

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEINGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONAL SUPERIEUR DE MANAGEMENT  
ENSM.ALGER

MASTER ACADEMIQUE EN ECONOMIE INDUSTRIELLE DES RESEAUX ET  
INFRASTRUCTURES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

THEME :

**LES MECANISMES DE SOUTIEN AUX  
ENERGIES RENOUVELABLES : APPLICATION  
POUR L'INDUSTRIE ELECTRIQUE EN ALGERIE**

Réalisé par :

M<sup>lle</sup>.BOUDALIA Samia

Sous la direction de :

Dr.BENHASSINE Wassim

Année : 2013

*When the wind blows, some people build walls... others build windmills*

**Proverbe**

## TABLE DES MATIERES

RESUME .....	1
INTRODUCTION .....	2
CHAPITRE I : PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LA PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	5
1. ENERGIE RENOUVELABLE.....	6
1.1. Définition.....	6
1.2. Caractéristiques.....	9
2. OBJECTIFS STRATEGIQUES DE LA POLITIQUE DES ENERGIES RENOUVELABLES...	18
2.1. Sécurité énergétique.....	18
2.2. Durabilité et protection environnementale.....	20
2.3. Développement économique.....	25
3. BARRIERES AUX ENERGIES RENOUVELABLES.....	26
CHAPITRE II : MECANISMES DE SOUTIEN DES ENERGIES RENOUVELABLES .....	36
1. INSTRUMENTS DE LA PROMOTION DE L'ELECTRICITE VERTE.....	37
1.1. Les instruments règlementaires.....	38
1.2. Les instruments basés sur le volontariat .....	38
1.3. Les instruments économiques .....	44
2. ANALYSE THEORIQUE.....	47
2.1. Fonctionnement des différents instruments .....	47
2.2. Evaluation des différents instruments .....	52
CHAPITRE III : FEED-IN-TARIFF ET SON APPLICATION EN ALGERIE .....	69
1. METHODOLOGIE.....	70
1.1. Design d'un tarif d'achat garanti .....	70
1.2. Structures et méthodes de calcul .....	73
2. DISCUSSION PRATIQUE (Algérie).....	80
2.1. Modèle .....	80
2.2. Hypothèses.....	90
2.3. Tarif DZ .....	94
CONCLUSION .....	103
BIBLIOGRAPHIE .....	107
ANNEXES.....	114

## RESUME

La confirmation du risque de changement climatique et la volonté affichée des Etats de poursuivre des objectifs ambitieux de production d'électricité verte ont incité le pouvoir public à soutenir les énergies renouvelables à cause de leurs caractéristiques technico-économique et les barrières qui se heurtent avec leur développement dans la production d'électricité. Cela nous invite à nous interroger sur l'efficacité comparée des instruments d'incitation utilisés.

Dans ce cadre, notre étude analyse et évalue les différents mécanismes de soutien pour stimuler le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité, et propose d'appliquer une méthodologie basée sur le « Coût moyen actualisé de l'énergie » pour le calcul du tarif d'achat garanti en Algérie.

**Mots clés :** énergies renouvelables, électricité, mécanismes de soutien, tarif d'achat garanti, coût moyen actualisé de l'énergie, SONELGAZ, Algérie.

## ABSTRACT

The confirmation of the risk of climate change and the willingness of States to pursue ambitious goals of green electricity have prompted public to support renewable energy because of their technical and economic characteristics and barriers that face with their development in the production of electricity. This invites us to reflect on the comparative effectiveness of incentive instruments.

In this context, this study analyzes and evaluates the different support mechanisms to stimulate the development of renewable energy in electricity generation, and intends to apply a methodology based on " Levelized cost of energy " for calculating the feed-in tariff in Algeria.

**Keywords :** renewable energy, electricity, support mechanisms, feed-in tariff, levelized cost of energy, SONELGAZ, Algeria.

## ملخص

تأكيد مخاطر المتغيرات المناخية و ارادة الدول في متابعة الاهداف الطموحة لإنتاج الكهرباء الخضراء, قامت بتحفيز السلطات لتدعيم الطاقات المتجددة, و هذا راجع للمزايا التقنو-اقتصادية و الحواجز التي تمنع من تطورها في انتاج الكهرباء. هذا ما يدعونا الى التساؤل حول الجودة المقارنة لأدوات التحفيز المستخدمة.

في هذا الإطار, نقوم دراستنا حول تحليل و تقييم مختلف البيات الدعم لدفع تطور الطاقات المتجددة في توليد الكهرباء, و اقتراح تطبيق منهجية تستند على "متوسط تكلفة الطاقة المحدثة" لحساب سعر الشراء المضمون في الجزائر.

**كلمات البحث :** الطاقة المتجددة, الكهرباء, آليات الدعم, سعر الشراء المضمون, متوسط تكلفة الطاقة المحدثة, سونلغاز, الجزائر.

# INTRODUCTION

Plus de 80% de l'énergie électrique utilisée aujourd'hui dans le monde provient des sources non renouvelables (gisements de combustible fossile, et centrales nucléaires), les 20% sont de source renouvelable. Pour différentes raisons, plusieurs pays ont opté pour la stratégie du mix énergétique malgré les difficultés de la mise en place d'une telle stratégie. L'Algérie détient un potentiel élevée en matière d'énergie renouvelable, et à travers son Programme des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique, elle a pour objectif d'atteindre les 40% d'électricité produite d'origine renouvelable d'ici 2030.

La production d'électricité verte<sup>1</sup> est, et reste, très cher à financer par rapport à l'électricité conventionnelle<sup>2</sup> à cause des caractéristiques des énergies renouvelables. L'Etat, de son côté, dispose d'une palette diversifiée d'instruments afin de stimuler le développement de la production d'électricité verte.

Dans ce cadre, nous posant notre problématique :

- Dans la mesure où le projet des énergies renouvelables est confié à la SONEGAS, quel mécanisme de soutien permettrait à l'entreprise de couvrir ses coûts de manière optimale tout en stimulant un développement rapide des énergies renouvelables dans la production d'électricité ?

De cette question principale découle les sous questions suivantes :

- Qu'est ce qu'on entend par énergies renouvelables et quelles sont leurs caractéristiques ?
- Pourquoi intégrer les énergies renouvelables dans la production d'électricité et quels sont les objectifs stratégiques de cette politique ?
- Quelles sont les barrières qui se heurtent avec la diffusion des énergies renouvelables et comment y faire face ?
- Comment stimuler le développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité ?
- Quels sont les différents facteurs pris en compte dans l'évaluation des instruments économiques de stimulation du développement des énergies renouvelables ?

---

<sup>1</sup> L'électricité verte est produite de source des énergies renouvelables, tel que : l'énergie hydraulique, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, et l'énergie géothermique.

<sup>2</sup> L'électricité conventionnelle est produite de source des énergies non renouvelables, tel que : l'énergie fossile (le charbon, le gaz naturel et le pétrole) et l'énergie nucléaire.

- Sur quel instrument va se porté le choix des pouvoirs publiques afin de garantir l'efficacité de cet instrument tout en incitant les producteurs d'électricité verte à être efficient ?
- Quel est l'instrument choisi par l'Algérie et selon quelle méthodologie est déterminé le tarif de l'électricité verte ?

L'objectif de cette thèse est l'analyse des différents mécanismes de soutien des énergies renouvelables dans la production d'électricité et la détermination de la méthodologie de calcul du tarif de l'électricité verte en Algérie.

Dans cette optique, nous nous attachons dans le premier chapitre du mémoire à construire la problématique spécifique à la promotion des énergies renouvelables dans la production d'électricité pour définir les énergies renouvelables, et discuter les incitations ainsi que les barrières à la politique de développement de ces énergies dans la production d'électricité.

Le deuxième chapitre traite des différents mécanismes de soutien des énergies renouvelables dans la production d'électricité. La première section est ainsi consacrée à l'analyse théorique détaillée des différents instruments de stimulation du développement des énergies renouvelables que nous allons évaluer théoriquement dans la deuxième section.

A la suite de ses considérations spécifiques à notre domaine de recherche, le troisième chapitre analyse la méthodologie de détermination du tarif d'achat garanti de l'électricité verte. Ensuite, nous calculerons ce tarif qui sera appliqué en Algérie. Et enfin, nous présenterons le mécanisme de financement pour les projets sous la politique du tarif d'achat garanti. La réalisation de cette dernière partie de notre étude ne serait pas achevée sans la contribution de «**SONELGAZ**» à laquelle on a confié la réalisation du projet des énergies renouvelables, à la suite d'un stage pratique de 05 mois à leur niveau.

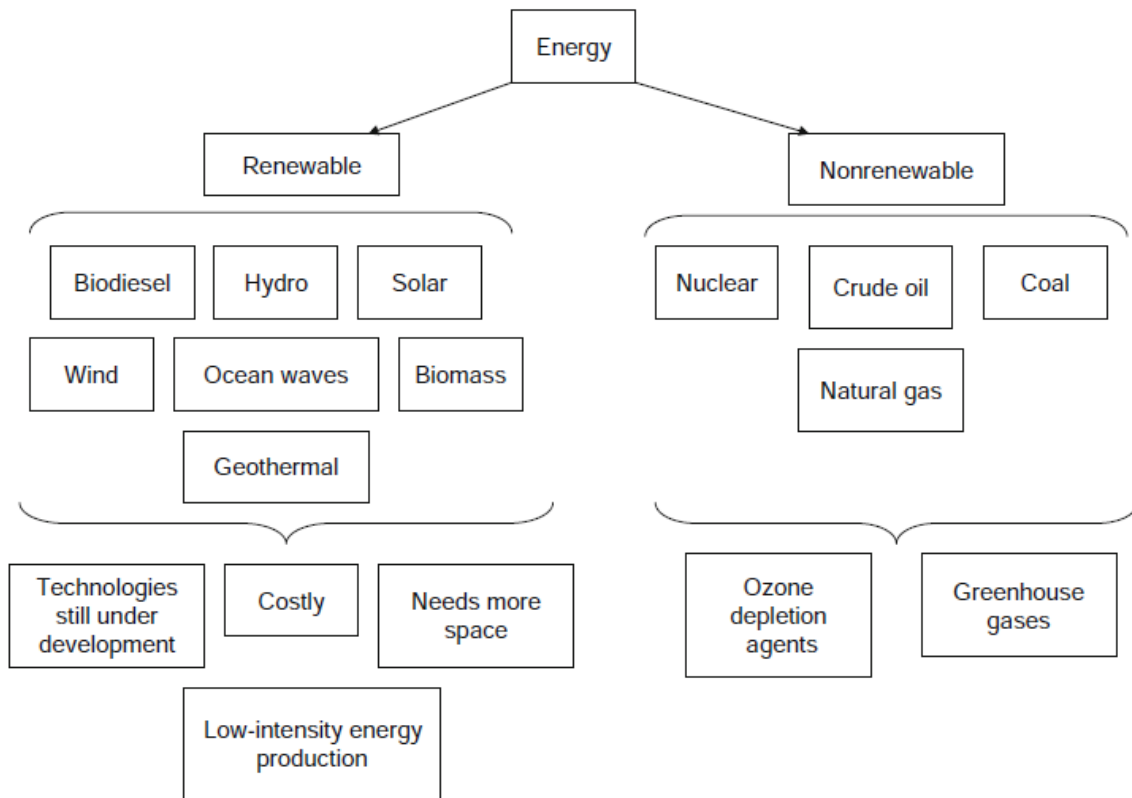
**CHAPITRE I :**  
**PROMOTION DES ENERGIES**  
**RENOUVELABLES DANS LA PRODUCTION**  
**D'ELECTRICITE**

# 1. ENERGIE RENOUVELABLE

## 1.1. Définition

Les deux plus grandes formes des énergies utilisées par les humains sont la chaleur et l'électricité. L'énergie peut être produite de sources renouvelable et non renouvelable.

**SCHEMA N°01 : Sources de production d'énergie**

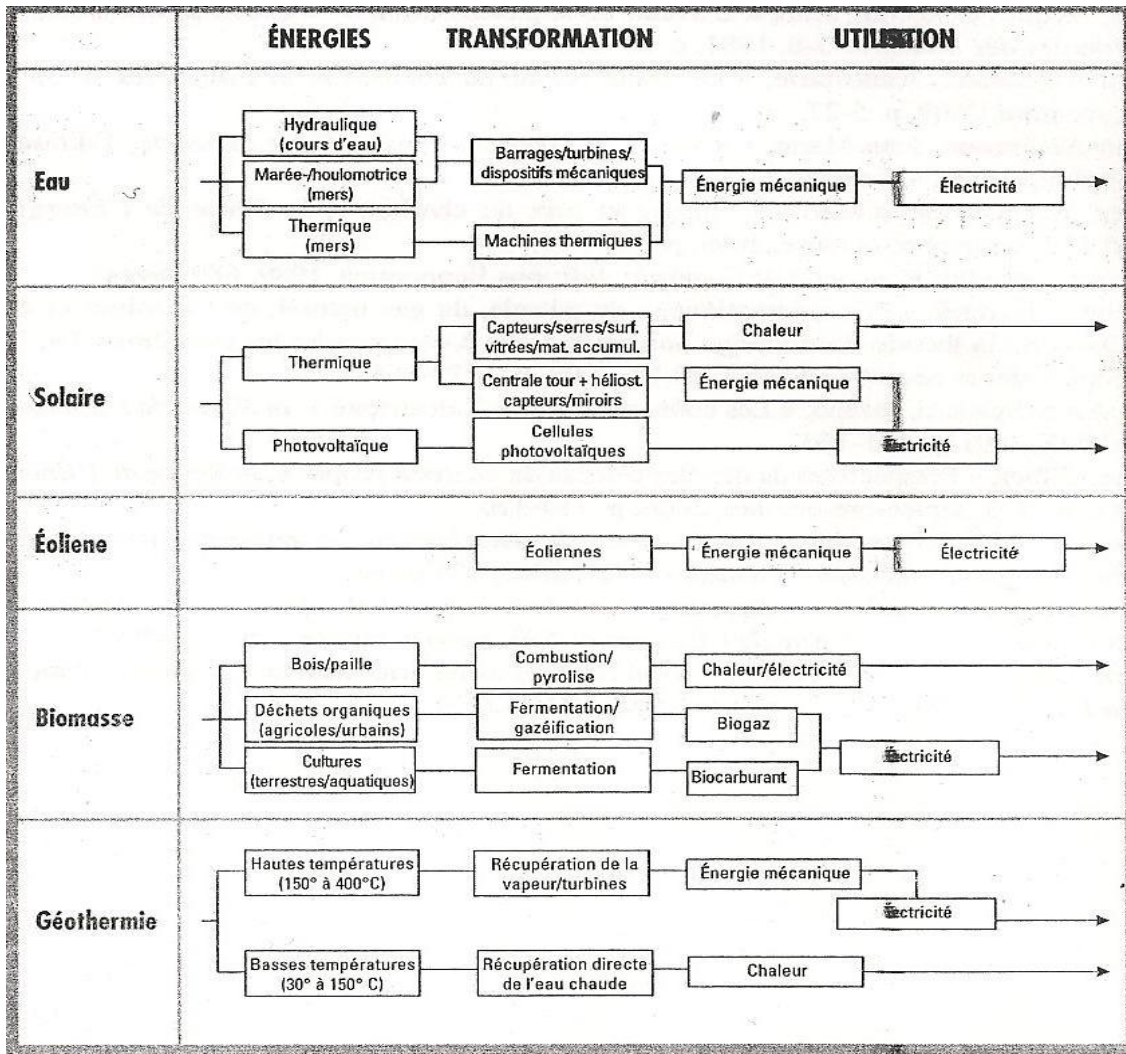


Source: Renewable Energy Focus Handbook (2009)

«Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle est prélevée sur des flux naturels et non sur des stocks qui ne se reconstituent pas»<sup>3</sup>. Elle trouve essentiellement son origine dans l'eau (hydraulique), le vent (éolienne), la chaleur et les rayonnements du soleil (solaire), les matières organiques (biomasse), et les entrailles de la terre (géothermie). Les énergies renouvelables (EnR) sont des énergies flux inépuisables par rapport aux énergies stock tirées des gisements de combustibles fossiles en voie de raréfaction : pétrole, charbon, gaz naturel. Elles sont utilisées principalement, après processus de conversion, pour le transport et la production de chaleur et d'électricité.

<sup>3</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *Energie : Economie et politiques* (p.524). éd. Boeck. Bruxelles, Belgique.

**TABLEAU N°01 : Processus de conversion mis en œuvre dans l'utilisation des énergies renouvelables**



Source : Sarlos, Haldi, Verstraete, 2003  
 Source : HANSEN et PERCEBOIS (2010)

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2012), les EnR représentent une part croissante de l'utilisation d'énergie primaire dans la production d'électricité dans tous ses scénarios<sup>4</sup>. Entre 2010 et 2035, la production d'électricité à partir de sources

<sup>4</sup> Scénarios de l'Agence Internationale de l'Énergie dans le World Energy Outlook (IEA, WEO, 2012) :

- **Scénario 450**: Un scénario présenté dans les perspectives énergétiques mondiales, qui établit une voie énergétique cohérente avec l'objectif de limiter la hausse de la température mondiale à 2°C en limitant la concentration des GES dans l'atmosphère à environ 450 parties par million d' CO<sub>2</sub>.
- **Scénario des politiques actuelles**: Un scénario dans les perspectives énergétiques mondiales qui suppose aucun changement dans les politiques de la mi-parcours de l'année de publication (précédemment appelé le scénario de référence).
- **Scénario des nouvelles politiques**: Un scénario dans les perspectives énergétiques mondiales qui tient compte des engagements généraux de la politique et des plans qui ont été annoncés par les pays, y compris les engagements nationaux de réduction des émissions à effet de serre et des plans visant à éliminer progressivement les subventions énergies fossiles, même si les mesures à mettre en œuvre de ces engagements n'ont pas encore été identifiés ou annoncé.

d'énergie renouvelable (Renewable Energy Source, RES) va presque tripler pour atteindre 31% de la production totale : l'énergie hydraulique fournira la moitié de cette production, l'énergie éolienne presque un quart, et l'énergie solaire un dixième. Au cours de la période 2012-2035, l'investissement nécessaire dans les EnR sera de 6,4trillions\$, dont 2,1trillions\$ sont consacrés à l'énergie éolienne, 1,5trillions\$ à l'énergie hydroélectricité, et 1,3 trillions\$ à l'énergie solaire photovoltaïque.

**TABLEAU N°02 : Production mondiale d'électricité de sources d'énergie renouvelable par scénario 2010-2035 (TWh)**

	2010	New Policies		Current Policies		450 Scenario	
		2020	2035	2020	2035	2020	2035
<b>Electricity generation (TWh)</b>	<b>4 206</b>	<b>6 999</b>	<b>11 342</b>	<b>6 648</b>	<b>9 627</b>	<b>7 443</b>	<b>15 293</b>
Bioenergy	331	696	1 487	668	1 212	750	2 033
Hydro	3 431	4 513	5 677	4 390	5 350	4 658	6 263
Wind	342	1 272	2 681	1 148	2 151	1 442	4 281
Geothermal	68	131	315	118	217	150	449
Solar PV	32	332	846	282	524	376	1 371
Concentrating solar power	2	50	278	39	141	61	815
Marine	1	5	57	3	32	6	82
<i>Share of total generation</i>	<i>20%</i>	<i>25%</i>	<i>31%</i>	<i>23%</i>	<i>24%</i>	<i>28%</i>	<i>48%</i>

Source : IEA, (WEO, 2012)

La contribution des EnR au bilan énergétique mondial reste limitée mais il y a une forte volonté politique dans certains pays de les développer tel que l'Algérie. A l'horizon 2030, l'objectif visé est d'obtenir 40% d'électricité verte à travers le Programme des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique lancé en Mars 2011. La réalisation des projets inscrits par le Ministère de l'Energie et des Mines (MEM Algérie) dont, le programme sera confiée au groupe SONELGAZ<sup>5</sup> et régulé par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG Algérie).

Pour encadrer le domaine des EnR et de l'efficacité énergétique, un certain nombre de textes ont été adoptés ou sont sur le point de l'être. Il s'agit essentiellement de :

<sup>5</sup> Le holding SONELGAZ est la société algérienne de l'électricité et du gaz. Composée de 34 filiales (y compris les prises de participation), elle exerce depuis 1969 sa mission de service public. Son siège social se trouve à Alger et son capital social est estimé à 150.000.000.000 DA.

- **Loi n°99-09 du 28 Juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie<sup>6</sup>** : Cette loi, trace le cadre général de la politique nationale dans le domaine de l'efficacité énergétique et définit les moyens d'y parvenir. A cet effet, la promotion des EnR y est inscrite comme l'un des outils de l'efficacité énergétique à travers les économies d'énergies conventionnelles qu'elle permet de réaliser.
- **Loi n°02-01 du 05 Février 2002 relative à l'Electricité et la Distribution du Gaz par canalisation<sup>7</sup>**, qui ouvre ce secteur à la concurrence, a prévu des dispositions pour la promotion de la production d'électricité à partir des EnR et son intégration au réseau.
- **Loi n°04-09 du 14 Août 2004 relatives à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durables<sup>8</sup>**, qui prévoit l'élaboration d'un Programme National de Promotion des Energies Renouvelables. Elle prévoit aussi des incitations pour le développement des EnR et la mise en place d'un Observatoire National des Energies Renouvelables, en charge de la promotion et du développement des EnR.
- **Loi des finances 2010 portant sur la création du Fonds National pour les Energies Renouvelables FNER**. Ce compte est alimenté par les recettes provenant de la fiscalité pétrolière (1%) et toutes autres ressources ou contributions. En dépenses, il prévoit la contribution au financement des actions et projets inscrits dans le cadre de la promotion des EnR.<sup>9</sup>

## 1.2. Caractéristiques

Sous leurs différentes formes, les EnR dérivent directement ou indirectement du Soleil ou de la chaleur générée au plus profond de la terre. En conséquence, l'IEA classe les énergies générées des énergies : solaire, éolienne, biomasse, géothermie, hydroélectricité et les ressources de l'océan (vagues et marrés), les biocarburants et l'hydrogène provenant à partir de ressources renouvelables, comme des «énergies

<sup>6</sup> JORA n°51. Loi n°99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 Juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie.

<sup>7</sup> JORA n°08. Loi n°02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 05 Février 2002 relative à l'Electricité et la Distribution du Gaz par canalisation.

<sup>8</sup> JORA n°52. Loi n°04-09 du 27 Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 Août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

<sup>9</sup> JORA n°68. Décret exécutif n°11-423 du 13 Moharram 1433 correspondant au 08 Décembre 2011 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n°302-131 intitulé «Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération».

renouvelables» alternatives<sup>10</sup>. Elles ont certaines caractéristiques économiques en commun : des coûts fixes élevés et des coûts variables faibles ou neutres, par conséquent, un coût moyen qui dépend fortement du niveau de la quantité d'électricité produite (output)<sup>11</sup>. Cette dernière a un certain nombre de caractéristiques techniques : la majorité des EnR sont intermittentes dans la nature (elles ne sont pas disponibles tout le temps), et comme l'électricité n'est pas stockable en grande quantité de façon rentable, ces EnR doivent être utilisés lorsqu'elles sont disponibles. En raison de l'intermittence, l'électricité verte ne peut pas être dispatchable suivant l'ordre mérite du calendrier de dispatching. Cependant, et grâce à une meilleure prévision des conditions météorologiques, une évaluation plus précise de la production de l'électricité verte au niveau local peut être faite. En conséquence de ce qui précède, l'électricité verte est utilisée seulement pour un temps limité conduisant à une faible utilisation des capacités. De ce fait, de tels systèmes ne peuvent pas fournir un approvisionnement fiable de manière continue ce qui exigera des capacités de réserve (back-up capacity). Ces dernières reposent souvent sur les énergies non renouvelables et augmentent également le coût de fourniture, par conséquent, absence des avantages des EnR.<sup>12</sup>

Compte tenu de ces caractéristiques, les EnR se heurtent avec différentes barrières à l'entrée pour le développement des EnR dans la production de l'électricité.<sup>13</sup>

Les principales EnR qui rentrent dans la production de l'électricité sont :

### Energie solaire

Par définition, l'énergie du Soleil reçue par la Terre est illimitée, elle est d'un potentiel évidemment considérable. Cependant, cette énergie est reçue d'une manière intermittente. Donc, la captation de l'énergie solaire dépendra des technologies utilisées qui peuvent être classées dans deux grandes filières :<sup>14</sup>

---

<sup>10</sup> Dans notre mémoire, nous ne nous intéresserons qu'aux EnR qui rentrent dans la production d'électricité.

<sup>11</sup> HEAL, G. (2009). *The Economics of Renewable Energy*. (p.04). National Bureau of Economic Research. New York, United States of America.

<sup>12</sup> BHATTACHARYYA, S.C. (2011). *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. (pp.258-259). éd. Springer. New York, United States of America.

<sup>13</sup> Détaillé plus loin dans le chapitre I.

<sup>14</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (p.554).

- La production d'électricité et/ou de chaleur par **concentration de l'énergie solaire (Concentrated Solar Power, CSP)** par des miroirs fondés sur la mise en œuvre de cycles thermiques dans lesquels le soleil est la source chaude. L'électricité générée par CSP peut facilement être programmées avec une forte prévisibilité pour les heures de pointes et satisfaire la demande qui lui est adressée à n'importe quel moment du jour ou de la nuit, elle peut être hybridée avec d'autres énergies telles que le gaz et la biomasse ou couplée avec les moyens de stockage thermique ( $\geq 6$ heures après couché de soleil), ce qui va réduire le problème d'intermittence et améliore considérablement l'intégration aux systèmes électriques. Les centrales Parabolic-trough Collector est la technologie solaire thermoélectrique<sup>15</sup> la plus efficace (centrales construites sur une large surface) et la plus mature sur le marché (inventée en Allemagne en 1907, développée en 1970, et commercialisée aux Etats-Unis dans les années 80), elle est commercialement et techniquement viable mais nécessite une aide de l'Etat. D'autres technologies, qui sont adaptées pour la production décentralisée, sont encore au stade expérimental. Les prévisions de réduction du prix du kWh<sup>16</sup> sont basés sur le progrès technique en ce qui concerne : l'efficacité des fluides, de capacité de stockage, l'hybridation, l'évolution du marché, et le contexte institutionnel. La CSP est un mode de conversion disponible dans les régions à ensoleillement direct important ( $\geq 2000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ ) et le plus permanent possible. La durée de vie d'une centrale thermique est au minimum égale à 25ans.
- Le système dit **photovoltaïque (PV)** est basé sur une conversion physique directe des rayonnements solaires en électricité par des panneaux à cellules PV<sup>17</sup>. Contrairement au CSP, le PV ne réclame pas d'irradiation directe importante, l'électricité ainsi produite sera sous une puissance hautement variable en fonction de l'ensoleillement. La technologie PV ne demande pas une innovation radicale ou un changement majeur mais plutôt une utilisation à grande échelle et des

---

<sup>15</sup> Il existe quatre (04) types pour le solaire thermique électrique : les centrales Parabolic-through Collector et les Central Receiver Plant, les systèmes linéaires Fresnel et les Dish-Stirling Systems.

