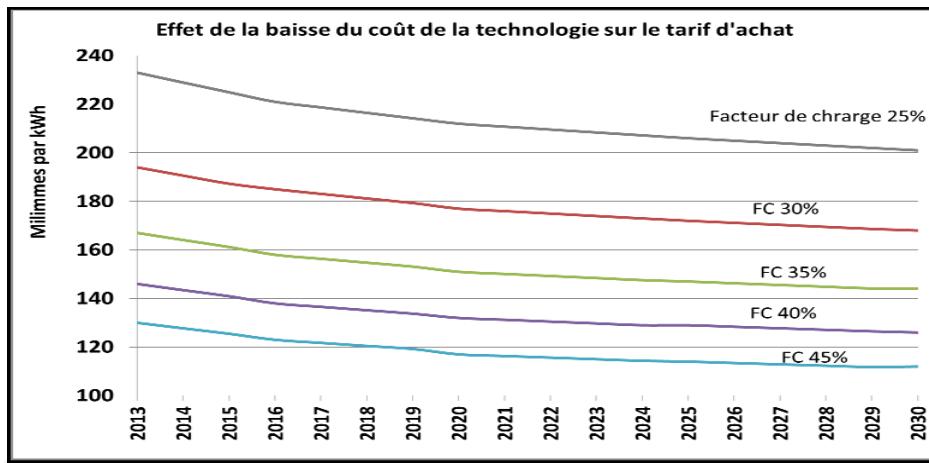


Figure 13: Effet de la baisse du coût de la technologie sur le tarif d'achat

Ainsi, par exemple, si pour un site de facteur de charge de 35% le tarif d'achat requis pour la rentabilité des investissements est aujourd'hui d'environ 167 millimmes par kWh, il ne serait que de 158 millimmes par kWh en 2016, ce qui est de nature à augmenter l'intérêt du développement de l'éolien pour la collectivité.

Pour cela l'Etat doit prévoir un mécanisme transparent de révision périodique des tarifs d'achat en fonction de l'évolution des coûts réels de la technologie.

Tarif d'achat et conditions de financement

Comme pour l'exigence du rendement des fonds propres, le taux d'intérêt sur les crédits contractés pour le financement des investissements influe largement sur le niveau du tarif d'achat comme le montre le tableau suivant :

Facteur de charge	7%	8%	9%
25%	233	246	258
30%	194	205	215
35%	167	175	184
40%	146	153	161
45%	130	136	143

Tableau 4 : Tarif d'achat en fonction du taux d'intérêt et du facteur de charge en millimmes par kWh

Compte tenu du niveau du risque pays et du risque de change, les taux d'intérêt exigés par les banques locales et étrangères risquent d'être élevés, ce qui est de nature à renchérir le tarif d'achat nécessaire à l'attractivité des investissements.

Tarif d'achat et rentabilité pour la collectivité

Afin de mesurer l'intérêt du développement de l'éolien par le feed-in tariff pour la collectivité, il faudra comparer le tarif d'achat offert par l'Etat par rapport au coût de combustible évité du kWh conventionnel, valorisé au prix international. En théorie, il faudra ajouter également à ce coût, le surcoût dû au renforcement

de l'infrastructure de transport électrique pour supporter l'injection des puissances variables de l'éolien dans le réseau. Ce surcoût reste toutefois négligeable au début de développement de la filière du fait des faibles capacités éoliennes installées.

Nous avons supposé que le combustible évité est le gaz naturel. Ainsi, le tarif d'achat accordé à un investisseur donné à une date donnée est fixe, alors que le coût du combustible augmente du fait de l'augmentation du prix du gaz naturel au niveau international. Nous avons considéré un scénario d'augmentation du gaz naturel, tel qu'il a été retenu dans l'étude stratégique du mix électrique, soit ce qui suit :

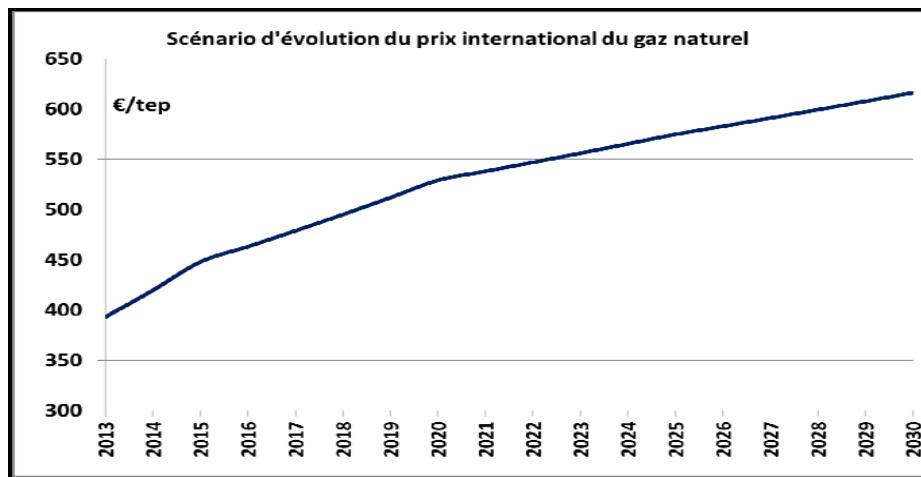


Figure 14 : Scénario d'évolution du prix international de gaz naturel
(source Etude stratégique du mix électrique en Tunisie)