<sup>16</sup> kiloWatt-heure (kWh) : unité de mesure d'énergie correspondant à l'énergie consommée par un appareil de 1000 Watt (1 kW) de puissance pendant une durée d'une heure (1 h).

<sup>17</sup> Caractéristiques physico-chimique des matériaux de la PV : irradiation de ces matériaux par le soleil (photo) qui génère directement en leur sein une différence de potentiel électrique (volta), puis un courant.

innovations incrémentale d'amélioration (recherche et développement, R&D) à travers la croissance des investissements. Développés par les laboratoires Bell en 1950, les panneaux solaires PV sont les plus utilisés pour alimenter les satellites en électricité, commercialisés depuis 1980 et apparus dans les habitations (residential photovoltaic arrays) dès 1990, leurs usages continuent de se développer durant le 21<sup>e</sup> siècle. Malgré leurs larges utilisations diversifiées et la régression de leurs coûts, les PV restent très chers et ont besoin de support offert à ce type de production d'électricité.

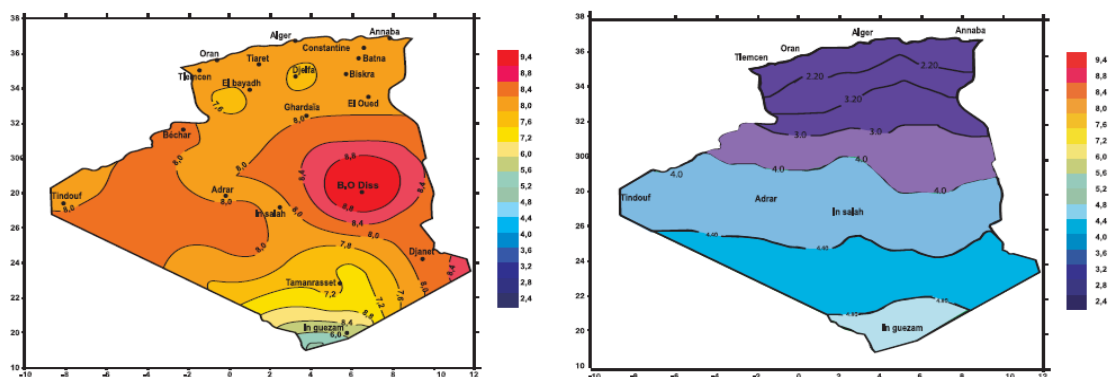
A l'échelle de l'Algérie, l'énergie solaire reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5kWh sur la majeure partie du territoire national. Il y a une importante différence d'ensoleillement entre le Nord et le Sud du territoire. La durée de radiation solaire sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900h/an pour certaines régions des hauts plateaux et du Sud. Grâce à sa localisation géographique, l'Algérie dispose de l'un des gisements solaires le plus important au monde.<sup>18</sup>

**TABLEAU N°03 : Potentiel solaire en Algérie (kWh/m<sup>2</sup>/an)**

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Source : MEM (Guide des Energies Renouvelables, 2007)

**SCHEMA N°02 : Potentiel solaire en Algérie (kWh/m<sup>2</sup>/jour)**



*Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Juillet*

*Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale au mois de Décembre*

Source : MEM, (Guide des Energies Renouvelables, 2007)

<sup>18</sup> Ministère de l'Énergie et des Mines (2007). *Guide des Energies Renouvelables*. Alger, Algérie.

La stratégie énergétique de l'Algérie repose sur l'accélération du développement de l'énergie solaire. Le gouvernement prévoit le lancement de plusieurs projets solaires photovoltaïques d'une capacité totale d'environ **800MWc**<sup>19</sup> d'ici 2020. D'autres projets d'une capacité de **200MWc** par an devraient être réalisés sur la période 2021-2030.

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ **150MW** chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de **150MW**, dont **25MW** en solaire. Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ **1200MW** devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de **500MW** par an jusqu'en 2023, puis **600MW** par an jusqu'en 2030.<sup>20</sup>

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Selon le programme national de développement des EnR défini par le ministère chargé de l'énergie en 2011, le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de **37%** de la production nationale d'électricité.

### Energie éolienne

La filière éolienne connaît depuis 1990 un développement très important. Fournie par le vent, la captation de cette énergie dépend de la disponibilité du potentiel et des technologies. Elle est transformée en électricité à travers des aérogénérateurs installés sur la terre ferme ou en mer, on parlera d'éolien onshore ou offshore. Leur rendement énergétique est en fonction de la vitesse du vent. L'apport des ressources éoliennes présente donc un caractère aléatoire car il est difficilement prédictible et fluctue rapidement. D'où, on peut distinguer deux effets :<sup>21</sup>

- **L'intermittence** qui renvoie au problème d'investissement et de dimensionnement des moyens de production conventionnels nécessaire pour passer les pointes de consommation avec une production éolienne aléatoire.

---

<sup>19</sup> Watt-crête (Wc): unité de représentation de la puissance électrique optimum délivrée par une installation électrique solaire avec un ensoleillement standard de 1kW/m<sup>2</sup> et une température de 25°C. Cette unité permet de comparer les différents équipements de récupération de l'énergie solaire utilisant des matériaux photovoltaïques.

<sup>20</sup> Ministère de l'Énergie et des Mines et SATINFO (SONELGAZ). (Mars 2011). *Programme des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique* (pp.10-11). Alger, Algérie.

<sup>21</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (p.540).

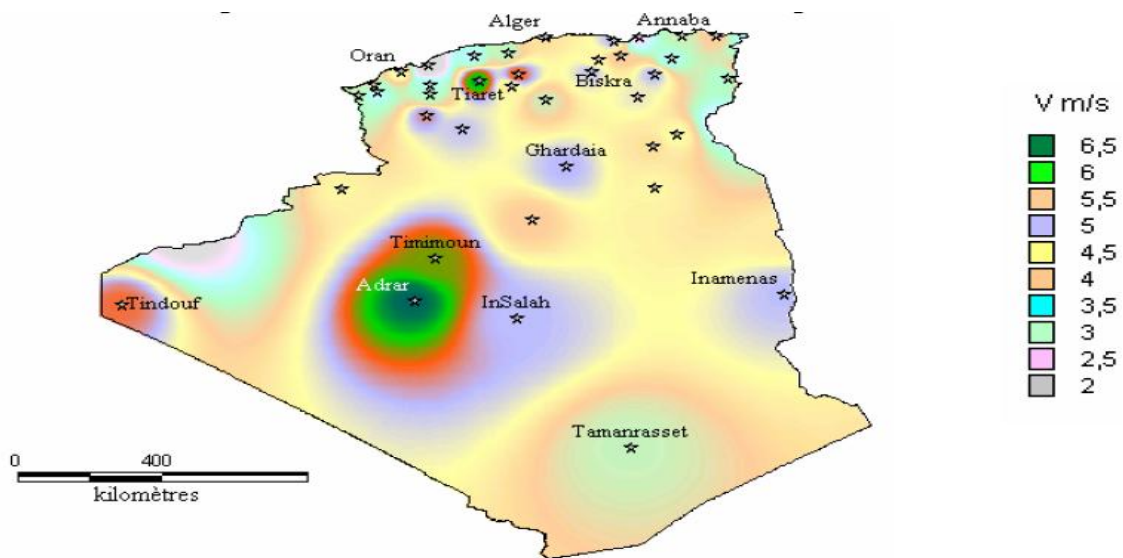
- **L'imprévisibilité** qui renvoie au problème d'exploitation, centrée sur les besoins en réserves nécessaire pour l'ajustement de la production à la demande en temps réel.

Il faut rappeler que la sécurité du réseau électrique dépend de l'équilibre entre la production électrique et la consommation, c'est-à-dire que l'équivalence entre la somme des injections sur le réseau et la somme des prélèvements et pertes de réseau est essentielle. Donc, l'intermittence et l'imprévisibilité de la production éolienne constituent des problèmes majeurs pour son intégration dans le système électrique. Pour faire face à ce problème, l'éolien a besoin d'une énergie d'appoint pour les périodes moins ventées ou de moyens de stockage.

Les éoliennes actuellement commercialisées ont besoin d'un vent dans la gamme de **11-90km/h (3-25m/s)** et d'autres sont au stade de développement pour accepter des vents sur une plus large fourchette. L'énergie éolienne sur l'ensemble du globe est estimée à **5.10<sup>6</sup>TWh/an**. La durée de vie économique généralement retenue pour les éoliennes est de **20ans**.

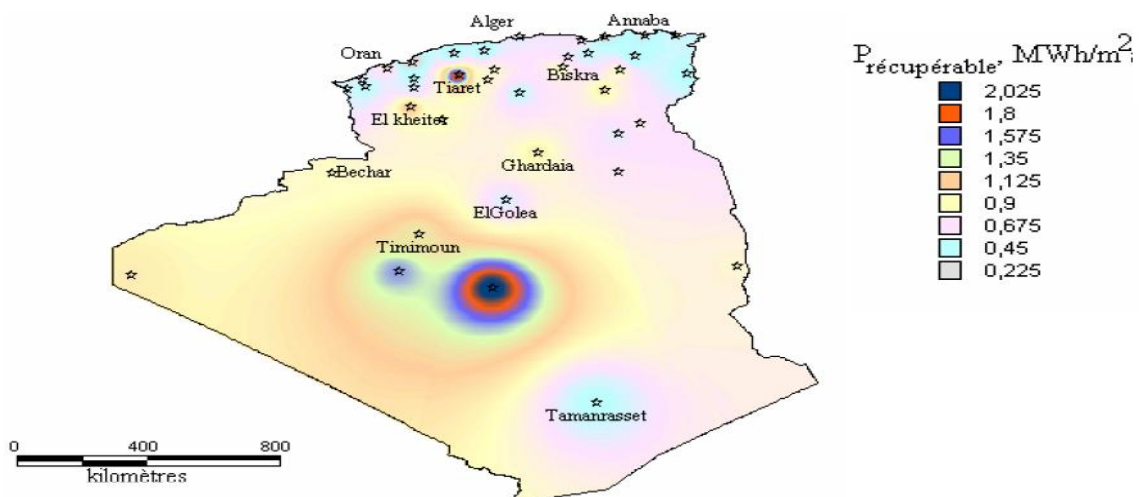
En Algérie, le ministère chargé de l'énergie (MEM, 2010) a estimé un potentiel qui peut atteindre les **35TWh/an**. A **10mètres** du sol, la vitesse moyenne annuelle de vent varie entre **2m/s** et **6.5m/s**, elle peut atteindre jusqu'à **6.9m/s** dans le Sud-ouest (région d'Adrar) et excède les **5m/s** sur les sites côtiers (Oran) et les hauts plateaux (Tiaret). Quant à la densité de puissance annuelle moyenne récupérable à **10m** du sol est supérieure à **2MWh/m<sup>2</sup>** au Sud-ouest et dépasse **1.4MWh/m<sup>2</sup>** dans les hauts plateaux. Les deux cartes ci-dessous montrent la différence entre le Nord et le Sud en termes de potentiel éolien.

**SCHEMA N°03 : Vitesse moyenne annuelle du vent à 10m du sol (m/s) en Algérie**



Source : KASBADJI MERZOUK (2006)

**SCHEMA N°04 : Densité de puissance moyenne annuelle du vent récupérable à 10m du sol en Algérie (MWh/m<sup>2</sup>)**



Source : KASBADJI MERZOUK (2006)

Malgré un potentiel assez faible par rapport au solaire, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030. Le programme EnR algérien prévoit dans un premier temps, sur la période 2011-2013, l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 10MW à Adrar. Entre 2014 et 2015, deux fermes éoliennes de 20MW devraient être réalisées. Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1700MW.<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Ministère de l'Énergie et des Mines et SATINFO (SONELGAZ) (Mars 2011). *op.cit.* (p.12).

Les éoliennes sont parfois critiquées pour leur impact sur l'environnement, notamment sur le paysage, le bruit, les oiseaux, les radars, ...etc. Pour éviter leur prolifération anarchique, elles doivent s'intégrer dans des zones de développement de l'éolien qui doivent s'inscrire dans un schéma régional d'éolien, tel était le cas de la France (loi Juillet 2005 et loi Grenelle 2-2010).<sup>23</sup>

### Energie hydraulique

L'énergie hydraulique est l'énergie fournie par le mouvement de l'eau, sous toutes ses formes : chutes et cours d'eau, courants marins, marées, vagues de la mer.

La centrale hydroélectrique est la technologie de conversion<sup>24</sup> en énergie électrique la plus utilisée dans le monde. Notre définition exclue la grande hydroélectrique car, en plus d'être une technologie déjà mature et compétitive avec l'énergie conventionnelle sans aucune subvention, les grandes centrales hydroélectriques pose de nombreuses menaces pour l'environnement et les communautés concernées, comme cela a été documenté par la Commission Mondiale des Barrages (World Commission of Dams, WCD, 2000). La petite centrale hydroélectrique est utilisée pour produire de l'électricité à petite échelle pour alimenter des sites isolés (habitations) ou être revendue à un réseau public de distribution. Certaines centrales peuvent être construites avec des capacités de stockage d'énergie. Beaucoup de développement techniques et d'innovation sont introduit dans les turbines et les autres installations pour une réduction de coûts, une optimisation de l'exploitation (système de contrôle) et une meilleure intégration des contraintes environnementales (écosystème) suivant les caractéristiques du site.

L'énergie des océans est potentiellement considérable, mais elle est très dispersée et donc très difficile à collecter, elle est en outre, loin des lieux de consommation. La seule qui a été vraiment captée jusqu'ici était l'énergie de marées, et encore sur quelques sites seulement. Mais l'énergie des courants sous-marins et celle des vagues

---

<sup>23</sup> VERNIER, J. (Mars 2012). *Les énergies renouvelables*. (p.43). éd. Que sais-je?. France.

<sup>24</sup> Trois technologies pour la production d'électricité verte à partir des mouvements de l'eau:

- centrale hydroélectrique utilise l'énergie de la hauteur de chute et du débit d'un cours d'eau.
- centrale marémotrice utilise l'énergie des marées.
- hydrolienne utilise celle des courants marins.

L'énergie des vagues peut aussi être exploitée.

sont en plein développement. On pourra songer, plus tard, à l'énergie thermique des océans.<sup>25</sup>

### Biomasse (Bioénergie)<sup>26</sup>

Source d'énergie polyvalente, susceptible de fournir de la chaleur, de l'électricité, du gaz et des biocarburants liquides pour le transport à partir de toutes les matières organiques issues du vivant. La biomasse est disponible en grande quantité sur Terre et elle est toujours renouvelable mais l'estimation de son potentiel reste difficile et la durée du cycle de renouvellement est extrêmement variable, car elle dépend de sa localisation (pays ou régions) et de sa nature (solide, liquide ou gazeuse, sèche ou humide). Elle est donc non intermittente et facilement stockable. La mise en œuvre de cette énergie et sa transformation en énergie électrique passe par différentes voies de valorisation<sup>27</sup> (TABLEAU N°01). Par ailleurs, elle peut se substituer aux énergies stockées avec un bilan carbone nul (car le carbone qu'elle émet a été préalablement prélevé dans l'atmosphère).

### Géothermie

Grâce à la chaleur en provenance des entrailles de la terre, l'innovation technologique a donné naissance à deux grandes filières de production: la chaleur et l'électricité. Le rythme de la R&D permet d'espérer une utilisation plus importante du potentiel géothermique, une plus grande efficacité et efficacité des installations. L'électricité est produite à l'aide des systèmes tels que : Enhanced Geothermal System (EGS), Geoxchange, Dry Steam, ... etc. Malgré le problème géographique, l'énergie géothermique n'est pas intermittente car elle est disponible avec la même intensité en continu, de jour comme de nuit, durant toute l'année. La non-intermittence facilite

---

<sup>25</sup> VERNIER, J. (Mars 2012). *op.cit.* (p.67).

<sup>26</sup> Le terme **bioénergie** se réfère à la teneur énergétique des produits solides, liquides et gazeux issus de matières premières de biomasse et le biogaz. Cela comprend les biocarburants pour les transports et les produits (par exemple des copeaux de bois, pellets, liqueur noire) pour produire de l'électricité et de la chaleur. Les déchets solides municipaux et des déchets industriels sont également inclus.

La **biomasse traditionnelle** comprend le bois, charbon de bois, résidus agricoles et déjections animales utilisés principalement pour le chauffage et la cuisson.

<sup>27</sup> Trois grandes voies de la valorisation de la biomasse :

- **Voie thermo-chimique (voies sèche)**: regroupe les techniques de combustion et de gazéification pour la production de la chaleur et de l'électricité.
- **Voie biologique (biochimique)**: regroupe les procédés de fermentation pour la production du biogaz utilisé dans la cogénération et la production d'électricité.
- **Voie oléo-chimique** pour la production du biodiesel utilisé pour le transport et dans la production d'électricité.

l'intégration de l'électricité produite dans le réseau électrique (avantage économique) sans faire usage du combustible et sans la moindre émission dans l'air.

Le potentiel national en énergie renouvelable est fortement dominé par le solaire, comparativement aux potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité. Le programme national inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides, et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

## 2. OBJECTIFS STRATEGIQUES DE LA POLITIQUE DES ENERGIES RENEUVELABLES

Trois principaux facteurs justifient l'augmentation de l'utilisation des EnR :<sup>28</sup>

- La sécurité énergétique.
- La précaution environnementale.
- Le développement économique.

### 2.1. Sécurité énergétique

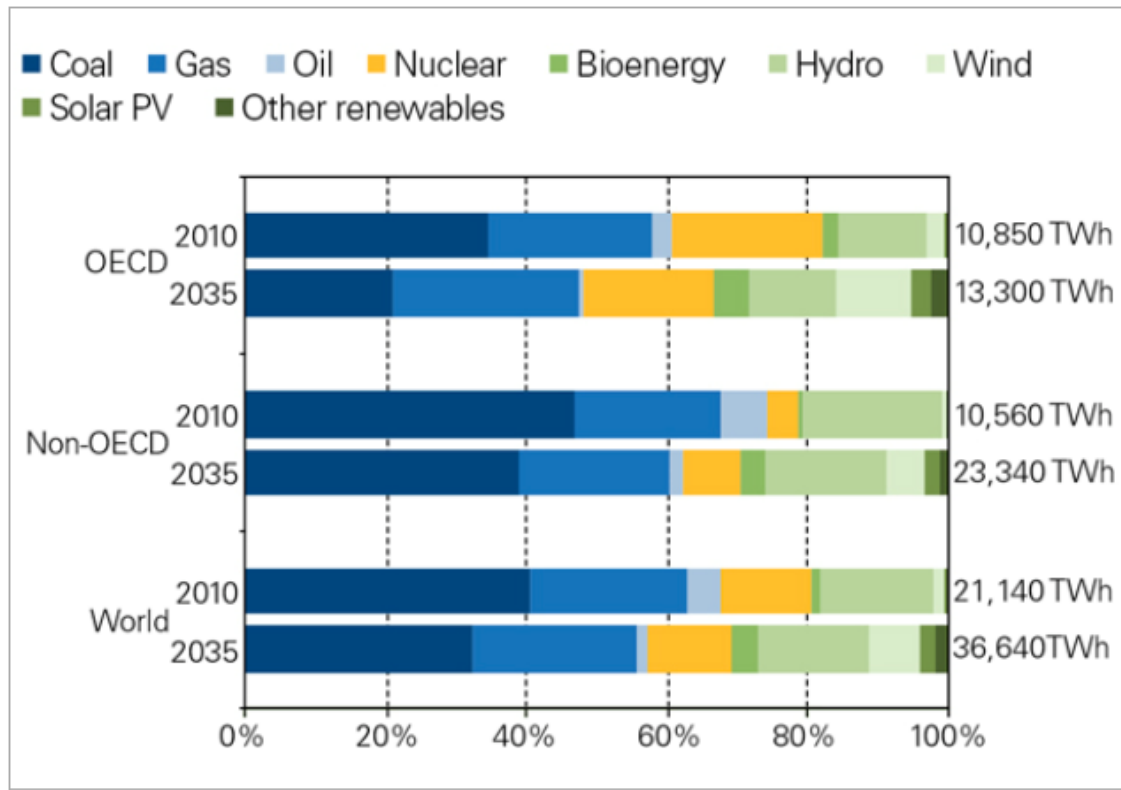
L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de satisfaire le besoin en énergie.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (IEA, 2012), la production globale d'électricité va passer de 21,408TWh en 2010 pour atteindre 36,640TWh en 2035 afin de satisfaire la demande en énergie, notamment celle des pays en voie de développement, tel que la Chine, l'Inde, et le Moyen Orient qui vont représenter 60% de la demande globale en énergie d'ici 2035. Les combustibles fossiles continueront de dominer le mix énergétique, notamment le charbon, malgré la croissance des EnR (SCHEMA N°05). *Il est important d'avoir à l'esprit que, dans une optique de satisfaction optimale des besoins, les énergies renouvelable doivent être considérées en complément de, ou en synergie, avec les énergies non renouvelables, qui assurent aujourd'hui l'essentiel des besoins, et non opposition avec elles*<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> JORDANE-KORTE, K. (2011). *Gouvernement promotion of renewable energy technology*. (p.58). éd.Gabler. Berlin, Germany.

<sup>29</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (p.526).

**SCHEMA N°05 : Production globale d'électricité par source 2010-2035 (TWh)**



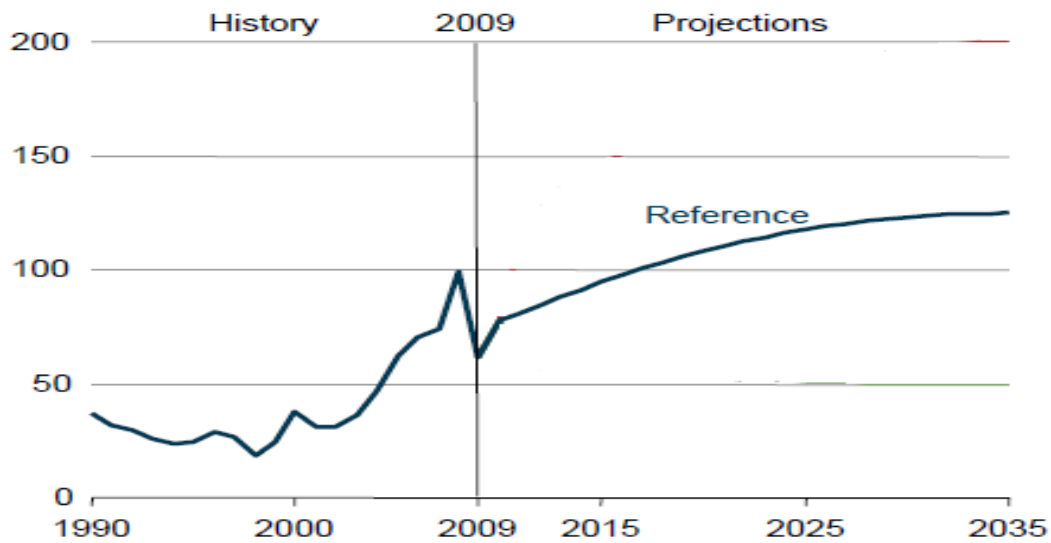
Source : IEA, (WEO, 2012)

Cette politique de diversification énergétique est aussi justifiée par la volonté d'améliorer l'indépendance énergétique des pays développés en matière d'importation des combustibles fossiles à cause de la volatilité des prix. Une hausse tendancielle du prix du baril de pétrole qui passera de 95\$ le baril en 2015 à 125\$ en 2035<sup>30</sup>. Les EnR sont également une solution pour développer la stabilité macro-économique d'un pays ; la logique est la suivante: (1) la promotion des EnR permet de réduire la dépendance aux importations, (2) l'importation de combustibles fossiles étant un constituant important du commerce international des pays importateurs, un basculement vers les EnR devrait permettre de stabiliser la balance commerciale, (3) ce qui va réduire le risque de chocs économiques dues à des facteurs externes.<sup>31</sup>

<sup>30</sup> Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook (2011). United States of America.

<sup>31</sup> BHATTACHARYYA, S. C. (2011). *op.cit.* (p.257).

## SCHEMA N° 06 : Prix du baril du pétrole 1990-2035 (\$)



Source: EIA (International Energy Outlook, 2011)

Aujourd'hui, les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, énergie la plus disponible. Il n'est donc fait appel aux autres formes d'énergie que lorsque le gaz ne peut pas être utilisé. A long terme, la reconduction du modèle national de consommation énergétique actuel peut rendre problématique l'équilibre offre-demande pour cette source d'énergie. Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45milliards  $m^3$  en 2020 et 55milliards  $m^3$  en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale. L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des EnR afin d'apporter une solution globale à la problématique de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

### 2.2. Durabilité et protection environnementale

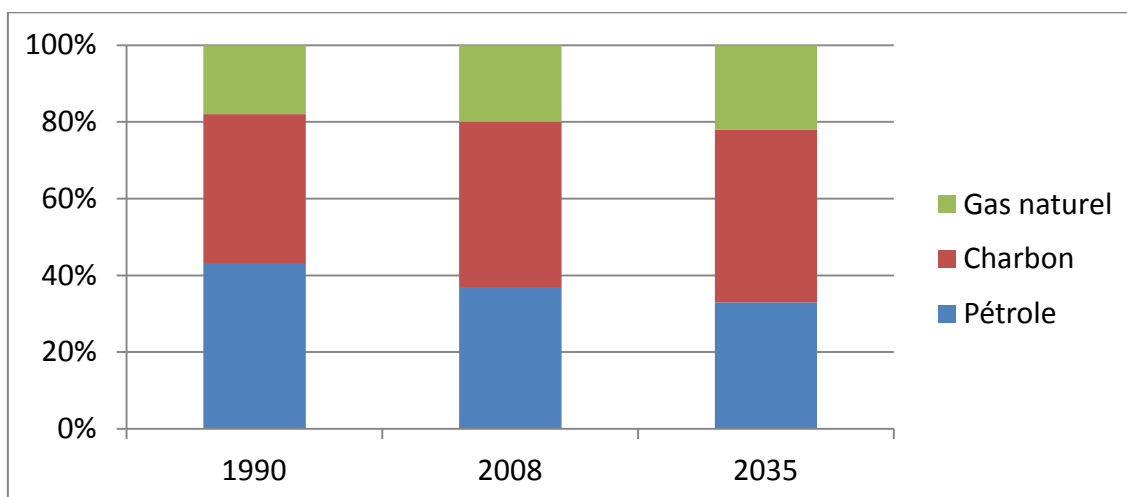
La hausse des préoccupations environnementales a provoqué un intérêt fort pour les EnR. La concentration des émissions des Gazs à Effet de Serre (GES)<sup>32</sup> dans l'atmosphère, notamment le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ), ont contribué au réchauffement climatique et à la pollution de la planète. Selon le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat, on estime que l'humanité libère deux fois plus de carbone que ce que la Terre peut absorber. Ce phénomène est

<sup>32</sup> Les Gazs à Effet de Serre (GES) sont des composants gazeux qui absorbent le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre contribuant à l'effet de serre. Les principaux gaz à effet de serre qui existent naturellement dans l'atmosphère sont: la vapeur d'eau ( $H_2O$ ), le dioxyde de carbone ( $CO_2$ ), le méthane ( $CH_4$ ), le protoxyde d'azote ( $N_2O$ ), l'ozone ( $O_3$ ).

principalement due à l'activité de transformation des combustibles fossiles<sup>33</sup> (SCHEMA N°07). Selon l'Administration américaine de l'Information de l'Énergie (EIA, 2011), les émissions totale de CO<sub>2</sub> liées à la combustion de combustibles fossiles augmentent de **30,2milliards tonnes** en 2008 à **35,2milliards tonnes** en 2020 et jusqu'à **43,2milliards tonnes** en 2035 (SCHEMA N°08).

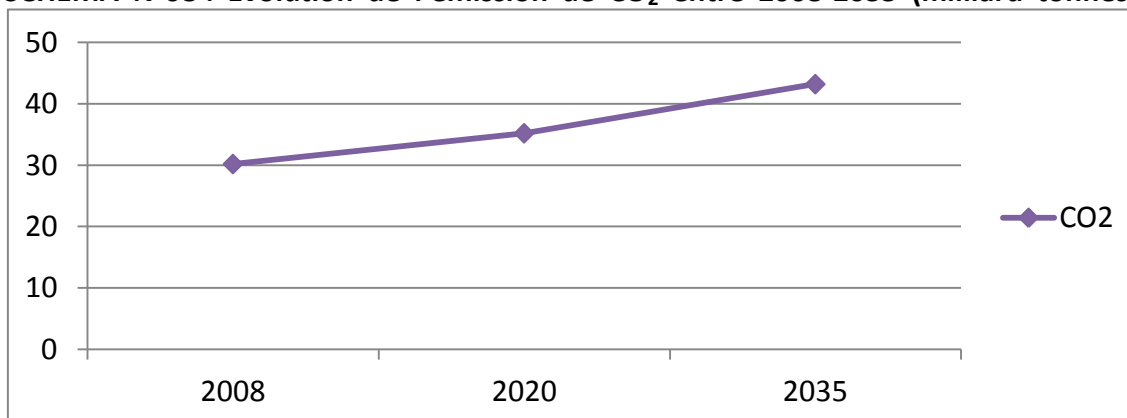
Cette activité économique de transformation génère un coût de nuisance (externalité négative) que le marché ne peut pas intégré dans son system de prix, donc le producteur se retrouve incapable d'apprécier la valeur sociale de l'activité génératrice d'externalité.<sup>34</sup>

**SCHEMA N°07 : Emission totale de CO<sub>2</sub> par source entre 1990-2035 (%)**



Source: établi par nos soins, basé sur EIA (2011)

**SCHEMA N°08 : Evolution de l'émission de CO<sub>2</sub> entre 2008-2035 (milliard tonnes)**



Source: établi par nos soins, basé sur EIA (2011)

Dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, une série de conférences se succèdent sous l'égide des Nations Unies, avec près de 200 pays participants :

<sup>33</sup> On entend par combustibles fossiles (hydrocarbures) : le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

<sup>34</sup> BELAID, R. (2012). Chapitre 02: *Biens publics, externalités et défaillances du marché* ; dans *Economie des réseaux*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

- **Protocol de Kyoto (Japon, 1997)** visant à réduire les émissions globales de GES d'au moins 5% par rapport aux niveaux de 1990 dans la période d'engagements 2008 à 2012.
- **Accord de Copenhague (Danemark, 2009)** visant à réduire de moitié les émissions de GES en 2050 par rapport à celles de 1990, pour ne pas dépasser une augmentation moyenne de 2°C en 2100 par rapport à l'ère pré-industrielle.
- **Conférence de Cancun (Mexique, 2010)** prolonge et complète l'accord de Copenhague construit pour préparer les suites du protocole de Kyoto.

Les Etats-Unis poursuivent des efforts au niveau de la recherche afin de réduire les émissions des GES. Pour 2020, l'étude «3x20%» de l'Union Européenne vise à : réduire de 20% les émissions de GES par rapport à 1990, améliorer de 20% l'efficacité énergétique à celle de 2005, porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie. Et pour 2050, l'étude «Facteur 4» vise à diviser par quatre les émissions de GES. Quand à la plupart des pays, notamment la Chine, la lutte contre le changement climatique ne se situent pour eux qu'en troisième position après la croissance économique et l'élimination de la pauvreté.<sup>35</sup>

L'Algérie, quand à elle, place les EnR au cœur de ses politiques énergétique et économique : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable en contribuant ainsi au développement durable.

### Externalités

D'après BAUMOL et OATES (1988), une externalité est *un effet involontaire d'une décision économique faite par une personne, société ou gouvernement sur la consommation ou la production par un tiers (personne, entreprise ou gouvernement) qui ne fait pas partie de la décision initiale*<sup>36</sup>. A l'instar des biens publics, les externalités sont le fruit d'un double caractéristique de non rivalité et de non exclusion :<sup>37</sup>

<sup>35</sup> LESSOURNE, J. (Avril, 2011). *Énergie: nouvelle donne économique et politique*. (p.106). *Futuribles* (n°373).

<sup>36</sup> Rhona C. Free (2010). *21st Century Economics: A Reference Handbook*. (p.228). éd.SAGE Publications. United States of America.

<sup>37</sup> (2008). Chapitre 03: *Les externalités* ; dans *Introduction aux finances publiques*.

- **Non rivalité** : l'activité de production ou de consommation n'engendre pas seulement le bien ou le service désiré (ou la satisfaction escomptée), mais induit également un bénéfice ou un coût additionnels.
- **Non exclusion** : l'auteur et la victime ou le bénéficiaire de l'externalité, n'ont rien à payer ni ne reçoivent une compensation. Comme le montre l'encadré ci-dessous.

**TABLEAU N°04 : Externalités et non exclusion**

	<b>Bénéfice externe</b>	<b>Coût externe</b>
<b>Auteur</b>	N'est pas compensé	N'a pas à payer
<b>Victime ou bénéficiaire</b>	N'a pas à payer	N'est pas compensé

Source : Introduction aux finances publiques, Chapitre 03: Les externalités (2008)

Quand l'activité économique génère des coûts de nuisance, on parle d'externalité négative, appelée aussi déséconomie externe non tarifée ; et quand elle crée des rentes (avantages), on parle d'externalité positive, appelée aussi économie externe non rétribuée. Le marché ne peut pas les intégrer dans le système de prix. Cette incapacité du marché de ne pas prendre en compte le coût de nuisance (externalité négative) ou la rente créée (externalité positive) représente une défaillance de marché. On peut interpréter le phénomène d'externalité environnementale négative comme suit :

En situation de concurrence pure et parfaite<sup>38</sup>, le prix du marché ( $P_m$ ) est égal au coût marginal ( $C_m$ ) :  $P_m = C_m$ . C'est la règle optimale de production permettant de maximiser le profit d'une entreprise en concurrence.

En situation d'externalité négative (pollution), l'activité de production d'électricité à partir des combustibles fossiles procure un bénéfice marginal<sup>39</sup> privé ( $B_m$  privé) pour un coût marginal privé ( $C_m$  privé) représenté par la courbe de l'offre du marché (MPC)<sup>40</sup>. Et elle génère une externalité négative de pollution de l'air représenté par la courbe (MEC)<sup>41</sup>.

<sup>38</sup> Dans le modèle de marché de concurrence pure et parfaite, toutes les entreprises produisent un bien homogène, parfaitement divisible. Il n'y a ni barrières à l'entrée ni à la sortie, les producteurs et les consommateurs sont pleinement informés, ne supportent aucun coût de transaction et n'ont pas d'influence sur les prix. Enfin, il n'y a pas d'externalités.

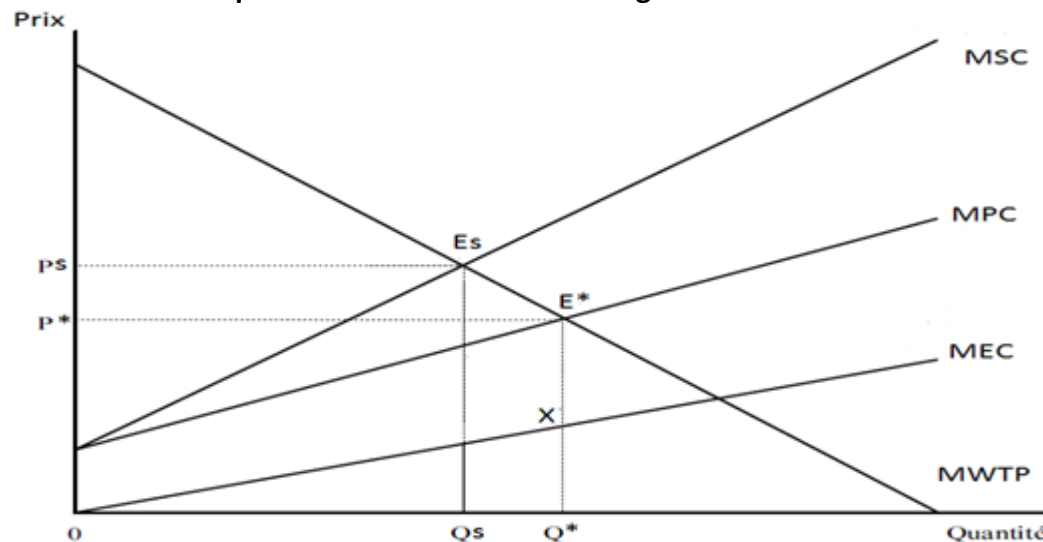
<sup>39</sup> Le bénéfice de l'entreprise :  $B(q) = p \cdot q$ .  $\text{Max } B(q)_{(q)} \rightarrow$  le bénéfice marginal :  $Bm = dB(q)/dq = p$ .

<sup>40</sup> MPC : Marginal Private Cost (coût marginal privé)

<sup>41</sup> MEC : Marginal External Cost (coût marginal externe).

Le consommateur, quand à lui, a une disposition marginale à payer<sup>42</sup> représenté par la courbe de demande (MWTP)<sup>43</sup>. Comme on a vu ci-dessus, Le marché ne peut pas intégrer les externalités (négative ou positive) dans le système de prix. Donc, l'équilibre efficient du marché est :  $E^* (P^*, Q^*)$ . Alors, pour une production d'électricité :  $OQ^*$ , on est en présence d'une externalité totale de :  $OQ^*X$ . En d'autre terme, le coût marginal externe ajouté au coût marginal privé du producteur est égal au coût marginal total de la production, appelé aussi le coût marginal social qui est représenté par la courbe (MSC)<sup>44</sup> :  $MSC = MPC + MEC$ . Donc, l'équilibre social efficient du marché est :  $E_s (P_s, Q_s)$ .

#### SCHEMA N°09 : Equilibre en cas d'externalité négative



Source : Introduction aux finances publiques, Chapitre 03: Les externalités (2008)

Les externalités négatives liées à la consommation des énergies fossiles ne sont qu'imparfaitement reflétées dans le prix de l'énergie électrique<sup>45</sup>. Afin d'internaliser ces externalités, une intervention de l'Etat s'avère indispensable. Au niveau macroéconomique, l'Etat régalien intervient pour internaliser certaines externalités négatives : lutter contre la pollution (cas des externalités négatives), ou promouvoir certaines activités collectivement bénéfiques (développement des EnR<sup>46</sup> qui peuvent

<sup>42</sup> Le Surplus Net du Consommateur  $SNC = SBC - C(q)$  ; tel que : SBC est le Surplus Brut du Consommateur et le coût  $C(q) = p \cdot q$ .  $\text{Max}_{(q)} SNC \rightarrow$  la disposition marginale à payer  $MWTP = dSNC/dq = p$ .

<sup>43</sup> MWTP : Marginal Willingness To Pay (disposition marginale à payer).

<sup>44</sup> MSC : Marginal Social Cost (coût marginal social).

<sup>45</sup> MENATEAU, P., FINON, D., LAMY, M.-L. (27 Mars 2002). *Energies renouvelables: Quels instruments d'incitation?* (p.02). *Sciences économiques* (n°2.754).

<sup>46</sup> Objet de notre mémoire.

être génératrices d'externalités positives, ou du moins évité des externalités négatives).<sup>47</sup>

Les coûts externes de la production d'électricité verte sont considérablement inférieurs à ceux de la production d'électricité conventionnelle. Plusieurs centres de recherches ont travaillé pour mieux estimer le coût externe de la production d'électricité. L'Institut Allemand Fraunhofer pour les Systèmes et la Recherche pour l'Innovation en partenariat avec l'Institut de Thermodynamique Technique de Stuttgart ont développé un modèle pour évaluer les coûts externes de la production d'électricité à partir de différentes sources d'énergie en quantifiant uniquement les coûts externes environnementaux du changement climatique et les coûts de la santé suite à la pollution de l'air. Le coût externe de la production d'électricité verte est autour de **1ct€/kWh** (à l'exception de la technologie PV), alors que l'électricité de source de charbon produit le plus haut coût externe avec **5.7ct€/kWh** à **7.9ct€/kWh**, et celle de source de gaz naturel crée **2.9ct€/kWh** de coût externe.<sup>48</sup>

A côté de ses avantages environnementaux, la promotion des EnR contribue au développement économique des pays.

### **2.3. Développement économique**

Le développement de l'industrie des EnR nécessite un gros potentiel financier, matériel et humain, d'où la création de plusieurs opportunités d'emplois directs et indirects. La présence de plusieurs entreprises actives dans cette industrie va améliorer la compétitivité sur le marché de la production de l'énergie électrique. La production d'électricité verte contribue à l'alimentation en énergie des régions reculées et non connectées au réseau traditionnel de distribution d'énergie (l'accès à l'énergie) ce qui va améliorer le bien être sociale. Un excès de production peut être dédié à l'exportation, ce qui va améliorer la balance commerciale du pays exportateur de l'énergie électrique.

A la faveur de son programme, l'Algérie vise à développer une véritable industrie du solaire associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à

<sup>47</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (p.38).

<sup>48</sup> SCHLOMANN, B., KREWITT, W. (2006). *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.* (p.02). Institut für Technische Thermodynamik & Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung). Stuttgart & Karlsruhe, Deutschland.

terme, d'employer le génie local algérien et d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Pour les besoins d'électricité du marché national et international, le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de **22000MW** entre 2011 et 2030 dont **12000MW** seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et **10000MW** à l'exportation en direction du marché européen.

Ainsi, les objectifs de la politique des énergies renouvelables (sécurité énergétique, précaution environnementale, et développement économique) sont déterminés par ce qui est appelé le **magical triangle** (ERDMANN et ZWEIFEL, 2007).<sup>49</sup> Ce triangle crée un cadre d'analyser pour comparer le choix des énergies renouvelables dans la production d'électricité par différents pays. En Algérie, L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique de production de l'électricité constitue un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles<sup>50</sup>, et de contribuer aux développements durable et économique. L'établissement de tels objectifs ne garantit toute fois qu'une dynamique de diffusion des EnR.

### 3. BARRIERES AUX ENERGIES RENOUVELABLES

Les EnR, confrontées aux barrières classiques à l'entrée de toute nouvelle technologie en place, restent dans une position défavorable sur le marché. Elles n'ont pas atteint leurs performance optimale en termes de coût et de fiabilité lorsqu'elles sont mises sur le marché, celles-ci se révèlent progressivement par l'effet des processus d'apprentissage par l'usage ou par la pratique (ARROW, 1962 ; DOSI, 1988).<sup>51</sup> A coté, s'ajoute les caractéristiques technico-économiques des EnR : défaut de régularité (intermittence) dans la production d'énergie pour certaines technologies (heures creuses/heures de pointe), profit capitalistique (effet de série/effet de taille).<sup>52</sup>

---

<sup>49</sup> JORDANE-KORTE, K. (2011). *op.cit.* (p.58).

<sup>50</sup> «Pour des raisons liées aux objectifs de la politique nationale énergétique, des limitations de production des gisements d'hydrocarbures liquides ainsi que l'approvisionnement en priorité du marché national en hydrocarbures liquides peuvent être appliquées». Alinéas 1 et 2, Art.50, Loi n°13-01 du 20 Février 2013, modifiant et complétant, Loi n°05-07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures.

<sup>51</sup> LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *Efficacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques: le cas des énergies renouvelables.* (p.40). Université PIERRE MENDES FRANCE DE GRENOBLE, France.

<sup>52</sup> MENATEAU, P., FINON, D., LAMY, M.-L. (27 Mars 2002). *op.cit.* (p.02).

Cela affecterait la viabilité économique et financière des projets EnR.<sup>53</sup>

### Processus d'apprentissage

Une courbe d'expérience décrit la relation entre les coûts totaux associés à une technologie (y compris les coûts du travail, le capital, les coûts administratifs, de recherche et de marketing, ... etc.) et la production accumulée. Dans de nombreux secteurs, il a été observé que chaque fois qu'on double la production accumulée, les coûts totaux par unité diminuent par un pourcentage fixe et prévisible appelé le taux d'apprentissage (learning rate). Un taux d'apprentissage de 20% par exemple signifie que les coûts unitaires baissent de 20% lorsque la production accumulée double.<sup>54</sup>

Une technologie de production est caractérisée, notamment, par ses rendements d'échelle. Il existe une relation étroite entre la notion de coût de production et celle de rendements d'échelle. L'existence de rendements d'échelle croissants (présence d'économies d'échelle) correspond à la baisse du coût unitaire (Coût Moyen, CM) d'un produit qu'obtient une entreprise en accroissant la quantité (Q) de sa production (SCHEMA N°10). Le coût de production moyen (CM)<sup>55</sup> est une fonction décroissante de la quantité produite.<sup>56</sup>

La théorie de l'apprentissage par la pratique (learning by doing) a été énoncée pour la première fois par ARROW en 1962 dans l'optique d'améliorer la compréhension du changement technique. Elle décrit un processus de diffusion basé sur l'expérience dans le cadre des modèles macroéconomique de croissance : s'appuyant sur le concept d'apprentissage en théorie psychologique, ARROW (1962) a formalisé un modèle expliquant le changement technique comme une fonction d'apprentissage provenant de l'accumulation d'expériences dans la production. Cette idée d'apprentissage par la pratique a ensuite été reprise pour la traduire en courbe d'apprentissage (learning curve) afin de décrire la réduction de coût dans une usine (Boston Consulting Group, BCG, 1968). Elle offre des possibilités de réduction des coûts et amélioration de la

<sup>53</sup> BHATTACHARYYA, S.C. (2011). *op.cit.* (p.259).

<sup>54</sup> KLEIN, A., MERKEL, E., PFLUGER, B., HE, A. (December 2010). *Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-In Cooperation*. 3rd edition. (p.39). Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Fraunhofer ISI & EEG, Germany.

<sup>55</sup>  $CM=C(Q)/Q$ .

<sup>56</sup> MOREAU, C. (Février 2004). *Notions d'économie d'échelle et d'effet de dimension*. Mémoire103.doc. (pp.01-03). Société d'étude, Recherche et prospective en finances locales, Ressources Consultants Finances. Rennes, France.

qualité. A l'origine, le terme de courbe d'apprentissage représentait la décroissance du nombre d'heures de travail requis suite à l'accroissement des volumes de production (productivité du travail). Cette notion était ensuite activée par l'expérience de la production cumulée dans une usine de fabrication, elle a depuis été affinée. BAHK et GORT (1993) font la distinction entre l'apprentissage du travail, le capital apprentissage, et l'apprentissage organisationnel. La réduction dans les coûts de production n'ont pas été uniquement attribuées aux effets de la courbe d'apprentissage (c'est à dire à la réduction du nombre d'heure de travail requis), mais aussi à d'autres facteurs : coût de contrôle, design du produit, négociation avec les fournisseurs lors du contrat, ...etc. (ALDERSEY-WILLIAMS, 2002). D'autres ont développé la courbe d'expérience (experience curve) pour proposer une formulation plus générale du concept, y compris non seulement du travail mais tous les coûts de fabrication (CONLEY, 1970) et l'agrégation des industries entières plutôt que des projets simples (DUTTON et THOMAS, 1984). La courbe d'expérience aide à illustrer le progrès technique comme une fonction de la production accumulée. Ainsi, la courbe d'expérience est estimée par les données historiques observées (JENSEN et al, 2002). En conséquence, ces concepts sont souvent, et peut-être à tort, regroupés sous la catégorie générale des courbes d'apprentissage. Une implication importante de la courbe d'expérience est que l'augmentation de l'expérience accumulée dans les premiers stades d'une technologie est une stratégie dominante à la fois pour maximiser la rentabilité des entreprises et les avantages sociaux des technologies liées à la politique publique (BCG, 1972).<sup>57</sup>

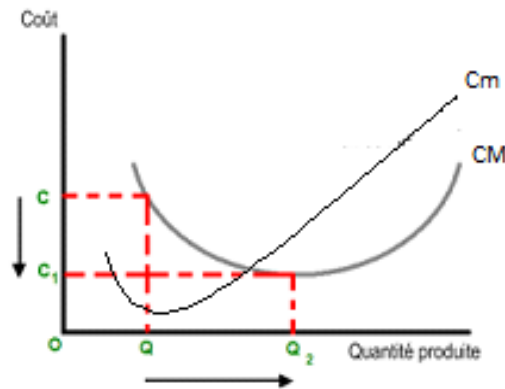
---

<sup>57</sup> LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *op.cit.* (p.40).

NEMET, G. F. (1 August 2005). *Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics.* (p.3219). *Energy Policy*, 34 (2006) 3218–3232.

La technologie est décrite par la fonction de coût  $\rightarrow$  fonction de production.

**SCHEMA N°10 : Rendement d'échelle**



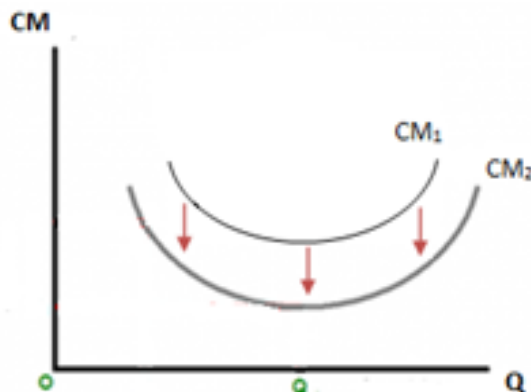
Source : GASMI (ENSM, 2012)

$CM > Cm$  et  $CM \searrow$  avec  $Q \nearrow \rightarrow$  effet rendement d'échelle croissant.

$CM \searrow$  dans le temps  $\rightarrow$  effet d'apprentissage.

Donc, il y a effet d'apprentissage si la technologie de production à la deuxième période ( $T_2$ ) est supérieure à celle de la première période ( $T_1$ ). C'est-à-dire : pour une quantité produite ( $Q$ ), le coût unitaire à  $T_2$  ( $CM_2$ ) est inférieur à celui de  $T_1$  ( $CM_1$ )  $\rightarrow$  translation de la courbe  $CM$  vers la bas.<sup>58</sup>

**SCHEMA N°11 : Courbe d'apprentissage**



Source : GASMI (ENSM, 2012)

Donc, la réduction des coûts est due aux principaux facteurs suivants : processus d'apprentissage, économies d'échelle, progrès technique, et rationalisation.

<sup>58</sup> GASMI, F. (2012). *Ingrédients analytiques* ; dans *Economie de la régulation*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

La diffusion des EnR se heurte avec d'autres barrières qu'on peut classer sous les catégories liées aux caractères :<sup>59</sup>

- **Légal et réglementaire** : en absence de cadre juridique pour les producteurs indépendants d'électricité (Independent Power Producers, IPPs), ces derniers seront incapables de vendre leur électricité verte au gestionnaire du réseau commun (transport et distribution), c'est le cas des pays où les electric utilities sont toujours en situation de monopole sur les deux segments de production et de commercialisation.

Les petites installations pour la production RES ainsi que l'intermittence de certaines technologies des EnR posent un problème d'interconnexion et peuvent pénaliser les petits producteurs à travers une tarification excessive au réseau de transport et de distribution. D'autre part, des problèmes d'implémentation dans les zones urbaines et les terres agricoles se heurtent avec certaines technologies EnR, tel que les éoliennes onshore et les installations PV.