Sur cette base, le tarif d'achat requis restera sur le court terme inférieur au coût de combustible évité du kWh conventionnel pour les sites dont le facteur de charge est supérieur à %30, comme le montre le graphique suivant :

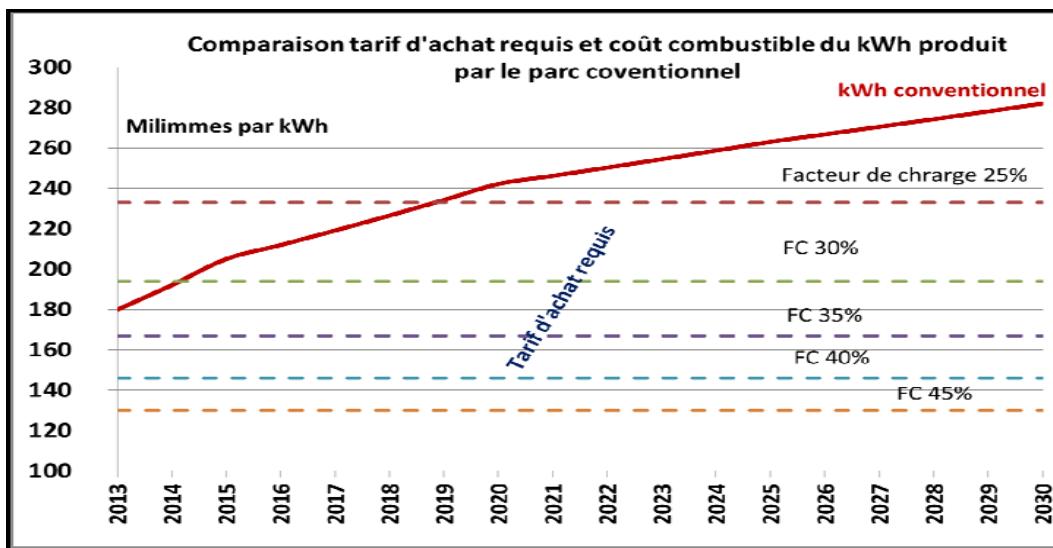


Figure 15 : Comparaison tarif d'achat requis et coût combustible du kWh produit par le parc conventionnel

Le tarif d'achat requis est d'ores et déjà inférieur au coût de combustible évité pour les sites dont le facteur de charge brut dépasse 32%. Cela veut dire que pour ce type de site la collectivité est gagnante en instaurant un tarif d'achat attractif pour les investisseurs (rendement de fonds propres de 15%).

Proposition de tarif d'achat pour l'éolien en Tunisie

Recommandations

- La taille maximale des projets éligibles au système de tarif d'achat ne doit pas être trop faible pour ne pas renchérir les coûts de production de l'électricité éolienne et par conséquent le tarif d'achat requis. Une limite de **50 MW par projet est proposée, mais en tout cas pas moins de 30 MW.**
- Compte tenu de l'analyse économique présentée plus haut, il nous semble judicieux que le système de tarif proposé cible dans un premier temps le développement des sites de qualité moyenne et supérieure, soit ceux ayant un facteur de charge de plus de **30%**. Les sites de qualité inférieure seront ciblés ultérieurement quand le coût de la technologie baisse, l'environnement d'investissement s'améliore en Tunisie et le prix international du combustible sera encore plus élevé.
- L'impact du système de tarif proposé doit rester neutre, voire même positif pour la collectivité. En d'autres termes, le système ne doit pas impliquer un coût additionnel pour la collectivité par rapport au coût de combustible supporté par la collectivité pour la production d'électricité conventionnelle majoré des surcoûts du renforcement du réseau de transport dû à l'injection de l'énergie éolienne .
- Le tarif doit être néanmoins suffisant pour être attractif pour les investisseurs nationaux et internationaux et créer un effet de fouet pour lancer la filière éolienne. Il est probable que compte tenu de la faible attractivité actuelle de la Tunisie aux investisseurs, il sera judicieux de viser un rendement des fonds propres des investisseurs un peu plus élevé que dans un contexte d'investissement normal, soit **18% à 20% au lieu de 15%.**
- Le tarif doit être revu régulièrement, mais selon des règles transparentes et prévisibles, pour s'adapter aux changements des conditions et de l'environnement d'investissement, notamment :
 - La baisse éventuelle du coût de la technologie dans les années à venir ;
 - Le changement des conditions de financement ;
 - L'évolution du coût des combustibles conventionnels, etc.

Conclusion

Compte tenu de ce qui précède, nous proposons un tarif d'achat selon la qualité du site, comme présenté dans le tableau suivant :

Facteur de charge brut	Tarif d'achat (millimmes par kWh)	Rendement attendu des fonds propres des investisseurs
30% et moins	178	10%
35%	167	15%
40%	153	18%
45% et plus	143	21%

Tableau 5 : Tarif d'achat proposé pour l'éolien en Tunisie en fonction du facteur de charge du site

Entre les facteurs de charge de référence, le tarif est déterminé par interpolation linéaire.



الوكالة الوطنية
للتحكم في الطاقة
ANME



Au service
des peuples
et des nations