- **Coût et tarification** : les combustibles conventionnels reçoivent d'importantes subventions publiques, et leurs coûts économiques réels (coûts sociaux) de dommages environnementaux (sur la santé humaine, les infrastructures et les écosystèmes) sont rarement évalués en coûts de carburant, ce qui fait que les externalités négatives sur l'environnement sont sous-évaluées.

Bien que les EnR aient de faibles coûts d'exploitation, leurs coûts d'investissement sont trop élevés, ce qui diminue de la capacité installée des EnR par rapport aux énergies conventionnelles. Les coûts de transaction sont souvent plus élevés pour des petites installations EnR décentralisées que pour les grandes installations centralisées. Les EnR ont des avantages environnementaux par rapport à l'électricité à base de combustibles fossiles, par conséquent, la non-internalisation des coûts externes (externalités positives) dans la tarification des EnR les met dans une situation désavantageuse et n'autorise pas deux types d'énergies pour être comparés sur le même niveau.

- **Performance de marché** : le faible accès aux crédits d'investissement, l'incertitude et le risque sur la performance technologique des EnR, le manque de compétence

---

<sup>59</sup> BECK, F., MARTINOT, E. (2004). *Renewable energy sources and barriers*. (pp.366-370). Encyclopedia of Energy , Volume 05.

dans le domaine des EnR et les informations techniques et commerciales insuffisantes, empêchent les investisseurs (ménages ou industriels) à prendre des décisions économiques liées au développement des EnR.

L'ensemble de ces barrières<sup>60</sup> peut être considéré comme une distorsion du marché qui constitue une discrimination injuste à l'égard des EnR.

Ces barrières peuvent être évaluées à l'échelle de l'Algérie, comme suit :

La loi n°02-01 du 05 Février 2002, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, réorganise le secteur et pose les principes de base de la libéralisation du marché (SCHEMA N°12). Elle définit les conditions, modalités et échéanciers de mise en œuvre. Ses principaux objectifs se résument comme suit :

- La déréglementation : la suppression des monopoles et l'ouverture complète à la concurrence, mis à part les activités concernant les caractéristiques de monopoles naturels (réseaux de transport et de distribution de l'électricité et du gaz).
- La désintégration partielle de l'opérateur historique SONELGAZ et notamment en séparant juridiquement ses différentes fonctions : production, transport et distribution.
- Le libre accès aux réseaux de transport et de distribution pour tous les opérateurs. Selon l'article 13<sup>61</sup>, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de l'électricité sont tenus de connecter à leurs réseaux les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable relevant du régime spécial aux mêmes conditions financières que celles prévues par la réglementation en vigueur pour les producteurs relevant du régime commun.
- La restructuration de SONELGAZ selon le principe de l'unbundling : décomposition de la chaîne de valeur.
- La tarification librement négociée pour les clients éligibles, et tarification réglementée selon le principe de péréquation nationale pour les clients captifs et pour les tarifs d'accès aux réseaux.
- La création d'un marché de gros.

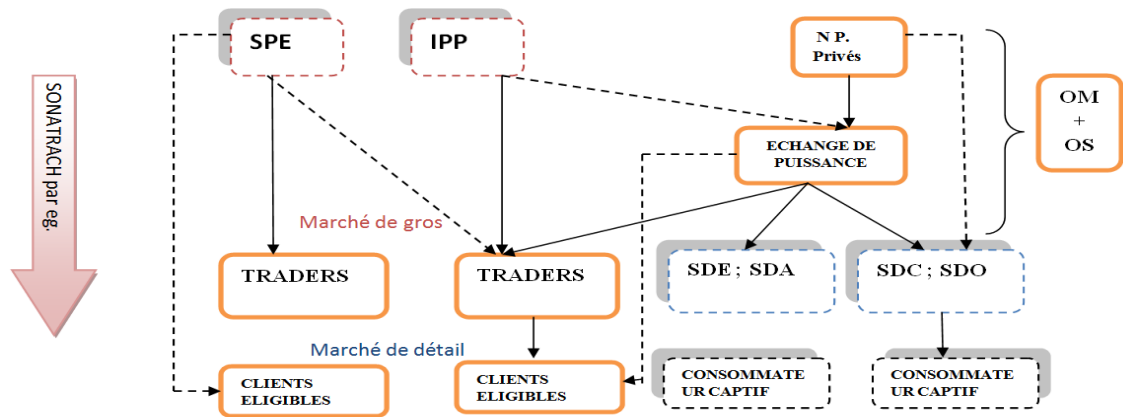
---

<sup>60</sup> Autres études identifient les barrières qui existent à l'égard du développement des EnR : *MENDONÇA, JACOBS et SOVACOL (2010); IEA (2008) ; Commission Européenne (2008)*, font la distinction entre deux formes de barrières: **barrières financière et de marché**, **barrières de non-marché** (qui englobent les obstacles politique et réglementaire, culturelle et comportementale, et les déficit environnementaux).

<sup>61</sup> JORA n°33. Décret exécutif n°13-218 du 09 Chaâbane 1434 correspondant au 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

- La création d'une Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) autonome et indépendante. Elle est investie des missions classiques d'un régulateur en vue de veiller à la transparence des marchés et au bon fonctionnement de la concurrence.

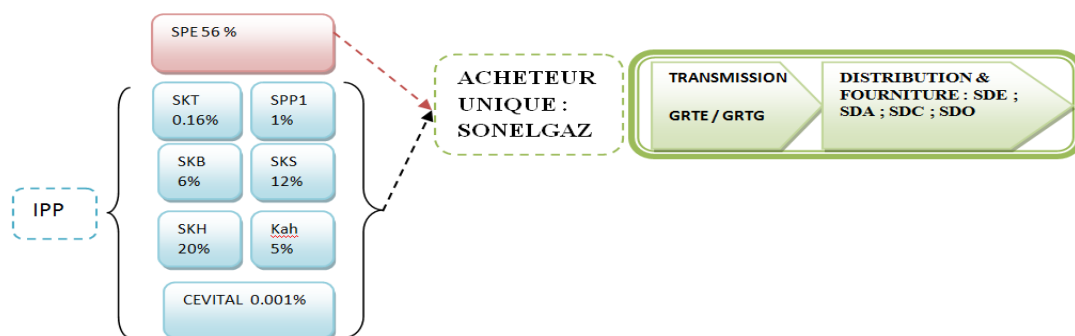
**SCHEMA N°12 : Situation du marché électrique en Algérie selon la loi 2002**



Source : REMKI et BOUDALIA (2013)

Dix ans après, la situation de l'industrie électrique algérienne est toujours en décalage par rapport aux objectifs fixés par la réforme. Le passage d'une structure monopolistique sur toutes les activités de la chaîne de valeur<sup>62</sup> vers une situation de concurrence en amont et en aval telle qu'elle est attendue par la loi, n'existe toujours pas (SCHEMA N°13).

**SCHEMA N°13 : Situation réelle du marché électrique en Algérie en 2011**



Source : REMKI et BOUDALIA (2013)

L'organisation de l'industrie électrique algérienne prévue par la loi de 2002 correspond au modèle n°4 (concurrence sur le marché de gros et de détail), alors qu'en réalité, elle convient au modèle n°2 (monopsonne). Ceci signifie que le marché de gros est ouvert dans les formes et non pas dans les faits.

<sup>62</sup> Chaîne de valeur de l'industrie électrique : production, transport, distribution, commercialisation (alimentation, vente, fourniture).

### Modèle d'organisation du marché électrique

Du point de vue structurel, l'industrie électrique est avant tout une industrie de réseau, l'ouverture à la concurrence en amont et en aval (production et commercialisation) ne peut exister indépendamment des segments en situation de monopole naturel (transport et distribution). Un producteur d'électricité a besoin du réseau de distribution pour vendre son produit.<sup>63</sup>

Dans l'économie d'un pays, le marché de l'électricité est organisé selon un des quatre modèles suivants :<sup>64</sup>

- 1) Le **monopole verticalement intégré (a regulated natural monopoly)** : La principale caractéristique de cette organisation est la présence de l'entreprise en situation de monopole naturel sur tous les segments de l'industrie électrique. Sa mission primordiale est l'approvisionnement en électricité.
- 2) Le **monopsonne ou l'acheteur unique (single buyer)** : Ce modèle se distingue du modèle précédent sur le segment de production. La SPE et les IPPs sont souvent en concurrence pour la fourniture de l'électricité à l'acheteur unique régulé. Le reste de la chaîne reste intégré par le monopoleur.
- 3) La **concurrence sur le marché de gros (competition in the wholesale market)** : La principale caractéristique de ce modèle est l'ouverture totale du segment de production électrique à la concurrence. Les transactions entre les producteurs et les distributeurs sont libres sous contrôle du régulateur.
- 4) La **concurrence sur le marché de gros et de détail (competition in the wholesale and retail markets)** : Le quatrième modèle a les mêmes spécificités que le modèle précédent, en ajoutant la concurrence sur le marché de détail.

<sup>63</sup> STEINER, F. (2001). *L'industrie de l'électricité: réglementation, structure du marché et performances*. (pp.160-195). Revue économique de l'OCDE, (n°32).

Reformulé par REMKI A. (Juin 2013). *Régulation tarifaire des sociétés de distribution d'électricité et impact d'une hausse des tarifs de détails sur la demande en Algérie*. (p.09). Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger. Algérie.

<sup>64</sup> BELYAEV, L.S. (2011). *Electricity Market Reforms: Economics and policy challenges*. éd.Springer. New York, United States of America.

Comme le montrent le schéma ci-dessus, le poids du groupe SONELGAZ est non négligeable sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Il est présent sur tous les segments de l'industrie et détient 100% de la Société de Production d'Electricité (SPE) mais aussi la majorité des capitaux des IPPs (51%) avec le groupe SONATRACH, excepté SKH dont les 51% sont détenus par SNC LAVALIN et L'ÉMIRAT. A côté de l'activité de distribution, les Sociétés de Distribution d'Alger (SDA), du Centre (SDC), de l'Est (SDE), et de l'Ouest (SDO) assurent le service de commercialisation, et donc, les SD maintiennent toujours le monopole sur le segment de commercialisation qui est censé ouvert à la concurrence. On peut juger que l'unbundling de SONELGAZ n'a pas été suffisamment réussi pour créer la concurrence sur le marché. Cependant, les IPPs n'auront pas de difficulté à vendre leur électricité verte au gestionnaire du réseau commun et donc absence du problème d'interconnexion, car la SONELGAZ, qui est déjà en situation de monopole naturel sur les segments de transport et de distribution, détient des parts très importantes dans le capital de ces IPPs.

L'obligation d'acheminement de l'énergie pour les consommateurs disposant d'autorisation d'accès, le programme de développement du réseau et le tarif d'utilisation du réseau fixé et approuvés par la CREG<sup>65</sup>, font face aux problèmes rencontrés par les petits producteurs en terme d'intermittence de certaines EnR.

Une autre barrière légale et réglementaire est l'implantation des installations de la production décentralisée des EnR qui pose toujours le problème de concurrence sur les surfaces dans les zones urbaine et les terres agricoles.

Le prix de cession du gaz naturel destiné à la production d'électricité pour les besoins du marché intérieur, est fixé à 780DA/1000m<sup>3</sup>. Hors que, le prix de cession du gaz naturel destiné à la génération électrique par un producteur d'électricité ne disposant pas d'un réseau de transport de gaz et/ou d'électricité et par les utilisateurs industriels, est fixé à 1560DA/1000m<sup>3</sup>.<sup>66</sup> Cette discrimination des prix montre une subvention dans la production d'électricité conventionnelle à la faveur de la SONELGAZ. Par ailleurs, cette subvention n'existe pas dans la production d'électricité

---

<sup>65</sup> HAKMI, Z. (Juin 2008). *Les réformes dans le secteurs de l'électricité en Algérie*. Séminaire sur l'Harmonisation des législations et Réglementations des trois pays du Maghreb. Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). Casablanca, Maroc.

<sup>66</sup> Décret exécutif n°05-128 du 15 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 24 Avril 2005 portant fixation des prix de cession interne du gaz naturel.

verte, ce qui va rendre les EnR moins compétitifs par rapport aux combustibles fossiles dans la production d'électricité, d'autant plus que les EnR est une nouvelle technologie et ses coûts de capital et de transaction sont très élevés.

La formation des universitaires et des cadres supérieures dans le domaine des EnR est sous la responsabilité du ministère de l'éducation et de l'enseignement supérieur à travers ses unités de formation et de recherche tel que l'Institut Algérien des Energies Renouvelables et de l'efficacité énergétique (IAER), permettant ainsi d'assurer de manière qualitative le développement des EnR en Algérie. Hors, le grand public reste mal informé sur l'aspect technique et commercial des EnR.

A cause du risque de la performance technologique des EnR, la loi de n°04-09 du 14 Août 2004 a prévue la mise en place des instruments de promotion des EnR constitués par un mécanisme de certification d'origine et par un système d'incitation à l'utilisation des EnR. Récemment, il y eu aussi la promulgation du décret<sup>67</sup> concernant les instruments de promotion des EnR (le mécanisme du tarif d'achat garanti)<sup>68</sup>.

Dans ce cadre, la réalisation des objectifs stratégiques de la politique des énergies renouvelables nécessite la mise en place du mécanisme d'encouragement adéquat pour faire face aux barrières rencontrées par les énergies renouvelables.

---

<sup>67</sup> JORA n°33. Décret exécutif n°13-218 du 09 Chaâbane 1434 correspondant au 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

<sup>68</sup> L'Art.26 de la Loi n°02-01 annonçant que «*les quantités d'énergie à écouler sur le marché et visant l'encouragement des énergies renouvelables ou de cogénération doivent faire l'objet d'un appel d'offres défini par voie réglementaire*» est annulée.

**CHAPITRE II :**  
**MECANISMES DE SOUTIEN DES ENERGIES**  
**RENOUVELABLES**

## 1. INSTRUMENTS DE LA PROMOTION DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE

Pour différentes raisons, de nombreuses formes d'énergie ont été subventionnées par les pouvoirs publics. À ce propos plusieurs pays ont commencé des programmes de recherche intensive dès le début des années 1970 pour le développement des RES. Dans la première phase, la R&D était le seul mécanisme pour promouvoir les EnR. Par la suite, autres mécanismes sont mis en place tel que : les investissements, la fiscalité et les tarifs incitatifs. À partir des années 1980, d'autres mesures obligatoires sont utilisées tel que : le système de quotas échangeables, le système d'appel d'offres, et le prix d'achat garanti. À ce propos, plusieurs travaux de recherche théoriques et empiriques ont vu le jour à la fin des années 90. Le débat sur les instruments de promotion des EnR remonte au débat sur les instruments de la politique environnementale qui analyse la régulation par les prix ou par les quantités.

Selon l'intervention de l'autorité publique, les instruments de stimulation du développement des EnR dans la production de l'électricité sont classés en trois catégories (GLACHANT, 2002) :

- Les instruments réglementaires.
- Les instruments basés sur le volontariat.
- Les instruments économiques.

Ces instruments sont souvent attribués à l'ensemble des barrières à l'entrée des EnR :

- Légal et réglementaire.
- Coût et tarification.
- Performance de marché.

Les instruments basés sur le volontariat et les instruments économiques peuvent être distingués suivant :

- la **chaîne de développement** qu'ils visent : R&D, investissement, production, et consommation.
- Les **externalités** qu'ils internalisent : instrument direct pour internaliser les externalités positives des EnR, et instrument indirect pour internaliser les externalités négatives des autres formes d'énergie (VAN DIJK et al, 2003).
- Type de **régulation** : prix ou quantité.

### 1.1. Les instruments réglementaires<sup>69</sup>

Les instruments réglementaires sont des mesures institutionnelles qui servent à définir les normes techniques et l'environnement institutionnel de la production et de la vente d'électricité verte. Ils jouent donc un rôle important, que ce soit dans la phase d'élaboration du projet ou durant l'exploitation. Par exemple les règles concernant l'attribution des permis de construire, les conditions d'Accès des Tiers au Réseau (ATR)<sup>70</sup> dont la répartition des coûts de raccordement, connexion standard au réseau ...etc. les instruments réglementaire peuvent être utilisés en combinaison avec les instruments basés sur le volontariat et les instruments économiques de marché.

### 1.2. Les instruments basés sur le volontariat<sup>71</sup>

Les approches volontaires consistent, pour une entreprise, à mettre en valeur ses performances environnementales et, pour un ménage, à concrétiser en achats ses préférences en matière de protection de l'environnement. Cette stratégie est basée sur la disposition à payer (Willingness to Pay, WtP) du consommateur domestique pour se donner une bonne conscience, et du consommateur industriel pour donner une bonne image (BENABOU et TIROLE, 2010). Les producteurs d'électricité font dès lors de telles offres d'électricité verte à un prix plus élevé que l'électricité conventionnelle, ils cherchent ainsi à récupérer une partie de la rente du consommateur. Encore faut-il s'assurer que l'on ne surestime pas la disposition marginale à payer du consommateur.

#### Différenciation du produit « électricité verte »

Les produits sont différenciés par leurs caractéristiques et leurs attributs. On peut distinguer entre deux types de différenciation de produit :<sup>72</sup>

- La **différenciation horizontale** : des produits sont différenciés horizontalement s'il existe une hétérogénéité des préférences des consommateurs relatives au meilleur mix des caractéristiques et des attributs, c'est-à-dire qu'il n'existe pas de consensus des consommateurs sur ce qui est le meilleur produit ou la meilleure marque. Donc le choix du produit est basé sur le goût du consommateur.

<sup>69</sup> LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *op.cit.* (p.96).

<sup>70</sup> L'accès au réseau de transport dans des conditions non discriminatoires.

<sup>71</sup> LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *ibid.* (p.97).

<sup>72</sup> BENHASSINE, W. (2011). Cours 7: *Les modèles de base de concurrence imparfaite en biens différenciés* ; dans *Introduction à l'économie industrielle*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger. Algérie.

- La **différenciation verticale** : des produits sont différenciés verticalement si les consommateurs sont unanimes pour désigner le meilleur produit ou la meilleure marque. Si tous les produits étaient vendus au même prix, tous les consommateurs achèteraient le même produit de la meilleure marque. Donc le choix du consommateur est basé sur la qualité du produit.

Cependant, l'électricité injectée dans le réseau électrique et consommée par les usagés (industriels ou ménages), que ce soit une électricité conventionnelle ou une électricité verte, est parfaitement la même. La différenciation du produit «électricité verte» n'est perçue qu'en amont de la chaîne de valeur (la production). Donc le consommateur peut être disposé à payer l'électricité verte à un prix supérieur au prix de l'électricité conventionnelle s'il a le sentiment qu'il contribue ainsi à préserver l'environnement.

#### Disposition à payer (Willingness to Pay, WtP)

La disposition à payer est un concept de la théorie du consommateur en microéconomie. Elle désigne «*le montant maximum (prix) qu'un individu est prêt à payer pour les marchandises. En économie, Il s'agit d'une mesure commune de la valeur de ces biens ou services pour l'individu*»<sup>73</sup>. La différence entre le prix réellement payé (prix du marché) et la WtP, forme le surplus net du consommateur. La WtP repose sur la capacité à payer (Ability to Pay, AtP)<sup>74</sup> et indirectement sur la distribution des richesses (Wealth, W). Donc la WtP est limitée par la richesse d'un individu (W). Une transaction se produit lorsque la WtP est supérieur au prix du marché.

La disposition totale du consommateur pour une quantité (q) d'un bien normal est aussi appelé le surplus brut du consommateur (S(q)), tel que :<sup>75</sup>

**$S(0)=0$  ;  $S'(q) \geq 0$  ;  $S''(0) < 0$  →** la courbe S(q) est croissante concave à un taux décroissant. Et  $S'(q)$  est décroissante convexe à un taux décroissant, tel que :  $S'(q)$  est la disposition marginale à payer.

<sup>73</sup> GAFNI, A. (November 1998). *Willingness To Pay: What's in a name?* (pp.465-470). *PharmacoEconomics*. Volume 14 ( issue 5).

<sup>74</sup> Le principe de la capacité à payer (Ability to Pay, AtP) est que le montant des impôts que l'individu paie devrait augmenter avec son revenu.

<sup>75</sup> GASM, F. (2012). *op.cit.*

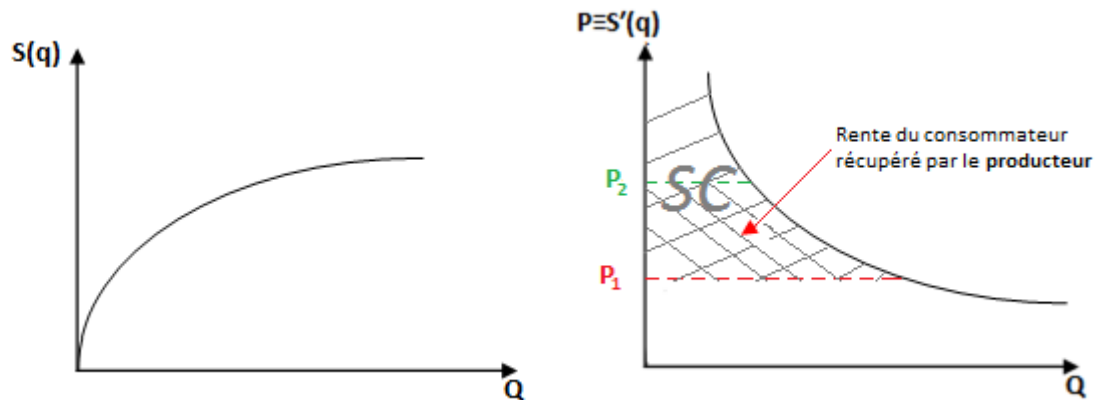
Le consommateur est rationnel et cherche à maximiser son surplus net (SC), tel que :

$$SC = S(q) - pq$$

$$\text{Max } SC_{\{q\}} \rightarrow \Delta CS / \Delta q = 0 \rightarrow \Delta S(q) / \Delta q - p = 0 \rightarrow S'(q) = p$$

Donc le prix est la disposition marginale à payer par définition :  $P \equiv S'(q)$

**SCHEMA N°14 : Dispositions totale et marginale à payer du consommateur**



Source : GASMI (ENSM, 2012)

Deux principaux instruments basés sur le volontariat :

- La **tarification verte (green pricing)** : apparu au début des années 90 aux Etats-Unis pour répondre à la demande des clients/citoyens en faveur des renouvelables. Les US utilities faisaient à leurs consommateurs captifs de payer plus cher leur électricité (green tarif) contre l'assurance que celle-ci était produite en totalité ou en partie à partir de RES en délivrant des certificats verts pour chaque kWh vert produit (green label). Les premiers programmes de la tarification verte ont été lancés en 1993 par la Public Service Company of Colorado. Aujourd'hui, cet instrument est remplacé par le marketing vert.

### Public utilities (Utilities)

La public utility est une organisation qui maintient l'infrastructure (facilité essentielle) d'un service public (électricité, gaz naturel, eau, téléphonie, ...etc.). Elle est soumise à des formes de contrôle public et de régulation afin de protéger l'intérêt public.

La régulation se définit comme étant «*la recherche d'un équilibre précaire entre forces de marché et intervention publique*». Elle s'exerce principalement à travers deux canaux : l'introduction de la concurrence et la régulation socio-économique. La première se préoccupe du respect des droits de la concurrence, d'une part en préservant la politique Anti-trust (pas d'abus de position dominante, contrôle les

fusions/acquisition), et d'autre part, une régulation sectorielle qui a pour mission de réguler les aspects de monopole naturel, et notamment la tarification de l'ATR qui résulte de la mise en concurrence du monopoleur avec d'autres firmes rivales sur les segments de production électrique et de la commercialisation. La seconde forme de régulation vise à protéger les consommateurs des imperfections présentes dans le marché dues à la position de price maker du monopoleur. Ses principales missions se résument à garantir la fourniture du service public, la sécurisation du service, l'obligation de fourniture, la sauvegarde de l'intérêt collectif ainsi que l'égalité du traitement des usagers.<sup>76</sup>

Deux grands principes fondamentaux justifient le contrôle public et de régulation des public utilities. Premièrement, les utilities fournissent des services essentiels pour le bien être de la société (les particuliers et les entreprises), il s'agit d'une industrie qui touche l'intérêt public. Deuxièmement, les caractéristiques technologiques et économiques font que les utilities, comme un seul fournisseur, est souvent capable de servir la demande globale à un moindre coût total en combinaison toute les entités. La concurrence ne peut pas prospérer dans de telles conditions car toute entreprise qui rentre en concurrence avec la public utility, va quitter le marché ou échouer.<sup>77</sup>

Les services publics sont souvent des monopoles naturels parce que l'infrastructure nécessaire pour transporter et distribuer un produit comme l'électricité est très coûteuse à construire et à entretenir (Coûts Fixes, CF). Une firme est en situation de monopole naturel si, pour tout niveau de production, les coûts sont minimisés lorsqu'il existe une seule entreprise (la fonction de coût est sous-additive) :<sup>78</sup>

$$C(q_1+q_2) < C(q_1) + C(q_2) ; \text{ pour tout } q_1, q_2$$

En 1848, John Stewart Mill a publié une analyse des monopoles naturels, notant que «(a) le service de gaz et de l'eau à Londres pourrait être fournie à un coût moins élevé si la duplication des installations et des entreprises compétitives ont été évités, et que (b) dans de telles circonstances, la concurrence était instable et inévitablement était remplacé par le monopole». Le concept de monopole naturel s'applique, au moins, aux

<sup>76</sup> GENOUD, C. (2004). *Libéralisation et régulation des industries de réseau: diversité dans la convergence?* (pp.189-191). Revue Internationale de Politique Comparée, Volume 11 (n°2).

Reformulé par REMKI A. (Juin 2013). *op.cit.* (p.09).

<sup>77</sup> The Regulatory Assistance Project RAP (March 2011). *Electricity Regulation in the US: A Guide* (p.03). Montpellier, United States of America.

<sup>78</sup> GASM, F. (2012). *op.cit.*

composants du réseau utility service (c'est-à-dire au transport et à la distribution). Cependant, même dans les cas où il existe une concurrence suffisante entre les producteurs d'énergie et/ou entre le service détail de facturation (commercialisation), le rôle essentiel du service public dans l'infrastructure (transport et distribution) de la société moderne et technologique justifie sa surveillance attentive.<sup>79</sup>

Une electric utility est la compagnie d'énergie électrique, souvent une public utility qui s'engage dans la production, le transport, la distribution et la commercialisation d'électricité sur un marché réglementé. Au début des années 80, les electric utilities sont devenus compétitifs, sur les segments de production et de fourniture de la chaîne de valeur, dans certains pays (le Chili en 1980, et le Royaume-Uni en 1990<sup>80</sup>) avec la tendance à la libéralisation, la déréglementation et la privatisation des services publics, parallèlement à d'autres réformes axées sur le marché associé aux Chicago Boys<sup>81</sup>.

- Le **marketing vert (green marketing)** : s'appuie sur la volonté des consommateurs de payer (WtP) plus cher des produits procurant des bénéfices environnementaux privés et publics (POLANSKY et MINTU-WIMSATT, 1995)<sup>82</sup>. Le concept est semblable à la tarification verte, à la différence que l'activité de vente de l'électricité verte se déroule dans un contexte de marché électrique libéralisé. Avec l'ouverture de la concurrence des marchés de détails, les producteurs sont en constante recherche de différenciation des produits afin de créer des niches de marché (LEVITT, 1980) et les acheteurs sont en contact direct avec le producteur d'électricité verte de leur choix.

L'efficacité de la tarification verte et du marketing vert est souvent mise en doute :

- Les systèmes fondés sur la WtP du consommateur présentent une difficulté quand les agents ne sont pas directement et clairement affectés par la pollution (FARHAR, 1999), ce qui va influencer le taux d'intégration des EnR.

---

<sup>79</sup> The Regulatory Assistance Project RAP (March 2011). *op.cit* (p.03).

<sup>80</sup> Margaret Thatcher (1990) : Privatisation de l'industrie de production d'électricité au Royaume-Uni.

<sup>81</sup> Le surnom de «Chicago Boys» désigne un groupe d'économistes chiliens des années 1970, formés à l'Université de Chicago et influencés par Milton FRIEDMAN et Arnold HARBERGER.

<sup>82</sup> Ils définissent le green marketing comme «*the application of marketing concepts and tools to facilitate exchanges that satisfy organizational and individual goals in such a way that they preserve, protect, and conserve the physical environment*».

- La poursuite de bien collectif (bénéfice environnementale, greenness) sur la base de contrats privés présente un problème de passager clandestin (free-riding) (RADER et NORGAARD, 1996). Autrement dit, les aspects de l'effet du passager clandestin sont également pertinents pour les programmes de marketing vert dont l'objet consiste à vendre un produit dont les bénéfices publics ne sont pas totalement appropriables par les acheteurs individuels (WISER et PICKLE, 1997). Le phénomène de passager clandestin conduit à un investissement sous optimal en unité d'énergie renouvelable pour la production électrique et représente une perte de marché pour les green marketers entraînant une moindre efficacité de l'instrument. De ce fait, même si les consommateurs expriment une préférence pour les EnR et ont une WtP pour l'électricité verte, il faut que le surcoût de la production soit supporté par tous les consommateurs plutôt qu'individuellement (BLAIR et BIRD 2001), résultat qui a été confirmé par l'étude statistique de FREEMAN (1996)<sup>83</sup>.
- La production d'électricité à partir des EnR centralisées et matures, tel que la grande hydraulique (cas de la Suède), est une façon d'attribuer une rente supplémentaire à des équipements déjà largement amortis, de plus cette rente ne s'est pas traduite par le développement d'une nouvelle unité. Donc il faut associer la tarification verte ou le marketing vert uniquement à des nouveaux équipements.

Autres instruments (indirects) basés sur le volontariat :

- **Accords négociés** entre les producteurs d'un secteur industriel et l'autorité publique (gouvernement) par le biais d'une association professionnelle. L'industrie est libre d'organiser les modalités relatives à l'atteinte des objectifs et la répartition des efforts entre les firmes du secteur. Le caractère volontaire de l'engagement de l'industrie est souvent artificiel puisqu'il est assorti d'une menace de l'autorité publique de mettre en œuvre une politique alternative plus contraignante en cas d'échec (GLACHANT, 2002).

Les instruments basés sur le volontariat complètent ou remplacent d'autres instruments de stimulation du développement des EnR dans la production d'électricité.

---

<sup>83</sup> L'étude statistique de FREEMAN (1996) portant sur un échantillon de 07 compagnies électriques et concernant 300 clients de chacune montre que, dans 06 cas sur 07, les consommateurs préfèrent une approche collective et obligatoire à une contribution volontaire individuelle.

### 1.3. Les instruments économiques

Les instruments économiques sont plus récents que les instruments réglementaires et plus utilisés que les instruments basés sur le volontariat.

Les principaux instruments économiques sont : <sup>84</sup>

- **Prix d'achat garantis (Feed-In Tariffs, FITs)** : le FIT est un mécanisme basé sur le prix exprimé en unité monétaire/kWh. Lancé pour la première fois en 1978 au Etats-Unis sous le PURPA, ensuite en Allemagne en 1990 sous le Germany's RES Act. Aujourd'hui, l'approche du FIT est adoptée par le Danemark (en 1992), la France, la Grèce, l'Italie, le Portugal, l'Espagne (en 1997), et la Suède qui, grâce à la combinaison du FIT et de la subvention de la production à partir de RES, a pu maintenir une part de 50% de la production globale de l'éolien durant plusieurs années.
- **Système d'enchères concurrentielles (competitively bid renewable resources obligations)** : le système des enchères est un mécanisme basé sur la quantité exprimée en kW ou MW. Lancé pour la première fois en 1990 au Royaume-Uni dans le cadre de Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO), mais très vite abandonné après le NFFO-4 en 1997. Plus tard cette approche est adoptée par autres pays, tel que la France sous le programme EOLE en 1996 pour l'énergie éolienne, et l'Australie sous le programme Renewable Energy Commercialisation Program.
- **Renewable Portfolio Standards, RPS** : le RPS est un mécanisme basé sur la quantité exprimée en MW vert ou en pourcentage (%) vert de l'électricité produite. Lancé au début des années 2000, l'approche de RPS était adoptée par plusieurs pays, tel que les Etats-Unis (en 2000, le Texas fixe l'objectif d'atteindre le montant de 2000MW de capacité produite de RES pour 2008), les Pays-Bas (objectif d'atteindre 5% d'électricité produite de RES en 2010 et 17% en 2020), le Danemark (20% en 2003), l'Espagne, la France, la Suède, le Royaume-Uni (3% en 2003, et 10% en 2010), l'Australie, le Japon, le Brésil (en 2001, 3000MW pour 2016).
- **Certificats verts échangeables (Tradeable Green Certificates, TGC)** : lancé en 2001, la TGC est un mécanisme de marché basé sur la quantité et adossé au système RPS. Ce mécanisme est appliqué dans différents pays : le Royaume-Uni, le Danemark, la Belgique, l'Australie, les Etats-Unis. Des TGC pour plus de 22500MW ont été

---

<sup>84</sup> Détaillé plus loin, dans les chapitres II et III.

issues en 2003 en Europe. Ce mécanisme peut être aussi couplé avec les instruments basé sur le volontariat.

Autres instruments économiques :<sup>85</sup>

a) Les **subventions fiscales** qui comprennent :

- **Subvention en capital (Capital Subsidies, CS)** : un subside unique visant à couvrir le coût du capital d'un investissement RES.<sup>86</sup>
- **Taxes environnementales** : écotaxes sur l'électricité produite de source non renouvelables, taxes/permis sur les émissions de CO<sub>2</sub>.
- Réduction de subvention des combustibles fossiles et du nucléaire.

b) Les **subventions publiques financières** qui comprennent :

- Subvention fixe à la R&D.
- Prêt à des taux réduits.
- Subvention fixe à l'investissement.

À l'heure actuelle, les options d'électricité verte bénéficient d'un large éventail de mécanismes de soutien, où les mesures de soutien traditionnels existent encore à côté des incitations plus récents.

Afin d'accroître l'utilisation des EnR, de nombreux obstacles doivent être surmontés. À cet effet, une palette d'instruments pour promouvoir l'électricité verte est mise en place pour surmonter ses obstacles et soutenir la politique des EnR. À l'appui de cette affirmation, nous avons rassemblé des informations provenant de différentes études (HASS et al, 2000 ; VAN DIJK et al, 2003 ; BECK et MARTINOT, 2004 ; HANS et al, 2009) et a établi une correspondance entre les barrières et les instruments les plus utilisés. Ces relations sont présentées dans le tableau ci-dessous.

---

<sup>85</sup> VAGLIASINDI, M. (2013). *Revisiting Public-Private Partnerships in the Power Sector*. (p.61). éd.The World Bank. Washington. United States of America.

<sup>86</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (p.563).

**TABLEAU N°05 : Catégorisation des principaux instruments direct et indirect de stimulation du développement des énergies renouvelables, selon le type de régulation et leurs positions dans la chaîne de valeur et les barrières correspondants**

Barrière aux EnR	Instruments de stimulation du développement des EnR		Direct		Indirect
			Prix	Quantité	
Légal et réglementaire	Réglementaire		Régulation de l'interconnexion (ATR)		Connexion standard au réseau
Coût et tarification  Performance du marché	Economique	R&D	-Prêt à des taux réduits -Subvention fixe à la R&D		Taxe environnementale
		Investissement	-Subvention en capital -Subvention fixe à l'investissement		
		Production	Prix d'achat garanti (FIT)	- Enchère concurrentielle - Certificat vert échangeable (TGC)	
		Consommation	Réduction de taxes sur la consommation d'EnR		
	Basé sur le volontariat	Production	Tarification verte/Marketing vert : green tarif, green label	Quota de production obligatoire	Accord négocié
		Consommation	/	Quota de consommation obligatoire	

Source : établi par nos soins, inspiré de HASS et al. (2000), VAN DIJK et al. (2003), BECK et MARTINOT (2004), HANS et al. (2009)

La politique mise en œuvre dans un pays pour stimuler le développement des énergies renouvelables montre que les instruments économiques utilisés présentent des similitudes importantes avec les instruments des politiques environnementales auxquelles ils sont assimilables. Ils soulèvent les mêmes questions d'efficacité dans le débat «prix versus quantité». Cela nous invite à procéder à une analyse comparée de l'efficacité des instruments de la promotion des EnR dans la production de l'électricité pour identifier celui ou ceux qui permettraient d'atteindre les objectifs visés au moindre coût.<sup>87</sup>

<sup>87</sup> MENATEAU, P., FINON, D., LAMY, M.-L. (27 Mars 2002). *op.cit.* (pp.01-02).

## 2. ANALYSE THEORIQUE

Cette partie a pour objectif l'évaluation théorique comparative des trois principaux instruments économiques de soutien aux EnR que nous avons identifié précédemment (FIT, enchères concurrentielles, et TGC) selon l'existence d'asymétrie en cas de situation d'information imparfaite, le profil de risque, leurs efficacités environnementale, économique, transactionnelle, et dynamique (que nous définirons plus bas). Nous présenterons également les avantages et désavantages de chaque instrument économique. Mais en premier lieu, nous expliquerons les principes de base de leur fonctionnement.

### 2.1. Fonctionnement des différents instruments<sup>88</sup>

#### Prix d'achat garantis

Le système des FITs consiste à imposer aux compagnies d'électricité l'achat de l'électricité produite par les producteurs d'électricité verte situés sur leur zone de desserte à un tarif fixe supérieur au prix de marché. Ce prix est imposé par les pouvoirs publics ou le régulateur, et est garanti sur une période à long terme (en général de l'ordre de **15ans**) et révisé périodiquement (généralement, tout les **5ans**). Le prix est revu à la baisse pour prendre en compte le progrès technique et varie selon la localisation, la technologie et la taille du projet EnR. L'obligation d'achat concerne, selon les cas, l'opérateur historique en charge des missions de service public ou les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, lesquels répartissent ensuite cette électricité verte entre les fournisseurs. Ce prix garanti devrait logiquement refléter le coût marginal à long terme de l'électricité verte en y intégrant un taux de profit raisonnable et devrait être suffisamment incitatif pour rendre les investissements attractifs dans le secteur.

Selon le SCHEMA N°15, le FIT est fixé à Pin. Les producteurs sont incités à exploiter l'ensemble des sites disponibles jusqu'à ce que leurs coûts marginaux de production

---

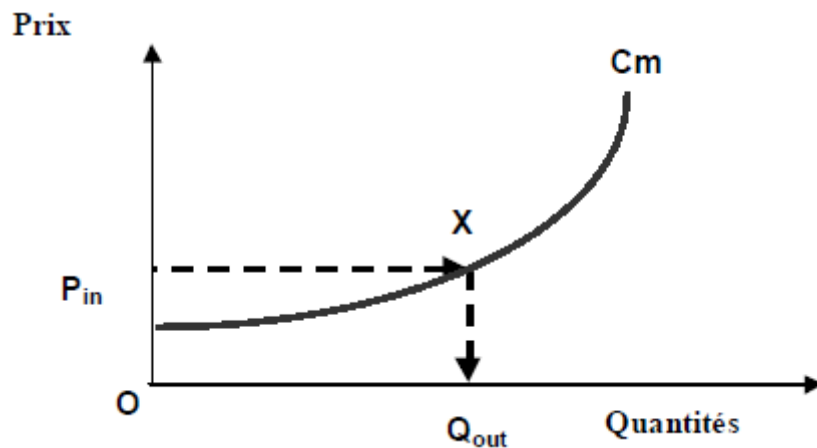
<sup>88</sup> BHATTACHARYYA, S.C. (2011). *op.cit.* (pp.262-265).

PERCEBOIS, J. (25 octobre 2004). *La promotion des énergies renouvelables: prix garantis ou marché de certificats verts?* (pp.04-14). Cahier de recherche, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie (CREDEN), Faculté des Sciences Economiques, Université de Montpellier 1, France.

MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M.-L. (Mai 2001). *Prix versus quantités: Les politiques environnementales d'incitation au développement des énergies renouvelables.* (pp.07-10). Cahier de recherche n°25. Institut d'économie et de politique d'énergie (IEPE), Centre National de la Recherche Scientifique et de l'Université Pierre Mendès, Grenoble, France.

d'électricité verte ( $C_m$ ) soient égaux au FIT proposé. Donc, tout producteur avec un coût marginal  $C_m \leq P_{in}$ , entre sur le marché et bénéficie bien entendu du tarif  $P_{in}$ . Il produit alors une quantité qui correspond à  $Q_{out}$  qui n'est pas connue a priori si la courbe  $C_m$  n'est pas connue, ce qui est généralement le cas. Le coût global de réalisation de l'objectif est donné par la surface  $P_{in} * Q_{out}$ . Le point important à noter ici est que les projets avec des coûts faibles de production vont gagner une rente différentielle grâce à leur meilleure localisation et technologie : on parle d'inefficacité productive<sup>89</sup>. Le FIT permet au producteurs de capturer cette rente qui offre une incitation pour l'innovation.

#### SCHEMA N°15: Prix d'achat garanti



Source : MENANTEAU et al (2001)

#### Enchères concurrentielles

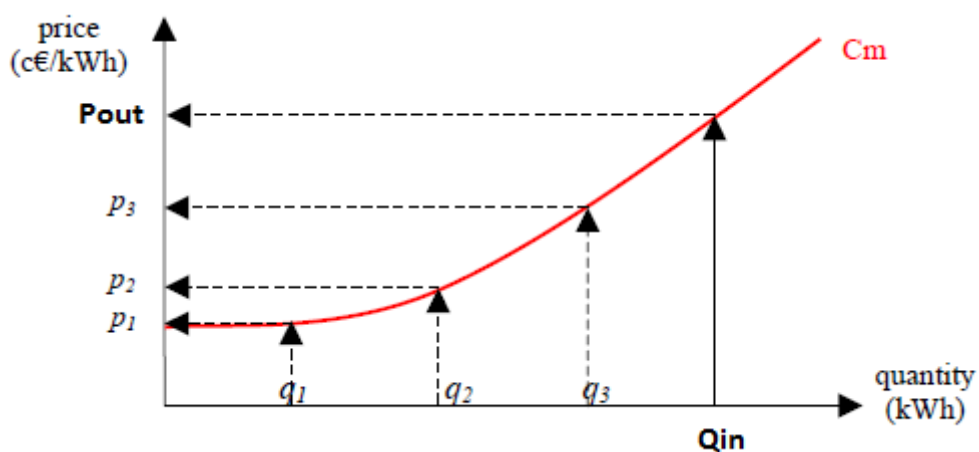
Avec les enchères concurrentielles, l'autorité régulatrice définit un marché protégé pour une quantité donnée d'électricité d'origine renouvelable avec obligation d'achat des producteurs retenus par le gestionnaire du réseau. Ce système consiste à mettre les producteurs potentiels en concurrence pour atteindre cet objectif au meilleur coût : on parle d'efficacité allocative<sup>90</sup>. La concurrence porte sur les prix du kWh vert proposés lors des enchères. Ces propositions sont classées par ordre de coût croissant (logique dite du « merit order ») jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères ( $Q_{in}$ ) soit atteinte (SCHEMA N°16). Pour atteindre cet objectif ( $Q_{in}$ ), les producteurs avec un coût marginal  $C_m \leq P_{out}$  seront retenus, de telle sorte que  $P_{out}$  est le prix maximum

<sup>89</sup> L'efficacité productive indique que le niveau de production est fourni au bon coût de production (GASMI, 2012).

<sup>90</sup> L'efficacité allocative indique de l'on a atteint le bon niveau de production, donc le bon niveau de prix: tarification au coût marginal (GASMI, 2012).

proposé par le dernier enchérisseur. Les producteurs retenus au terme de l'appel d'offre bénéficient d'une garantie d'achat sur la durée prévue au cahier des charges. Le prix contractuel de rachat est soit le prix-limite (le coût marginal de la dernière offre rejetée) soit le prix demandé par chacun des offreurs retenus. Dans le premier cas on parle «d'enchères à la française» (bid at the marginal price) où tous les producteurs retenus reçoivent le même prix. Dans le second cas on parle «d'enchères à la hollandaise» ou enchères discriminatoires (pay as bid) où le prix versé varie d'un producteur à l'autre, ce qui va supprimer la rente différentielle du producteur supportée par les consommateurs : on parle d'efficacité productive. Cela va réduire le coût global de réalisation de l'objectif, ce dernier est donné par la surface située sous la courbe de  $C_m$ . Cependant, en retirant la rente, l'incitation à innover est réduite. Les subventions implicites attribuées à chaque producteur sélectionné correspondent à l'écart entre le prix de l'enchère et le prix du marché de gros. La procédure d'enchères concurrentielles permet de révéler les coûts marginaux de production de l'ensemble des producteurs. La quantité d'électricité verte résultant de la procédure d'enchères concurrentielles est parfaitement connue a priori, bien que atteindre ou pas l'objectif  $Q_{in}$  reste inconnu. Par contre, le coût marginal ainsi que le coût global de réalisation de l'objectif sont incertains (ils ne sont pas connus en ex-ante) si la forme de la courbe de coût n'est pas connue avec précision.

**SCHEMA N°16 : Enchères concurrentielles**



Source : MENANTEAU et FINON (2004)

### Certificats verts échangeables

Le système de TGC fonctionne sur la base de quotas obligatoires de production d'électricité d'origine renouvelable (Renewable Obligations, RO) imposés par la puissance publique aux opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité (distributeurs-revendeurs, producteurs, consommateurs). La RO représente une fraction (%) de l'électricité totale produite par ces opérateurs.

Les opérateurs ont alors la possibilité de :<sup>91</sup>

- Produire l'électricité verte.
- Acheter cette électricité à un autre producteur.
- Acquérir sur le marché les certificats verts émis par le RO administrator et correspondant à de l'électricité verte produite par les opérateurs qui ne sont pas soumis à de telles obligations ou qui produisent cette électricité au-delà de leur quota. Les producteurs d'électricité verte reçoivent alors pour chaque MWh vert produit un certificat et ils vendent deux biens distincts sur deux marchés :
  - L'électricité verte physique est vendue sur le marché de gros de l'électricité au prix de l'électricité conventionnelle.
  - Le certificat vert, qui représente la valeur ajoutée de cette électricité, est négocié sur le marché des certificats. Le prix du certificat est en principe égal à la différence entre le Cm et le prix de l'électricité conventionnelle. Le prix plafond du certificat est donné par l'amende que le fournisseur doit payer s'il ne respecte pas son quota.

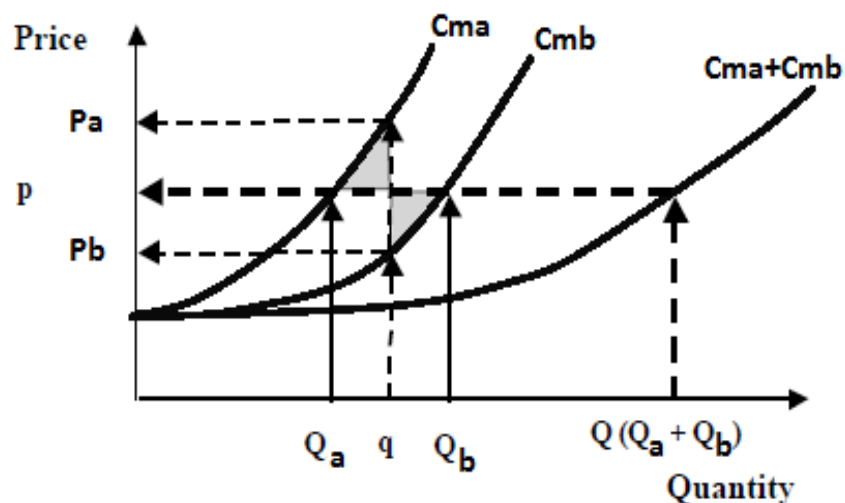
Les quantités à atteindre sont définies au plan national comme dans le cas des enchères concurrentielles, puis ensuite réparties entre chaque opérateur et le prix est défini par le marché. Comme les opérateurs concernés ne bénéficient pas tous des mêmes opportunités de valorisation des RES et présentent donc des courbes Cm distinctes, le système de TGC présente un intérêt allocatif : on parle d'efficacité allocative. Le système de certificats organise une répartition plus efficace de l'effort collectif en permettant l'égalisation des coûts marginaux (Cm) entre les opérateurs et en incitant à l'entrée de producteurs spécialisés.

---

<sup>91</sup> HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (p.46).

La logique économique ici est que l'échange des certificats permet aux fournisseurs d'électricité d'atteindre l'objectif au moindre coût. Prenons le cas de deux distributeurs A et B soumis à un objectif de production  $2q$  ( $q$  chacun). Le coût marginal de production de l'électricité verte est donné par  $C_{ma}$  pour le producteur A, et  $C_{mb}$  pour le producteur B (SCHEMA N°17). Comme A bénéficie d'une ressource de moins bonne qualité (producteur inefficace), il est donc face à une courbe de coût plus importante par rapport à celle de B. Si A est le seul producteur obligé par la réalisation de l'objectif  $q$ , son coût sera  $P_a$ , alors que B peut atteindre la cible  $q$  à  $P_b$  grâce à son avantage coût (producteur efficace). La possibilité d'échanger les certificats lui permet de limiter sa production à  $Q_a$ , puis d'acheter des certificats au prix d'équilibre  $p$  pour atteindre la quantité fixée  $q$ . De son côté, le producteur B accroît sa production jusqu'à  $Q_b$  et revend son excédent de certificats sur le marché au prix  $p$ . Donc, un producteur (A) dont les coûts marginaux sont rapidement croissants dans le domaine de l'électricité verte préférera acquérir des certificats verts plutôt que de produire lui-même dès lors que son coût marginal de production ( $C_{mA}$ ) dépassera le prix d'acquisition des certificats. L'introduction des certificats entraîne une réduction du coût de réalisation de l'objectif  $2q$  matérialisée par les surfaces en grisé, par rapport à une situation sans flexibilité où les opérateurs sont soumis à des contraintes  $q$  chacun. Cela est profitable aux producteurs car le système peut atteindre la cible à un prix inférieur  $p$ , et profitable à la collectivité dans son ensemble en imposant le soutien le moins onéreux possible pour la promotion des EnR.

#### SCHEMA N°17 : Certificats verts échangeables



Source : MENANTEAU et al (2003)

## 2.2. Evaluation des différents instruments

### Asymétrie en situation d'information imparfaite<sup>92</sup>

Les approches par les prix ou par les quantités ne sont pas équivalentes en situation d'information limitée et d'incertitude (CROPPER et OATES, 1992), d'où le fameux débat sur les mécanismes incitatifs les plus efficaces à mettre en œuvre pour promouvoir les EnR dans la production d'électricité. **Prices vs. Quantities** (WEITZMAN, 1974), un titre très célèbre de l'article de M.L.WEITZMAN et un modèle de référence en ce domaine.

En situation d'information parfaite, les approches de contrôle de pollution par les prix ou par les quantités (instruments de la politique environnementale) présentent une totale symétrie (SCHEMA N°18). Alors qu'en présence d'une incertitude sur les coûts de contrôle de la pollution, les contrôles par les prix, représentés ici par les taxes, fixent le coût marginal de conformité et mènent à d'incertain niveau de dépollution. Alors que les contrôles par les quantités (quotas), représentés ici par les permis négociables, fixent le niveau de conformité mais mènent à des coûts marginaux incertains. L'analyse menée par WEITZMAN a permis de clarifier ce point ainsi que de déduire les conditions sous lesquels une politique est préférable à une autre, en partant du cadre théorique en situation d'information parfaite à celui en situation d'incertitude sur les courbes de coût de dépollution.

---

<sup>92</sup> LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *op.cit.* (pp.184-200).

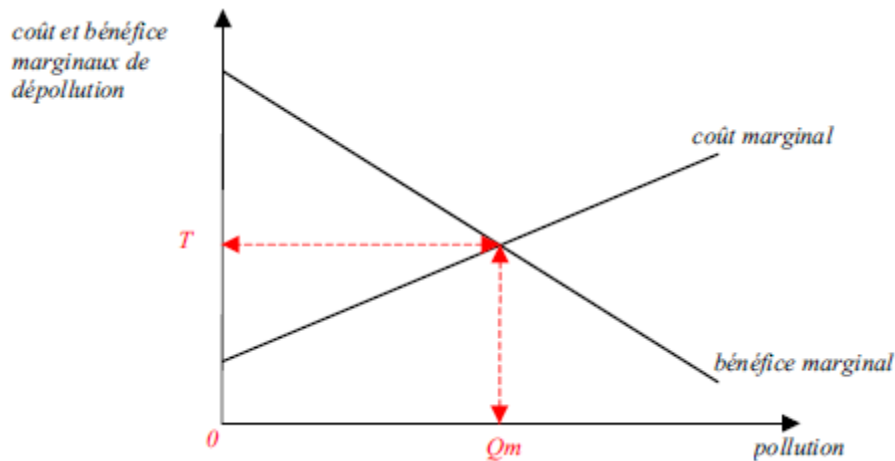
MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M.-L. (Mai 2001). *op.cit.* (pp.10-12).

PERCEBOIS, J. (25 octobre 2004). *op.cit.* (pp.02-04).

PERCEBOIS, J. (Juillet 2009). *Tarifification de l'électricité : principes et applications.* (p.83). Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie (CREDEN), Université de Montpellier 1, France.

WEITZMAN, M.L. (October 1974). *Prices vs. Quantities.* (pp.477-490). Éd.JSTOR. The Review of Economic Studies , Vol.41, n°04.

**SCHEMA N°18 : Instruments prix et quantité en situation d'information parfaite**



Source : LAMY (2004)

Le modèle de base porte sur la comparaison des deux catégories d'instruments sur l'étude des fonctions de bénéfice et de coût marginaux. Le «théorème de WEITZMAN» s'énonce comme suit : «si la pente du bénéfice marginal est plus faible que celle du coût marginal, l'instrument prix est en moyenne plus avantageux collectivement que l'instrument quantité, et inversement dans le cas contraire». Autrement dit, si la pente<sup>93</sup> du coût marginal est plus forte que celle du bénéfice marginal, c'est-à-dire que la variation du prix ( $\Delta p_{cm}$ ) est plus grande que la variation des quantités ( $\Delta q_{cm}$ ) :  $\Delta p_{cm} > \Delta q_{cm}$  (courbe pas plate, légèrement verticale, courbe croissante avec des taux croissant), on fait le choix de l'instrument prix.

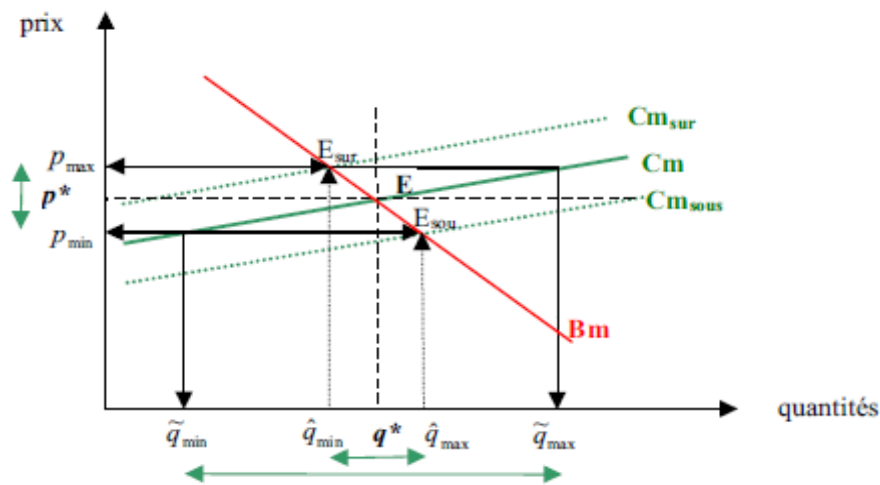
Comme la courbe du coût marginal est inconnue ex-ante, le régulateur peut être face à une importante erreur d'estimation surtout au cas où la courbe de coût marginal plate (SCHEMA N°19):

a) si on sur-estime la courbe du coût marginal, il y aura une sur-production par rapport à l'objectif visé ( $q_{min}^{\hat{}}$  anticipée  $\rightarrow$   $q_{max}^{\sim}$  réelle), donc un coût global de réalisation de l'objectif ( $p_{max} * q_{max}^{\sim}$ ) très élevé.

b) si on sous-estime la courbe du coût marginal, il y aura une sous-production par rapport à l'objectif visé ( $q_{max}^{\hat{}}$  anticipée  $\rightarrow$   $q_{min}^{\sim}$  réelle), donc existence d'un risque de ne pas atteindre la quantité voulue ( $q_{max}^{\hat{}}$ ).

<sup>93</sup> Pente =  $\Delta p / \Delta q$ .

**SCHEMA N°19 : Effets des erreurs d'estimation du régulateur selon l'instrument utilisé quand la courbe de coût marginal est plate**



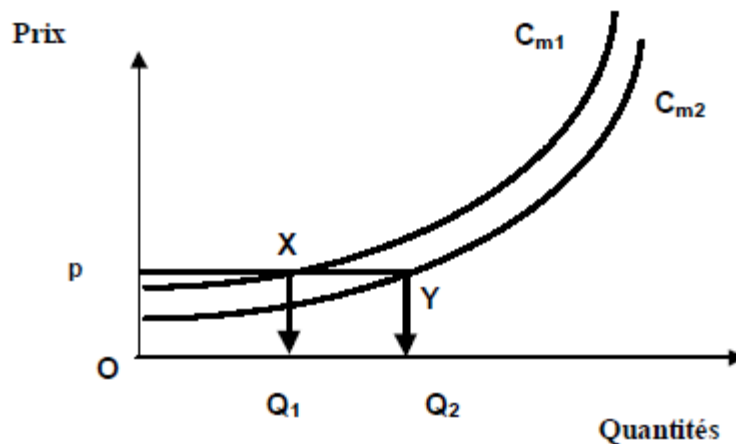
Source : LAMY (2004)

Donc, le choix de l'instrument optimal dépend de la pente relative des courbes de coût marginal et de bénéfice marginal associée à chaque cas. Le raisonnement s'applique lorsqu'il s'agit d'externalités négatives (réduire le degré de pollution) mais également lorsque l'on a affaire à des externalités positives (promouvoir des énergies non polluantes : les EnR). La question est évidemment de savoir si, en pratique, la courbe de coût marginal est ou non plus pentue que celle du bénéfice marginal lorsqu'on applique ce raisonnement au développement des EnR. Plusieurs études plus récentes (citées par MENENTEAU et al, 2002 ; LEDEIN, 2003) font apparaître que la pente de la courbe de bénéfice marginal est plus faible que celle de la courbe de coût marginal : Le coût marginal est rapidement croissant dans la mesure où les sites éoliens les plus favorables vont être utilisés en priorité et les sites suivants seront plus coûteux à valoriser (VOOGT et al, 2001 ; HUBER et al, 2001). Par contre le bénéfice marginal est relativement constant (coûts de production évités de l'électricité conventionnelle, y compris les externalités négatives). En conséquence l'instrument prix (politique des prix garantis) devrait logiquement être privilégié par la puissance publique, par rapport à l'instrument quantité (politique des quotas).

Dans la phase actuelle du développement des EnR, les courbes de coût de l'éolien sont relativement plates, on observe qu'une faible variation dans le prix d'achat proposé a des répercussions importantes sur les quantités produites. Le coût global de réalisation de l'objectif étant donné par le produit **P\*Q** (SCHEMA N°20), la fixation d'un prix de reprise mal estimé se traduit alors par une forte production d'électricité d'origine

éolienne et un volume de subventions publiques très important ( $P \cdot Q_2$ , au lieu de  $P \cdot Q_1$ ). Dans ce cas, l'approche par les quantités permet de limiter ce risque car l'organisation d'enchères successives autorise un contrôle total sur les quantités et donc sur le volume de subventions publiques. WEITZMAN remarque toutefois qu'une plus grande variance de la pente du coût marginal favorise l'instrument quantité. Face à une forte incertitude, l'instrument quantité sera souvent préféré par le décideur public car il est générateur d'erreurs moins importantes que l'instrument prix.

**SCHEMA N°20 : Prix et quantités en situation d'incertitude**



Source : MENANTEAU et al (2001)

**Profil de risque**<sup>94</sup>

Il est utile d'identifier les profits de risque respectifs des mécanismes basés sur le prix et la quantité. En principe, les FITs sont exempts de risque et, corrélativement, présentent des niveaux de rentabilité moins élevés. A l'inverse, les rendements des TGC sont plus élevés mais sont à priori plus exposés aux risques réglementaires (risque de l'électricité classique et des TGC) ainsi qu'au risque de marché (risque volume). Ceci a été confirmé par les études comparées de C. MITCHELL et al (2006), J.-P. HANSEN et J. PERCEBOIS (2009).

<sup>94</sup> BHATTACHARYYA, S.C. (2011). *op.cit.* (pp.266-267).  
HANSEN, J.-P., PERCEBOIS, J. (2010). *op.cit.* (pp.573-576).

Tenir compte des risques de prix, de volume et d'équilibrage auxquels sont confrontés les investisseurs des EnR sous les mécanismes de soutien basés sur le prix et la quantité, les résultats de l'étude comparée de MITCHELL et al (2006) entre les RO au Royaume Unis et le FIT en Allemagne<sup>95</sup> nous ont permis de tracer le tableau suivant.

**TABLEAU N°06 : Evaluation des mécanismes de soutien selon le type de risque (FIT et RO)**

	<b>FIT</b>	<b>RO</b>
<b>Risque de prix</b>	Pas de risque de prix pour les producteurs: le prix est fixe et connu à priori et l'arrangement contractuel facilite le financement de projets EnR	Risque de prix existe pour les investisseurs: le prix est décidé par le marché (interactions offre-demande)
<b>Risque de quantité</b>	Pas de risque de volume pour les producteurs: le gestionnaire de réseau d'électricité est obligé d'acheter toute la quantité d'électricité verte produite au prix fixé	Risque de volume existe: les producteurs n'ont pas de garantie du volume, une fois que cet objectif soit atteint, aucune garantie d'acheter l'excédent de la quantité produite
<b>Risque d'équilibrage</b>	Pas de risque d'équilibrage : Pas de pénalité pour production intermittente. Le producteur n'a pas à se soucier de l'inadéquation entre l'offre prévue et réelle. C'est de la responsabilité de l'opérateur système	Risques d'équilibrage existe : pénalité imposée pour des positions hors équilibre. Le producteur assume le risque de sur- ou sous-performance

Source : établi par nos soins, inspiré de MITCHELL et al (2006), apparu dans BHATTACHARYYA (2011)

Conformément aux conclusions du modèle de WEITZMAN, le système des prix garantis a encore aujourd'hui la préférence sur celui des quotas, au sein de l'Union Européenne du moins. Il peut s'avérer coûteux mais semble avoir été efficace pour relancer la production d'électricité verte ces dernières années.<sup>96</sup>

Selon l'étude comparée de HANSEN et PERCEBOIS (2009) sur les systèmes FITs et TGC dans neuf pays européens, le modèle économique de long terme pour une mise en service d'une unité d'éolien offshore a eu pour résultat le risque associé à chaque mécanisme mesuré par un coefficient unique du profil de recettes (Rm)<sup>97</sup>: les FITs semblent offrir un rendement plus faible, alors que le système des TGC offrent une meilleure attractivité économique mais un risque plus élevé (SCHEMA N°21).

<sup>95</sup> Voir: MITCHELL C., BAUKNECHT D., CONNOR PM (2006). *Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and feed-in system in Germany*. Energy Policy, (34:297-305).

<sup>96</sup> PERCEBOIS, J. (25 octobre 2004). *op.cit.* (p.13).

<sup>97</sup> 
$$Rm = \frac{\sum_i^n \frac{Ri}{(1+k)^i}}{\sum_i^n \frac{Ei}{(1+k)^i}} = \frac{VA(Ri)}{VA(Ei)} \text{ (€/MWh)} ; \text{ Où :}$$

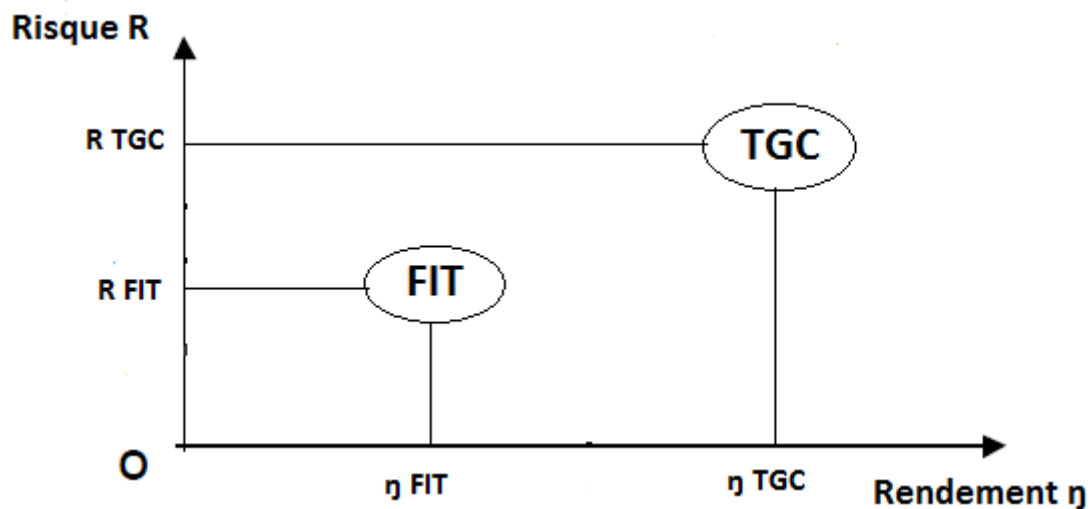
VA(Ri) : valeur actualisée des recettes annuelles du mécanisme considéré (€).

VA(Ei) : valeur actualisée de la production de l'unité considérée (MWh).

k : coût moyen pondéré du capital (taux d'actualisation), fixé à 7%.

n : la durée de vie, estimée à 20ans.

## SCHEMA N°21 : Rendement et risque des mécanismes de soutien (FIT et TGC)



Source : HANSEN et PERCEBOIS (2010)

### Efficacité<sup>98</sup>

Dans l'objectif de stimuler le développement du marché de l'électricité verte, l'Etat intervient<sup>99</sup> à travers les différents mécanismes de soutien de la production d'électricité produite de source renouvelable. La valeur de cette intervention publique s'appréhende par les avantages qu'elle procure à la collectivité, tout en s'assurant que les coûts sont minimisés : Le coût total de production ainsi que le surplus de producteur doivent être minimisés. Afin de minimiser le coût de production, il est important d'offrir des incitations aux investisseurs de sorte qu'ils choisissent les technologies, les tailles et les sites de telle sorte que les coûts de production sont réduits au minimum. Par ailleurs, des mesures pour minimiser le coût supporté par le consommateur et donc baisser le surplus du producteur (profit du producteur), devraient être introduites.

<sup>98</sup> FINON, D., MENANTEAU, P. (2004). *The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewable*. (pp.10-14). Energy Studies Review, Volume 12, Issue 1, Article 3.

HELD, A., HAAS, R., RAGWITZ, M. *On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU*. (p.09). Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research & Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Gusshausstrasse, Germany & Austria.

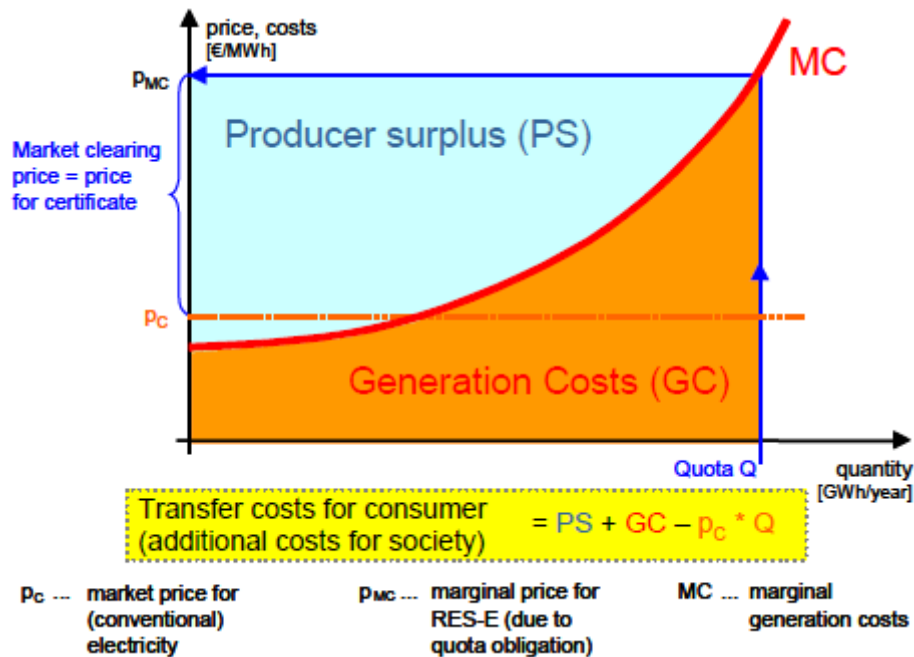
LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *op.cit.* (pp.88-90 ; pp.293-296).

MENANTEAU, P., FINON, D., LAMY, M.-L. (Mai 2001). *op.cit.* (pp.12-13).

RAGWITZ, M., HELD, A., RESCH, G., FABER, T., HUBER, C., HAAS, R. (September 2006). *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*. (pp.04-05). Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, German Federal Environment Agency (UBA) & Ministry for the Environment, Germany.

<sup>99</sup> L'intervention publique peut se justifier de deux façons: la correction des externalités négatives résultant de l'utilisation des combustibles fossiles, et l'efficacité dynamique recherchée par la stimulation du changement technique (MENANTEAU et al, 2001).

## SCHEMA N°22 : Définition basic des éléments de coût (cas : TGC)



Source : RAGWITZ et al (2006)

Dans certains cas, ces deux objectifs (réduire les coûts de production et le surplus du producteur) ne peuvent pas être atteints ensemble. Les instruments économiques doivent être efficaces, c'est-à-dire orienter vers l'atteinte de l'objectif quantitatif fixé, pour augmenter la pénétration de l'électricité verte dans le mix énergétique. Mais ils doivent également être efficaces, consistant à la mise en relation des coûts et ressources mobilisés avec les résultats, en vue de minimiser les coûts publics résultant (coût de transfert pour la collectivité) au fil du temps. Cela a suscité d'importants débats sur les mécanismes incitatifs les plus efficaces à mettre en œuvre pour la promotion de la production d'électricité d'origine renouvelable.

Sous le thème «*Efficacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques: le cas des énergies renouvelables*» pour l'obtention du doctorat en économie, M.-L. LAMY (2004) traite de ce type de débat en analysant l'efficacité environnementale, l'efficacité économique statique, l'efficacité transactionnelle, et l'efficacité dynamique des trois mécanismes de soutien : FIT, enchères concurrentielles, et TGC.

- **Efficacité environnementale** : l'efficacité environnementale d'un instrument économique se mesure par le degré avec lequel l'objectif politique est atteint, mais également par le temps écoulé entre la mise en œuvre de la politique et l'atteinte de l'objectif (ENZENSBERGER et al, 2001).

- **Efficacité économique statique** : l'efficacité économique évalue si l'instrument a permis d'atteindre les objectifs de la politique avec un meilleur rapport coût-efficacité, c'est à dire, réaliser un niveau donné de production d'électricité verte tout en limitant au minimum les coûts globaux.
- **Efficacité transactionnelle** : les coûts de transactions, tel que les coûts de recherche de l'information et les coûts de gestion des contrats, sont des coûts qui doivent être pris en compte dans l'atteinte de l'objectif.
- **Efficacité dynamique** : les mécanismes de marché peuvent donner lieu à des gains d'efficacité dynamique en incitant à la R&D de nouvelles technologies moins onéreuses ou plus efficaces de lutte contre la pollution ou de la production de l'électricité verte (MILLIMAN et PRINCE, 1989). Ce critère englobe également les performances des instruments en termes de développement industriel, c'est à dire, la rente (surplus) des producteurs innovants incrémentée par l'effet d'apprentissage (la capacité du système à inciter à l'innovation et aux baisses de coûts).

«*The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewables*», le titre de l'article de D. FINON et P. MENANTEAU (2004) traite du critère dynamique des instruments économiques de la promotion de l'électricité verte qui stimulent le progrès technique et la réduction des coûts.

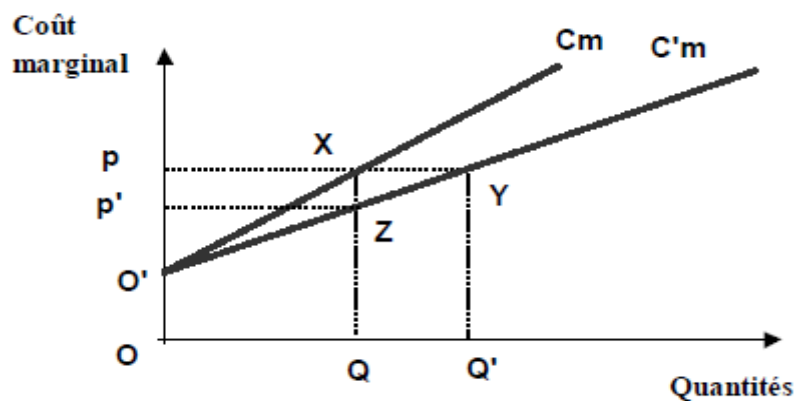
Avec un prix garanti de niveau  $p$  (SCHEMA N°23), la prise en compte du progrès technique incite les producteurs à exploiter des sites qui étaient économiquement non profitable avant l'innovation. Ceci conduit à une diminution des coûts de production de  $C_m$  à  $C_m'$ , et induit un accroissement de la production d'énergie renouvelable de  $Q$  à  $Q'$ . Dans cette hypothèse où les prix restent constants, la collectivité bénéficie de l'accroissement de la production et les producteurs conservent le surplus résultant du progrès technique (surface  $O'XY$ ). Le régulateur ne sait pas avec certitude comment la technologie va se développer, et il doit donc définir un FIT sur la base de la courbe technologique anticipée ( $C_m$ ). Si la courbe ex-post des coûts ( $C_m'$ ) diffère de la courbe de coût administratif prévu ( $C_m$ ) en raison du problème de l'aléa moral, la quantité produite sera  $Q'$ .

Dans un système d'enchères portant sur la même quantité  $Q$ , la prise en compte du progrès technique conduit au point d'équilibre  $Z$ . Le surplus  $O'XZ$  bénéficie ici

aux consommateurs, ou aux contribuables, si les prix sont attribués en fonction du prix d'enchère (*pay as bid*). Si par contre, les prix sont déterminés en référence au projet marginal (prix d'enchère unique), une partie du surplus reste acquise aux producteurs mais après diminution de la surface  $pXZp'$ . Dans un système de certificats verts, pour une quantité  $Q$  il y aurait aussi baisse du prix d'équilibre vers  $p'$  et partage du surplus de façon comparable à un système d'enchères à prix unique.

Le progrès technique est suffisant pour dire que d'un point de vue dynamique, dans le système de quotas, la rente technologique est soit inexistante ou très limitée par rapport au cas du FIT. L'incitation à innover est donc plus importante dans le cas de l'approche par les prix puisque les producteurs conservent alors le surplus résultant du progrès technique. L'incitation est moindre dans le cas d'une approche par les quantités. Cependant, la règle d'enchère est déterminante, le cas le plus défavorable pour les producteurs étant celui des enchères de type *pay as bid*. Les producteurs ne sont pas directement incités à innover par cette approche qui attribue aux consommateurs les gains de surplus. Par contre l'incitation demeure sous un autre angle : les producteurs sont tenus de rester compétitifs et donc de chercher à profiter du progrès technique en raison de la pression concurrentielle qu'imposent les enchères. Les consommateurs pourraient être les gagnants si la concurrence entre les fournisseurs est telle que la diminution du coût marginal de production de l'électricité verte dépasse le prix du marché de détail de l'électricité conventionnelle dans une configuration de l'ouverture totale du marché.

**SCHEMA N°23 : Impact des prix garantis sur le changement technique**



Source : MENANTEAU et al (2001)

A l'issue de l'analyse comparative théorique, les résultats de l'évaluation de l'efficacité des trois mécanismes de soutien (FIT, enchères concurrentielles, et TGC) sont récapitulés dans le tableau suivant.

**TABLEAU N°07 : Efficacité des modes de soutien**

		<b>FIT</b>	<b>Enchères concurrentielles</b>	<b>TGC</b>
<b>Efficacité environnementale</b>	<b>Respect de l'objectif-quantité</b>	Non assuré	Programmé	Programmé, mais risque de non atteinte car la pénalité revient à un prix de non respect
	<b>Répartition territoriale</b>	Homogène	Possibilité d'intégrer des critères de préférence collective (protection des paysages)	Risque de spécialisation régionale et d'encombrement des sites à fort potentiel
<b>Efficacité économique</b>	<b>Minimisation du coût de réalisation de l'objectif</b>	Faible contrôle de la rente allouée aux producteurs	Révélation progressive de la courbe des coûts	Efficacité allocative: égalisation des coûts marginaux
	<b>Contrôlabilité des subventions</b>	Contrôle du coût marginale des installations, mais pas de la maîtrise des dépenses	Contrôle des quantités et possibilité d'ajustement de la progression des objectifs	-Contrôle des quantités et possibilité d'ajustement de la progression des quotas -Contrôle du coût marginal en sus si pénalité
	<b>Aide au développement de filières de maturité différente</b>	Différentiation aisée du niveau de soutien selon le degré de maturité	Différentiation aisée du niveau de soutien selon le degré de maturité, mais risque de renchérissement des dépenses	Différentiation non souhaitable car contraire au bon fonctionnement du mode de soutien
	<b>Incitation à la baisse des coûts</b>	Faible: climat peu concurrentiel	Forte: climat très concurrentiel	Forte quelque soit le mode de fonctionnement effectif de l'instrument
<b>Efficacité transactionnelle</b>	<b>Coûts de transaction producteur-acheteur</b>	Quasi nul	Coûts ex-ante risqués et élevés	-Marché spot: coût élevé -Contrat de LT: coût faible
	<b>Prévisibilité/stabilité du contrat réglementaire</b>	Assuré ex-ante sur la période d'amortissement	Dépendante de la programmation des appels d'offres, assurée ex-post	-Marché pur: faible -Encadrement des prix: moyenne -Contrat de LT: assuré ex-post
	<b>Coûts de production et de transaction de l'intermittence</b>	Coûts non assumés par les producteurs verts	Coûts non assumés par les producteurs verts	-Marché spot: assumé par les producteurs verts -Contrat de LT: dépendant des termes du contrat
<b>Efficacité dynamique</b>	<b>Incitation à la baisse des coûts</b>	Nulle avec FIT uniforme Moyenne avec FIT dégressif	Forte	Forte
	<b>Capacité à innover (R&amp;D)</b>	Forte: appropriation totale de la rente technologique	Faible: aucune rente technologique pour les producteur/développeur	-Faible: baisse du prix du certificat -Plus forte quand l'innovateur est l'acheteur du certificat

Source : LAMY (2004)

## Avantages / Désavantages<sup>100</sup>

L'instauration d'un instrument économique présente des avantages importants bien que certaines critiques puissent lui être adressées.

La forme d'énergie renouvelable qui connaît aujourd'hui le rythme de développement le plus rapide au sein de l'OCDE est l'énergie éolienne. Faire le point sur les mérites comparés des divers systèmes incitatifs disponibles afin de mieux soutenir cette énergie, est indispensable. C'est l'objet de l'article de J. PERCEBOIS (2004) que nous récapitulons dans le tableau ci-dessous.

**TABLEAU N°08 : Avantages et désavantages des instruments économiques (FIT, enchères concurrentielles, TGC)**

	<b>Avantages</b>	<b>Désavantages</b>
<b>Prix de rachat garanti FIT</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Les producteurs bénéficient d'un revenu stable sur une longue période. La rentabilité des projets dépend de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts. Plus le prix est élevé plus l'incitation à investir sera forte</li><li>- L'existence d'une rente différentielle importante peut inciter les producteurs à investir dans la R&amp;D pour mettre au point des technologies innovantes plus performantes et ainsi baisser leurs coûts de production, le système incite donc au progrès technique</li><li>- Les coûts de transaction sont inexistantes puisque le cadre réglementaire est parfaitement identifié, l'information sur le prix de rachat est transparente et facilement accessible</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Le FIT est connu mais comme la courbe de <math>C_m</math> est inconnue ex-ante, la quantité d'électricité verte qui sera mise sur le marché ne sera connue qu'ex-post. Une erreur d'estimation sur la pente de la courbe de <math>C_m</math> peut engendrer une quantité d'électricité très différente de la quantité souhaitée par le régulateur. Une politique de FIT peut être coûteuse si les <math>C_m</math> sont croissants avec des taux décroissants (courbe plate, faible pente)</li><li>- Le système des FITs procure une rente aux producteurs dont le <math>C_m</math> est sensiblement plus faible que le prix de rachat d'où l'idée qu'il faut introduire des prix de rachat dégressifs dans le temps pour tenir compte des effets du progrès technique, et éventuellement différencier les prix de rachat selon les technologies utilisées.</li><li>- Le système des FITs est coûteux pour le consommateur. Le surcoût est forfaitaire: <math>pV</math> (où <math>p</math> est le FIT et <math>V</math> est la quantité d'électricité verte qui sera mise sur le réseau en réponse à cette incitation) est indépendant de la consommation d'électricité <math>C</math>. Une réduction de la consommation d'électricité n'implique donc pas une réduction du surcoût puisque <math>V</math> est indépendant de <math>C</math>.</li><li>- Le FIT ne tient pas compte de l'externalité négative (coût de défaillance) induite par le recours à certaines formes d'électricité verte qui ont la particularité d'intermittence et de non-stockabilité. Le prix affiché garanti ne coïncide pas avec le coût social réellement supporté par la collectivité</li></ul>

<sup>100</sup> EUROSOLAR, The European Association for Renewable Energy. (June 2006). *Five reasons for a feed-in model, five reasons against quota systems*. (pp.01-02).  
PERCEBOIS, J. (25 octobre 2004). *op.cit.* (pp.06-18).

<b>Enchères concurrentielles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La puissance publique maîtrise le volume d'électricité qui sera injectée sur le réseau</li> <li>- La puissance publique peut choisir les régions où seront implantées les installations, ce qui lui permet de mener une politique d'aménagement du territoire</li> <li>- Absence de rente différentielle. Le mécanisme est a priori moins coûteux pour le consommateur. Les prix s'alignent sur les coûts marginaux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les réponses aux appels d'offres sont incertaines et le prix d'offre de chaque soumissionnaire n'est pas connu ex-ante. La puissance publique n'a donc pas de garantie que la quantité souhaitée sera atteinte et le coût de l'opération est indéterminé ex-ante, même si, grâce à la concurrence, ce coût sera plus faible</li> <li>- Les coûts de transaction sont plus élevés car il y a une procédure d'appels d'offres à respecter</li> <li>- Le système étant a priori moins rémunérateur pour les offreurs, il n'incitera pas ces producteurs à entreprendre de gros efforts de R&amp;D pour faire baisser leurs coûts via les innovations. Ces producteurs vont chercher à couvrir leurs coûts avec un taux de marge raisonnable mais ils courent le risque de ne pas être retenus si le prix qu'ils demandent est trop élevé par rapport à leurs concurrents.</li> <li>- Existence de coût de défaillance si l'objectif quantité n'est pas atteint</li> </ul>
<b>Certificats verts échangeables TGC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Allocation optimale des efforts en incitant les producteurs les plus efficaces à développer leur offre d'électricité verte et à réduire leurs coûts afin de bénéficier d'une meilleure rémunération sur le marché des certificats. La rente différentielle a disparu mais c'est moins coûteux pour le consommateur</li> <li>- Possibilité de localiser la production d'électricité verte dans les régions les mieux adaptées</li> <li>- Ce système de certificats verts induit pour la collectivité un surcoût proportionnel à la consommation d'électricité. Le surcoût est proportionnel à <math>\alpha C</math> (où <math>\alpha</math> est le % d'électricité qui doit être d'origine renouvelable au niveau de la consommation <math>C</math> d'électricité), Cela peut inciter les consommateurs (ou les fournisseurs) à faire des économies d'énergie et ce système peut être aisément couplé à celui des certificats blancs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les coûts de transaction liés à l'organisation du marché des certificats sont élevés, donc le système est plus coûteux</li> <li>- Le marché des certificats peut être étroit si le nombre d'opérateurs présents n'est pas très grand, du coup sa liquidité sera faible et la volatilité des prix des certificats peut être forte. Si l'on veut éviter un tel effet, il faut instaurer un prix-plancher (buy-back tariff) pour assurer un revenu minimal aux producteurs lorsque la demande de certificats est faible</li> <li>- Il faut éviter d'attribuer des certificats verts aux anciennes installations amorties d'électricité verte si l'on veut éviter les rentes aux producteurs, et ne les attribuer qu'aux installations nouvelles</li> <li>- Lorsqu'un système d'amendes est prévu par le législateur en cas de non respect des quotas (instauration d'un prix-plafond pour les certificats), l'Etat peut être incité à instaurer des barrières à l'entrée aux investissements verts dans la mesure où ces amendes constituent pour lui une recette budgétaire. Si l'on veut éviter un tel effet pervers il faut que le produit des amendes soit versé sur un compte spécial géré par une autorité indépendante et qu'il serve à financer des opérations de R&amp;D dans le domaine des EnR</li> </ul>

Source : établi par nos soins, basé sur PERCEBOIS (2004)

Dans son rapport en Juin 2006, l'Association Européenne de l'Energie Renouvelable EUROSOLAR définit cinq raisons pour l'intérêt du FIT fixe, un mécanisme retenu par la plus part des Etats membres de l'Union Européenne, elle définit aussi cinq raisons contre l'intérêt des TGC que nous récapitulons dans le tableau suivant.

**TABLEAU N°09 : Avantages et désavantages des instruments économiques (FIT et TGC)**

Avantages FIT	Désavantages TGC
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sécurité d'investir dans les projets EnR à long terme et création de concurrence entre les nouveaux entrants</li> <li>- Réduction massive des coûts grâce aux taux tarifaires dégressifs qui provoquent une forte pression de l'innovation et donc au progrès technologique</li> <li>- Promotion plus efficace des EnR selon le stade de développement (la maturité) et la localisation des sites, ainsi, la nature décentralisée des petits projets EnR est pris en compte de manière optimale</li> <li>- Intensification du développement des EnR est bénéfique aux producteurs mais aussi aux consommateurs à la suite d'une diminution annuelle des coûts (efficacité des coûts)</li> <li>- Les ménages deviennent producteurs d'électricité (cas de la photovoltaïque)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Manque de sécurité pour les investissements dans les projets EnR à cause de la volatilité des prix sur le marché des certificats verts et le risque d'investissement encouru par les nouveaux entrants</li> <li>- Les coûts à la hausse dans le domaine des EnR à cause des coûts de transaction élevés et de la fluctuation des prix des certificats verts déterminés par l'offre et la demande, ce qui va pousser les investisseurs à mettre des charges de ce risque supplémentaires sur le prix</li> <li>- Le potentiel des EnR est sous-utilisé. Seuls les fournisseurs de production d'électricité des sources les plus matures et rentables (éolien) bénéficient des avantages du système et dominent le marché des certificats, tandis que la production d'électricité à partir des autres sources émergentes pas encore aussi compétitives (centrales géothermiques) reste inexploité, ce qui ne facilite pas leur déploiement.</li> <li>- Limitations au développement des EnR car la limitation des quotas empêche l'intérêt pour un développement dynamique des capacités, car tout investissement supérieur aux objectifs de quotas n'offre aucune garantie de rachat d'un côté, et entraîne une baisse des prix des certificats d'un autre côté</li> <li>- Les EnR sont exposés à la fausse concurrence. Les fournisseurs d'électricité verte physique doivent faire leurs preuves dans les marchés spot dominés par les grandes sociétés de services publics d'électricité</li> </ul>

Source : établi par nos soins, basé sur EUROSOLAR (2006)

Une autre étude, cette fois empirique, affirme que les instruments dominants pour stimuler la production d'électricité verte sont les FITs et les TGC. PFAFFENBERGER et al (2006) ont mené une étude sur les principaux instruments pour la promotion de l'électricité verte dans 22 pays. Ils ont constaté que les FITs sont utilisés dans 14 d'entre eux, tandis que les TGC sont utilisés dans 06 pays seulement. Ces deux instruments ont également été considérés comme étant d'une grande efficacité (VAN DIJK et al, 2003).<sup>101</sup>

<sup>101</sup> ANDREEA, Z., ILDIKO, I., FLORENTINA, C. *Mixed instrument in promoting renewable energy sources: lessons from the European experience.* (p.545). Bucharest, Romania.

A travers cette analyse théorique, nous avons pu résumer les résultats de l'évaluation comparée des instruments économiques : le **tarif d'achat garanti**, les **enchères concurrentielles**, et les **certificats verts échangeables**, comme suit :

- Le mécanisme de **tarif d'achat garanti** est un instrument basé sur le prix, où le prix est fixé par les pouvoirs publics et la quantité est décidée par le marché. Il n'assure pas ex-ante l'atteinte de l'objectif quantitatif à cause du problème de l'aléa-morale, car une erreur d'estimation sur la pente de la courbe de coût marginal peut engendrer une quantité produite d'électricité verte par les producteurs très différente ce qui va se répercuter sur le coût global de réalisation de l'objectif. Mais, il permet une répartition territoriale homogène, ce qui présente une efficacité environnementale moyenne du mécanisme. Au niveau de l'efficacité économique, le système procède l'avantage de permettre la différenciation entre les différentes technologies des énergies renouvelables selon le degré de maturité, mais le désavantage du faible contrôle de la rente allouée au producteurs. Les coûts de transaction sont inexistantes puisque le cadre réglementaire est transparent et est parfaitement identifié. Ce qui concerne l'efficacité dynamique, l'existence d'une rente technologique différentielle importante grâce à la qualité price-cap du tarif peut inciter les producteurs innovants au progrès technique, donc plus le prix est élevé et plus l'incitation à investir sera forte. En outre, le tarif d'achat garanti ne tient pas compte du coût de défaillance induite par l'intermittence et de non-stockabilité de certaines formes d'énergie renouvelable, donc, le tarif affiché ne coïncide pas avec le coût social réellement supporté par la collectivité. Paradoxalement, ce mode de soutien présente une plus faible incitation à la baisse des coûts par rapport aux autres modes car les producteurs ne sont pas soumis au risque d'être exclus du marché, donc le marché est peu concurrentiel. Le système est coûteux pour le consommateur car le surcoût est forfaitaire, d'où l'introduction de la procédure des taux tarifaires dégressifs, donc, incitation à la diminution des coûts de production ce qui est bénéfique pour les consommateurs, ces derniers peuvent à leur tour devenir producteurs car ils bénéficient du même tarif. Ce système encourage la production décentralisée.

- Les **enchères concurrentielles** est un instrument basé sur les quantités, où la quantité des kWh verts est fixée par les pouvoirs publics et le prix est décidée par le marché. L'instrument permet d'atteindre l'objectif quantitatif visé par les pouvoirs publics quand le marché est suffisamment concurrentiel (mais risque de non réponses aux appels d'offres quand il y a peu de producteurs intervenant sur le marché, donc existence de coût de défaillance si l'objectif quantité n'est pas atteint), et de répartir les installations de production d'électricité verte sur le territoire, ce qui présente une forte efficacité environnementale du mécanisme. Au niveau de l'efficacité économique, le système procède les avantages de permettre la différenciation entre les différentes technologies des énergies renouvelables selon le degré de maturité, et la contrôlabilité de la rente par la révélation ex-ante de la courbe de coûts de production, et donc le contrôle du coût de réalisation de l'objectif. Cependant, le mécanisme renchérit les frais administratifs liés au déroulement de la procédure des appels d'offre. Ce qui concerne l'efficacité dynamique, l'inexistence d'une rente technologique différentielle n'incite pas les producteurs investir et à entreprendre de gros efforts de R&D car il y aura surcroît du progrès technique, mais cela n'empêche pas l'incitation à la réduction des coûts à cause du climat très concurrentiel. Le mécanisme est a priori moins coûteux pour le consommateur car les prix vont s'aligner sur les coûts marginaux.
- Le système de **certificats verts échangeables** fonctionne sur la base de fractions de quotas obligatoires de production d'électricité d'origine renouvelable imposés par la puissance publique aux opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité. La particularité de ce mécanisme est la différenciation des produits offerts sur le marché : on retrouve l'électricité verte vendu sur le marché de gros d'un coté, et les certificats verts qui correspondent à l'excédent de production de l'électricité verte vendus sur le marché des certificats verts. L'instrument permet d'atteindre l'objectif quantitatif visé par les pouvoirs publics à temps, et offre la possibilité de localiser la production d'électricité verte dans les régions les mieux adaptées mais risque d'entraîner une concentration sur les sites les plus favorables (matures et rentables), d'où il ne faut attribuer les certificats verts qu'aux nouvelles installations immatures pour éviter aussi les rentes aux producteurs, ce qui présente une efficacité environnementale moyenne du mécanisme. Au niveau de

l'efficacité économique, le système procède l'avantage de permettre l'égalisation des coûts marginaux, par conséquent une allocation efficace des ressources. En contre partie, la différenciation entre les différentes technologies n'est pas souhaitable pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme. Les coûts de transaction liés à l'organisation du marché des certificats sont élevés, donc le système est plus coûteux pour le consommateur, ce qui va pousser les investisseur à mettre des charges de ce risque supplémentaires sur le prix à cause de la fluctuation des prix des certificats verts déterminés par l'offre et la demande. Toutefois, le système présente pour la collectivité un surcoût proportionnel et dépendant à la consommation d'électricité ce qui va inciter à faire des économies d'énergie. Ce qui concerne l'efficiance dynamique, la limitation des quotas empêche l'intérêt pour un développement dynamique des capacités, ce mode de soutien minimise la rente différentielle et donc une faible capacité à innover (R&D) à cause de la baisse des prix des certificats verts sur un marché caractérisé par une atmosphère très concurrentielle qui incitera à la baisse des coûts de production. Néanmoins, la volatilité des prix sur le marché des certificats verts et la non garantie d'achat en dessus de l'objectif quantitatif n'offrent pas une sécurité pour les nouveaux investissements. En outre, les producteurs d'électricité verte doivent faire leurs preuves dans les marchés spot dominés par les grandes sociétés de services publics d'électricité conventionnelle.

En termes de profil de risque pour les producteurs, le tarif d'achat garanti ne présente aucun risque de prix, de quantité, et d'équilibrage, ce qui va créer une sécurité d'investissement. Tandis que le système de quota présente les risques de prix et d'équilibrage, mais aussi de volume. D'autre part, en présence d'aléa moral entre le régulateur et le producteur d'électricité verte, le choix de l'instrument le plus efficace dépend principalement de la pente de la courbe du coût marginal de production de l'électricité verte. L'instrument prix est préféré à l'instrument quantité lorsque la courbe de coût marginal est plus pentue que la courbe de bénéfice.

L'étude d'ECOFYS et al (2011), vient confirmer les résultats de notre évaluation, notamment en termes d'efficacité, d'efficience, de certitude d'investissement, et de gouvernance.<sup>102</sup>

Chacune des trois politiques étudiées présente des niveaux de performance différents selon chaque critère d'évaluation. Aucun instrument économique à lui seul ne peut donc rassembler les caractéristiques nécessaires à la promotion efficace, dans tous les sens du terme d'évaluation retenus ici. Néanmoins, le tarif d'achat garanti est considéré comme le mécanisme de soutien le plus efficace pour stimuler le développement rapide et massif des capacités de source d'énergie renouvelable (KLEIN et al, 2008 ; E&Y, 2008 ; MENDONÇA, 2007 ; IEA, 2008 ; Commission Européenne, 2008 ; REN21, 2009). Il permet aux nouvelles technologies de fournir plus efficacement et à moindre coût que les mécanismes de soutien alternatives (MENANTEAU et al, 2003 ; RAGWITZ et al, 2007 ; STERN, 2006; LIPP, 2007 ; BUTLER et NEUHOFF, 2008 ; DE JAGER et RATHMANN, 2008 ; FOUQUET et JOHANSSON, 2008 ; IEA, 2008)<sup>103</sup>. Le tarif d'achat garanti est donc l'instrument le mieux adapté pour assurer la variété des avantages sociaux et économiques des énergies renouvelables. Cela nous invite à définir les différentes méthodologies du tarif d'achat garanti et définir un modèle de calcul de ce tarif pour le cas en Algérie.

---

<sup>102</sup> Voir Annexe C.

<sup>103</sup> COUTURE, T., GAGNON, Y. (2009). *An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment* (p.01). Energy Policy. éd.Elsevier. (n°38).

**CHAPITRE III :**  
**FEED-IN-TARIFF ET SON APPLICATION EN**  
**ALGERIE**

## 1. METHODOLOGIE

### 1.1. Design d'un tarif d'achat garanti

Les étapes de base du design du FIT sont :<sup>104</sup>

- **Technologie éligible** : le législateur doit indiquer les EnR qui doivent être soutenues. Pour cela, il doit avoir l'information sur le potentiel disponible dans chaque région du pays.
- **Projet éligible** : le FIT ne peut être appliqué qu'aux projets EnR d'une certaine taille ou ceux réalisés dans une région bien précise.
- **Méthodologie de calcul du FIT** : l'étape la plus importante où il faut établir une méthode de calcul transparente : un faible tarif n'encouragera aucun investissement dans les EnR, et un tarif élevé aura pour conséquences un profit excessif pour l'investisseur et un coût élevé pour le consommateur. Le FIT a connu une série de développement depuis sa première introduction sur le marché des EnR. Aujourd'hui on compte différentes méthodes de calcul<sup>105</sup>.
- **Tarif spécifique à la technologie** : en termes de coûts du processus de transformation de l'énergie renouvelable en électricité et en termes de maturité de la technologie EnR<sup>106</sup>.
- **Tarifs de taille spécifique** : plus la capacité RES installée est grande et moins le tarif est élevé. Il est possible de regrouper les tarifs en différentes catégories selon la capacité installée. Par exemple :
  - $0kW < FIT_1 \leq 30kW$
  - $30kW < FIT_2 \leq 100kW$
  - $100kW < FIT_3 < 2MW$
  - $2MW$  et plus :  $FIT_4$
- **Durée d'éligibilité** : si la durée de paiement du FIT garantie par le législateur est courte, le FIT est élevé afin d'assurer l'amortissement des coûts. Et si la durée est longue, le FIT peut être réduit. Généralement, la durée du FIT est entre **10ans** et **25ans**, l'idéal étant entre **15ans** et **20ans** (un paiement de **20ans** est égales à la durée de vie moyenne de la plus part des EnR).

<sup>104</sup> MENDONÇA, M., JACOBS, D., SOVACOL, B. (2010). *Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook*. (p.17). éd. Earthscan. Unites Kingdom & Unites States of America.

<sup>105</sup> Détaillé plus loin, dans le Chapitre III.

<sup>106</sup> Un FIT basé sur les coûts de production reflète le tarif spécifique de chaque technologie EnR.

- **Mécanisme de financement** : le coût supplémentaire des EnR est distribué équitablement entre tous les consommateurs d'électricité (burden sharing). Ce mécanisme de financement permet de soutenir une grande part des EnR. La création d'un fonds de financement est un autre mécanisme généralement utilisé par les pouvoirs publics dans les pays en développement<sup>107</sup>.
- **Obligation d'achat** : le gestionnaire de réseau a l'obligation d'acheter, de transporter, et de distribuer toute l'électricité verte produite par les producteurs. L'obligation d'achat protège les producteurs d'électricité verte dans un marché monopolistique ou oligopolistique<sup>108</sup>.
- **Accès prioritaire au réseau** : le gestionnaire de réseau doit assurer l'interconnexion non discriminatoire de l'électricité produite au réseau de transport immédiatement et d'une manière prioritaire<sup>109</sup> sous un accord d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement, PPA).
- **Méthode de partage des coûts de connexion au réseau** : à cause des coûts d'interconnexion élevés dans les coûts totaux du projet EnR, une méthodologie de partage de ces coûts entre producteurs d'électricité verte et gestionnaire de réseau doit être définie selon les niveaux de coûts suivants (KNIGHT et al, 2005) :
  - Le deep : cette approche laisse le producteur se charger de tous les coûts, tant pour la connexion au réseau et le renforcement de l'infrastructure de réseau.
  - Le shallow : selon cette approche, les coûts de raccordement des RES au réseau sont supportés par les producteurs, quand au gestionnaire de réseau, il prend en charge les coûts de l'optimisation, le renforcement et l'élargissement du système du réseau.
  - Le super-shallow : dans cette approche, même les coûts de raccordement des nouvelles installations EnR sont à la charge du gestionnaire du réseau.

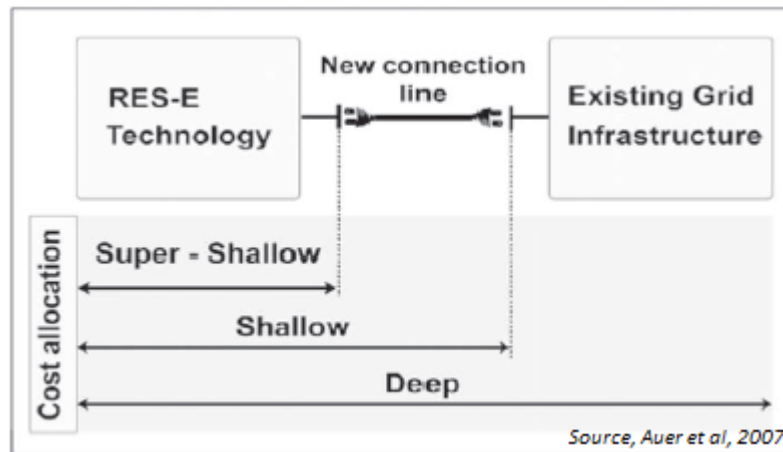
Les coûts estimés de raccordement et de renforcement du réseau doivent faire partie de la méthodologie de calcul du FIT.

<sup>107</sup> Détaillé plus loin, dans le Chapitre III.

<sup>108</sup> Section 8, paragraph 1 of the Renewable Energy Sources Act (EEG) 2009 states: «grid system operators shall immediately and as a priority purchase, transmit and distribute the entire available quantity of electricity from renewable energy sources and from mine gas» (BGB, 2008).

<sup>109</sup> The German FIT scheme, for instance, states that *grid system operators shall immediately and as a priority connect plants generating electricity from renewable energy sources.*

## SCHEMA N°24 : Méthode de partage des coûts de connexion au réseau



Source : MENDONÇA, JACOBS, SOVACOOOL (2010)

- **Procédures administratives efficaces** : il est recommandé de surmonter les barrières administratives liées aux : délais de livraison, la coordination, et l'aménagement du territoire.
- **Objectif fixé** : l'objectif de la part d'électricité verte (en %) dans le mix énergétique fixé par les pouvoirs publics doit être explicite lors de la détermination du FIT.
- **Rapports de progrès** : l'évaluation périodique de l'état du programme du FIT permet : l'ajustement du FIT dans la première période de son application, la révision du fonctionnement des textes de lois sur le développement des EnR, l'analyse du taux de croissance et les coûts de production de tout les projets EnR éligibles, l'indentification des coûts et bénéfices sociaux et environnementaux, l'évaluation du coût final supporté par le consommateur ainsi que les effets écologique des installations EnR.

Un FIT est une politique d'approvisionnement énergétique axée sur le soutien au développement des nouveaux projets EnR, en offrant des contrats d'achat à long terme (10ans-25ans) pour la vente de l'électricité verte (en unité monétaire/kWh) avec une garantie d'accès au réseau (MENANTEAU et al, 2003 ; LIPP, 2007 ; RICKERSON et al, 2007 ; KLEIN, 2008 ; FOUQUETE et JOHANSSON, 2008, MENDONÇA, 2007 ; IEA, 2008). Le FIT peut être différencié selon le type de technologie, la taille du projet, la qualité des ressources, et de l'emplacement du projet afin de mieux refléter les coûts réels du projet. Un FIT efficace comprend généralement trois dispositions principales: (1) un accès garanti au réseau, (2) des contrats d'achat stables à long terme

(généralement, 15ans-20ans), et (3) un calcul sur la base des coûts de production de l'électricité verte (MENDONÇA, 2007).<sup>110</sup>

Lors du design du FIT, l'idée est d'établir un équilibre entre la rentabilité du projet EnR pour les producteurs d'une part, et l'élimination des profits excessif afin de réduire les coûts supplémentaires pour le consommateur final d'autre part. Afin d'atteindre cet objectif, le FIT est devenu complexe à déterminer. Des études empiriques nous ont permis d'identifier un certain nombre de critères que doivent être pris en considération lors de la détermination ou l'amélioration du FIT (MENDONÇA, 2007 ; RODERICK et al, 2007 ; SOSEMANN, 2007 ; GRACE et al, 2008 ; KLEIN et al, 2008 ; FELL, 2009).

## 1.2. Structures et méthodes de calcul

Depuis son introduction aux Etats-Unis pour la première fois en 1978, le FIT<sup>111</sup> a connu une série de développement d'un pays à un autre :

- **US Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)** : souvent considéré comme la loi ayant introduit le premier FIT (LIPP, 2007 ; RICKERSON et GRACE, 2007). Lancé en 1978 aux Etats-Unis, le PURPA a introduit un mécanisme basé sur le prix pour encourager les petits producteurs d'électricité verte (qualifying facilities, QF) afin de réduire la dépendance énergétique en matière d'exportation de pétrole. La power utility doit acheter toute l'électricité produite par les QF pour une durée de dix ans (10ans) à un prix approximativement égale au coût évité par la power utility quand elle construit une nouvelle installation de production d'électricité verte (new generation facility). Le calcul des coûts évités, qui est égale au coût marginal, suppose l'augmentation future des prix de l'énergie. Jusqu'à 1990, le coût évité était attractive en Californie (6ct\$/kWh-10ct\$/kWh). Un coût qui a attiré plusieurs QF, cependant, le prix de l'énergie n'avait pas augmenté comme prévu à cause de l'entré des producteurs indépendants de gaz naturel. Il y a donc eu une augmentation de la quantité de l'énergie produite, une diminution du prix de gros, et une baisse des taux d'offre standard aux QF. Cela a conduit à une diminution de

---

<sup>110</sup> COUTURE, T. D., CORY, K., KREYCIK, C., WILLIAMS, E. (July 2010). *A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design*. (p.06). U.S. Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), Unites States of America.

<sup>111</sup> Différent termes ont étaient utilisés pour décrire le même mécanisme de soutien: standard offer contracts, minimum price policies, feed laws, feed-in laws, advanced renewable tariffs. Le terme retenu est: feed-in tariff.

la compétitivité des EnR et un ralentissement significatif dans la construction de nouveaux projets EnR.<sup>112</sup>

- **Germany's Electricity Feed-in Law (Stromeinspeisungsgesetz, StrEG):** les producteurs d'électricité verte bénéficient d'une redevance (fee) par kWh conformément à des taux fixes, dit feed-in tariffs. Le gestionnaire de réseau ne doit pas refuser aux producteurs d'injecter leur électricité verte dans le réseau.<sup>113</sup> Lancé en 1990 en Allemagne, le FIT est un mécanisme basé sur le prix pour encourager le développement du marché des EnR (installation rapide des EnR). La compagnie d'électricité doit acheter toute l'électricité verte à un prix fixé par les pouvoirs publics (pourcentage fixe du prix de détail : 65%-90%) pour toute la durée de vie de l'installation EnR. Jusqu'à 2000, le FIT était favorable (0.17DM/kWh=10ct\$/kWh), la capacité de l'énergie éolienne est passée de 0MW en 1990 à 8500MW en 2001 ce qui a fait de l'Allemagne un leader mondial dans les EnR. Cependant, le prix de détail de l'électricité a baissé à cause de la déréglementation de l'industrie électrique. L'intensification de la concurrence a créé une réticence du côté des nouveaux investisseurs en EnR. L'Etat allemand intervient, à travers la nouvelle loi sur les RES en 2000 (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG)<sup>114</sup>, pour ajuster la tarification du FIT selon des normes spécifiques à chaque technologie EnR en se basant sur une estimation des coûts de production de l'énergie électrique et de leur baisse dans le futur du fait du progrès technique. Le niveau du tarif est, par ailleurs, fixé pour une période bien définie (10ans-15ans) afin d'apporter une sécurité aux investisseurs.

Avant 2000, l'approche du FIT n'a pas encouragé la réduction des coûts de la technologie à l'innovation. Les coûts étaient plus élevés dans les régions où le développement des EnR était plus difficile. Depuis l'adoption de la loi EEG sur les EnR en Allemagne, il y a une forte différenciation des montants tarifaires du FIT.

---

<sup>112</sup> BECK, F. MARTINOT, E. (2004). *Renewable energy sources and barriers*. Encyclopedia of Energy. Volume 5. (p.370).

<sup>113</sup> EUROSOLAR, The European Association for Renewable Energy. (June 2006). *op.cit.* (p.01).

<sup>114</sup> Cette législation a marqué un certain nombre de développements importants: «1) **FIT prices were decoupled from electricity prices at the national level** ; 2) *in contrast to previous FIT policies, which focused primarily on fostering non-utility generation, utilities were allowed to participate* ; 3) *RE sources were granted priority access to the grid* ; 4) **FIT payments for wind power became differentiated by the quality of the resource at different locations** ; and 5) **FIT prices became methodologically based on the costs of generation for all technology types**» (LAUBER, 2004).

Cela inclut des différenciations selon le type de technologie, la taille du projet et l'emplacement du projet, ainsi que la qualité de la ressource dans un domaine particulier (KLEIN et al, 2008). L'ajustement du tarif a permis le développement profitable du marché des EnR et le développement technologique ainsi que la distribution des coûts supplémentaires des EnR, par rapport aux coûts de l'énergie conventionnelle, entre les clients des services publics (burden sharing). Le FIT basé sur les coûts a permis de mener les projets EnR et de les exploiter efficacement avec des profits. Aujourd'hui, cette approche est identifiée comme l'une des approches les plus importantes d'un FIT efficace (KLEIN, 2008 ; LIPP, 2007 ; IEA, 2008 ; MENDONÇA, 2007 ; RAGWITZ et al, 2007 ; RESCH et al, 2006).

- **Spain's Royal Decree (RD 661/2007)**: lancé en 2007, l'Espagne introduit une approche innovante : sliding premium. Cette approche offre une prime variable par rapport au prix du marché de gros (spot market<sup>115</sup>), ce qui assure la rentabilité du projet EnR. Les pouvoirs publics utilisent cette option pour accroître l'intégration du marché des EnR, parce que l'électricité est vendue directement sur le marché de gros et reçoit une prime supplémentaire. Cette intégration du marché peut devenir plus importante quand la part de l'électricité verte produite augmente (Espagne, 2007 ; HELD et al, 2007). En Avril 2008, les Pays-Bas ont adopté la même approche où une prime variable couvre la différence entre le prix prévu du marché spot et le prix garanti (VAN ERCK, 2008).<sup>116</sup>

A travers cet historique, on peut catégoriser les différents modèles de FIT selon la méthode de calcul et selon la structure.

Aujourd'hui, un panorama mondial révèle l'utilisation d'une variété d'approches de calcul du FIT qui reflète la diversité dans les objectifs de la politique des EnR. Il existe deux principales approches pour le calcul du FIT :<sup>117</sup>

- 1) **Approche basée sur les coûts** : la méthode de calcul est basée sur le coût moyen actualisé de l'électricité verte produite, y compris un rendement sur les projets EnR

---

<sup>115</sup> Le marché de gros est là où l'énergie peut être vendue en cash et délivrée immédiatement.

<sup>116</sup> COUTURE, T.D., CORY, K., KREYCIK, C., & WILLIAMS, E. (July 2010). *op.cit.* (p.10).

<sup>117</sup> COUTURE, T., CORY, K., KREYCIK, C. (March 2009). *Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions.* (p.02). U.S. Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), United States of America.

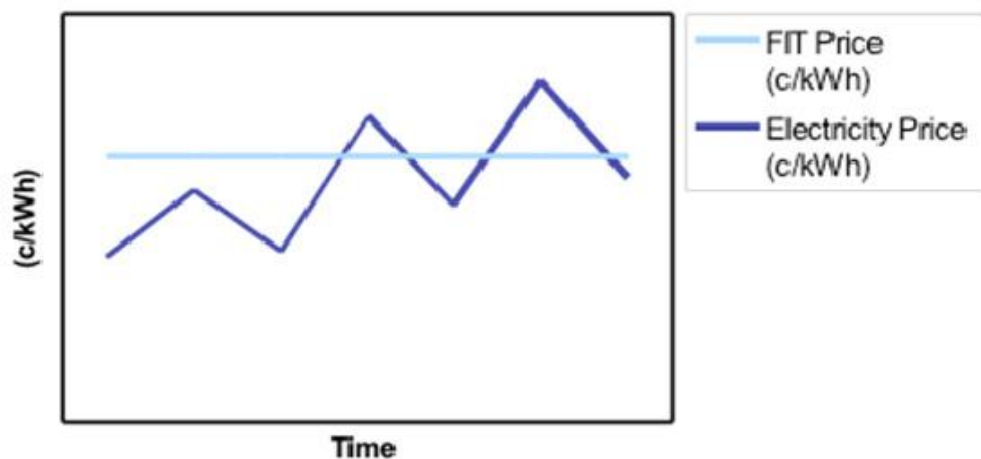
fixé par les pouvoir public. Cette approche nécessite une connaissance des paramètres : techniques, économiques, et financiers<sup>118</sup>.

- 2) **Approche basée sur la valeur** : la méthode de calcul est basé sur l'estimation de la valeur des EnR (GRACE, 2008), à travers : le coût évité par la power utility, ou le coût d'externalités négatives généré par l'électricité conventionnelle (la valeur du changement climatique, l'impact sur la qualité de l'air et la santé, les effets sur la sécurité énergétique (KLEIN et al, 2008)). Cette approche nécessite une connaissance des bénéfices apportés aux power utilities, à la collectivité, et à l'environnement, afin d'établir une compensation totale des coûts évités et procéder à une internalisation des externalités négatives.

En plus des méthodes de calcul, un élément central lors du design du FIT, c'est la détermination de la structure de paiement. Aujourd'hui, le design du FIT est dominé par deux principales structures<sup>119</sup> :<sup>120</sup>

- 1) **Approche indépendante du marché** : un prix fixe est déterminé indépendamment du prix de l'électricité sur le marché de gros, en offrant une garantie de paiement pour une période prédéterminée. Le FIT fixe peut être ajusté à l'inflation (tarif nominal ou réel), à la réduction des coûts, et avec l'introduction d'autres paramètres dans le calcul du FIT.

#### **SCHEMA N°25: Structure du tarif d'achat garanti basée sur le prix fixe**



Source : COUTURE et al (2010)

<sup>118</sup> Détaillé plus loin, dans le chapitre III.

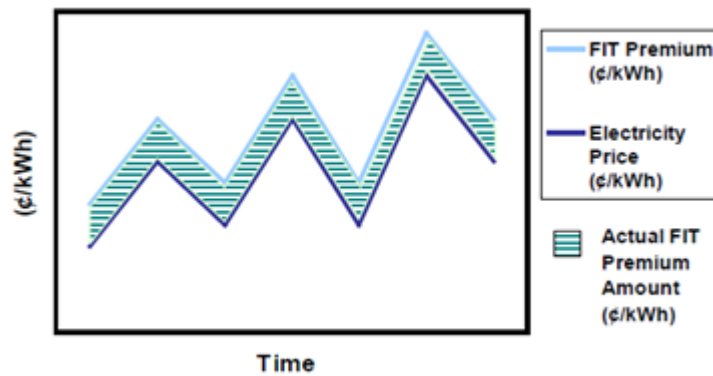
<sup>119</sup> Un pourcentage du prix de détail était la première structure du FIT en Europe, mais très vite abandonné par le Danemark et l'Allemagne en 2000 (JACOBSSON et LAUBER, 2005 ; NIELSEN, 2005) ainsi que par l'Espagne en 2006 (HELD et al, 2007).

<sup>120</sup> COUTURE, T.D., CORY, K., KREYCIK, C., WILLIAMS, E. (July 2010). *op.cit.* (pp.21-22).

2) **Approche dépendante du marché** : un prix premium est déterminé dépendamment du prix de l'électricité sur le marché de gros. Une prime ou un bonus est offert en-dessus du prix du marché de gros (HELD et al, 2007 ; KLEIN et al, 2008). Le producteur d'électricité verte reçoit donc un paiement sur le total de l'électricité produite au prix premium<sup>121</sup> sur le marché de gros.

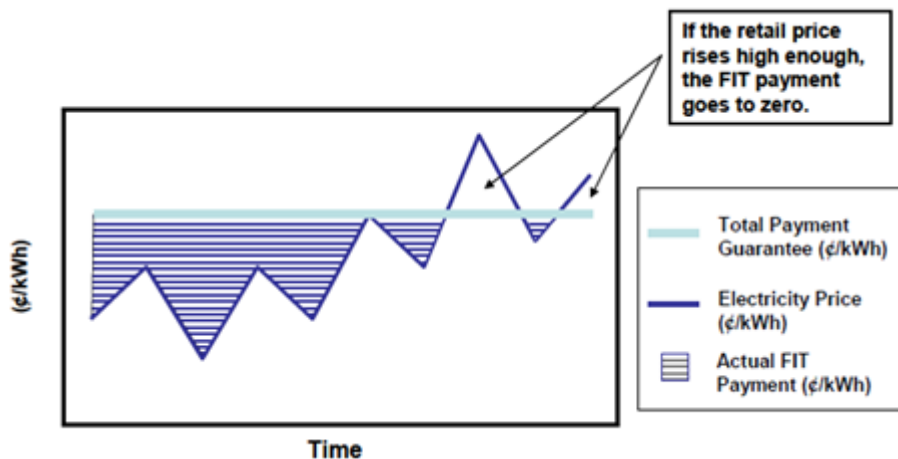
Cette approche offre soit une prime constante au-dessus du prix du marché de gros (où la prime est fixe et prédéterminée), soit une prime variable (où la prime varie en fonction du prix de l'électricité sur le marché de gros).

**SCHEMA N°26 : Structure du tarif d'achat garanti basée sur le prix premium constant**



Source : COUTURE et al (2009)

**SCHEMA N°27 : Structure du tarif d'achat garanti basée sur le prix premium variable**



Source: COUTURE et al (2009)

<sup>121</sup> Prix premium = Prix de marché de gros + Prime ; tel que :  $0 \leq \text{Prime} \leq p$  ; où :  $p = \text{prix premium}$ .

La méthode de calcul du FIT la plus réussie en Europe et qui a eu pour résultat l'expansion rapide et importante des capacités d'électricité verte, est la méthode basée sur les coûts qui, en plus de couvrir les coûts du projet EnR, offre un rendement raisonnable sur l'investissement (KLEIN et al, 2008). De nombreux États américains utilisent actuellement la méthode FIT basée sur la valeur pour soutenir les projets EnR. Cependant, l'approche basée sur la valeur, que ce soit lié à des coûts évités ou des coûts sociaux et environnementaux externes (externalités négatives), a été jugée défavorable pour stimuler la croissance rapide des EnR (GRACE, 2008 ; JACOBSSON et LAUBER, 2005).<sup>122</sup>

Le FIT peut être structuré indépendamment ou dépendamment du prix du marché de gros. La majorité des pays avec un modèle FIT, choisissent l'approche indépendante du marché à prix fixe (KLEIN, 2008).<sup>123</sup>

Selon une récente déclaration de la Commission Européenne en 2008 sur les politiques des énergies renouvelables, un régime FIT bien adapté est généralement le régime de soutien les plus efficaces et efficient pour promouvoir l'électricité verte.<sup>124</sup> À l'appui de cette affirmation, nous avons rassemblé des informations provenant de différentes études (COUTURE et al, 2009 ; COUTURE et al, 2010 ; KLEIN et al, 2010 ; MENDONÇA et al, 2011) et avons établi une catégorisation des prix d'achat garantis pour soutenir la production d'électricité verte ainsi qu'une évaluation des différents types du FIT qui sont présentés dans le tableau ci-dessous.

---

<sup>122</sup> COUTURE, T., CORY, K., KREYCIK, C. (March 2009). *op.cit.* (pp.02-03).

<sup>123</sup> COUTURE, T.D., CORY, K., KREYCIK, C., WILLIAMS, E. (July 2010). *op.cit.* (p.21).

<sup>124</sup> COUTURE, T., GAGNON, Y. (2009). *op.cit.* (p.01).

**TABLEAU N°10 : Catégorisation et évaluation des tarifs d'achat garantis selon la méthode de calcul et selon la structure**

		FITs			
		Type	Description	Avantages	Désavantages
<b>Méthodes de calcul</b>	<b>basée sur les coûts</b>		Coût moyen actualisé de l'électricité verte produite	Assurer un taux de rendement raisonnable pour les investisseurs tout en créant les conditions à la croissance du marché	
	<b>basée sur la valeur</b>		Coût évité ou coût d'externalités négatives		Ne reflète pas les coûts réels de production: soit en effectuant des versements insuffisants pour stimuler la croissance rapide du marché, soit en effectuant des paiements plus élevés que les coûts de production ce qui conduit à de coûts inefficaces
<b>Structures</b>	<b>Indépendante du marché</b>		Prix fixe	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Retirez le risque de prix grâce à l'efficacité des coûts et la stabilité de paiement à LT</li> <li>- Meilleure approximation des coûts actualisés du projet</li> <li>- Réduire le risque de marché grâce à la garantie d'achat</li> <li>- Eviter la volatilité des prix</li> <li>-Encourager les petits producteurs à entrer sur le marché</li> <li>-Soutenir les technologies émergentes grâce à la différenciation des prix selon la technologie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Insensibilité aux prix du marché mais possibilité d'ajustement du tarif</li> <li>-Fausser les marchés de gros et de détail de l'électricité à cause des contrats LT</li> <li>-Coût public élevé à LT pour la collectivité, notamment si le tarif est ajusté à 100% à l'inflation</li> <li>-Peu d'incitation à optimiser la localisation du projet EnR où le coût marginal est élevé, malgré la différenciation selon la localisation</li> </ul>
	<b>Dépendante du marché</b>		Prix Premium constant ou variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Meilleure optimisation de la participation au marché orienté</li> <li>-Efficacité de la gestion de réseau</li> <li>-Compatibilité avec les marchés de la production déréglementés</li> <li>-Encourager la concurrence entre l'électricité verte et conventionnelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Prix moyen par kWh élevé à cause de la faible efficacité des coûts de production</li> <li>-Augmentation du risque sans garantie d'achat</li> <li>-Réduire l'incitation à la production à partir des énergies éolienne et solaire PV intermittentes</li> <li>-Limitation des bénéfices à cause de la volatilité du prix de marché</li> </ul>

Source: établi par nos soins, basé sur COUTURE et al (2009), COUTURE et al (2010), KLEIN et al (2010), MENDONÇA et al (2011)

Le tarif d'achat garanti (FIT) est le mécanisme de soutien retenu par l'Algérie. A partir des installations EnR (solaire photovoltaïque et thermique, éolienne, géothermie, petite hydraulique, et biomasse), le producteur d'électricité peut vendre son électricité à un tarif d'achat garanti qui couvre les surcoûts engendrés par la production de l'électricité tout en assurant une rentabilité financière de l'installation de production. Le distributeur de l'électricité est tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec le producteur d'électricité verte, à un tarif d'achat garanti pour chaque kWh vert produit et injecté dans le réseau. La CREG propose au ministre chargé de l'énergie des niveaux de tarifs d'achat garantis pour chaque filière de production, ces tarifs ainsi que les conditions de leur fixation sont définis par arrêtés du ministre chargé de l'énergie.<sup>125</sup>

## 2. DISCUSSION PRATIQUE (Algérie)

### 2.1. Modèle<sup>126</sup>

A travers ce modèle, nous allons proposer une méthode de calcul du FIT pour l'Algérie, en nous inspirant du modèle conçu pour l'Afrique du Sud<sup>127</sup>. L'approche utilisée dans notre étude est **les flux de trésorerie actualisés basée sur le coût moyen actualisé de l'électricité (Discounted Cash Flow DCF approach based on the Levelized Cost Of Electricity methodology LCOE)**. Ce modèle prend en considération les perspectives de développement des projets EnR, c'est-à-dire que le FIT défini doit garantir un certain niveau de revenu pour les investisseurs potentiels.

La méthodologie LCOE est exprimée par l'équation suivante :

$$LCOE = \frac{\text{Total Life Cycle Cost} * (1 + \text{Discount Rate})^{-t}}{\text{Total Lifetime Energy Production} * (1 + \text{Discount Rate})^{-t}}$$

Dans une première étape du modèle de calcul du FIT, on va calculer le LCOE sur la base de Cash out Flow actualisé, tel que :

$$\text{Cash out Flow}_t = \text{Ti}_t + \text{O\&M}_t + \text{Fuel}_t + \text{Carbon}_t + \text{Decommissioning}_t$$

<sup>125</sup> JORA n°33. Décret exécutif n°13-218 du 09 Chaâbane 1434 correspondant au 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

<sup>126</sup> Notre modèle théorique sur la méthodologie de calcul du FIT est inspiré du mémoire de master de: PETSA, S. (June 2011). *Evaluation of Renewable Energy Feed In Tariff Scheme in South Africa*. Aalborg University, Copenhagen, Denmark.

<sup>127</sup> Afin de regrouper les modèles de FIT selon les conditions économiques des pays en développement, l'Algérie et l'Afrique du Sud étaient classées dans la même catégorie: revenu moyen (DB Climate Change Advisors, 2010).

Le LCOE est calculé comme suit :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T ((Total\ Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) * (1 + Discount\ Rate)^{-t})}{\sum_{t=1}^T (Electricity_t * (1 + Discount\ Rate)^{-t})} \quad (1)$$

Où, le coût moyen actualisé de l'électricité est égale à la somme des coûts actualisés divisé par la production totale ajustée pour sa valeur économique pendant la durée du projet (Nuclear Energy Agency NEA et Organisation for Economic Co-operation and Development OECD, 2010), tel que :

- **LCOE (Levelized Cost Of Electricity)** : coût moyen actualisé de l'électricité en €/kWh.
- **Electricity<sub>t</sub> (E<sub>t</sub>)**: puissance de l'électricité verte produite en kWh lors de l'année t.
- **Total Investment<sub>t</sub> (TI<sub>t</sub>)** : coût de l'investissement total en M€ lors de l'année t.
- **O&M<sub>t</sub>** (Operation and Maintenance): coût d'exploitation (coûts de fonctionnement et de maintenance) lors de l'année t.
- **Fuel<sub>t</sub>** : coût du carburant lors de l'année t.
- **Carbon<sub>t</sub>** : coût de carbone lors de l'année t.
- **Decommissioning<sub>t</sub>** : coût de démantèlement lors de l'année t.
- **(1+Discount Rate)<sup>-t</sup>** : facteur d'actualisation lors de l'année t.
- **Discount Rate** : taux d'actualisation.
- **T** : durée du projet EnR

Le calcul du LCOE nous permet de calculer le Net Cash Flow comme suit:

$$Net\ Cash\ Flow_t = Cash\ in\ Flow_t - Cash\ out\ Flow_t$$

Tel que :

$$Cash\ in\ Flow_t = Production\ annuelle\ d'électricité_t * LCOE$$

Le Net Cash Flow actualisé est basé sur le calcul de la Valeur Actuelle Nette (VAN) :

$$Discounted\ Net\ Cash\ Flow = \sum_{t=0}^T Net\ Cash\ Flow_t (1 + Discount\ Rate)^{-t}$$

Dans la deuxième étape du modèle, on va calculer le FIT sur la base du DCF<sup>128</sup>, comme suit :

<sup>128</sup> Connu sous le nom de Discounted Cash Flows Model, c'est une méthode d'évaluation utilisée pour estimer l'attractivité d'une opportunité d'investissement. L'analyse du DCF utilise les projections des flux de trésorerie futurs et les actualise (le plus souvent en utilisant le coût moyen pondéré du capital, WACC) pour arriver à une valeur actuelle, qui est utilisé pour évaluer l'investissement. Le DCF est calculé comme suit:

**FIT =**

$$\frac{\sum_{t=1}^T (O\&M_t + Equity_t + Remuneration\ of\ equity\ capital_t + Annuity_t + Taxes_t)(1 + Discount\ Rate)^{-t}}{\sum_{t=1}^T Electricity_t(1 + Discount\ Rate)^{-t}} \quad (2)$$

Le modèle DCF génère comme résultat le FIT, en calculant la VAN de la somme des flux de trésorerie annuels divisé par la production totale ajustée pour sa valeur économique pendant la durée du projet. Le Cash Flow comprend : les coûts d'investissement total partagés entre dettes et fonds propres, le coût d'exploitation, le revenu de l'électricité produite, et les taxes. Tel que :

- **FIT (Feed-In Tariff)** : tarif de rachat garanti de l'électricité en €/kWh.
- **Electricity<sub>t</sub> (E<sub>t</sub>)**: puissance de l'électricité verte produite en kWh lors de l'année t.
- **O&M<sub>t</sub> (Operation and Maintenance)** : coût d'exploitation (coûts de fonctionnement et de maintenance) lors de l'année t.
- **Equity<sub>t</sub>**: fonds propres lors de l'année t.
- **Remuneration of equity capital<sub>t</sub>** : rendement des fonds propres en M€ lors de l'année t, calculé sur la base du taux de rendement et du montant des fond propres.
- **Annuity<sub>t</sub>** : la somme des coûts et de l'amortissement de la dette en M€ lors de l'année t, calculée sur la base du montant et la durée de la dette et le taux d'intérêt. C'est le remboursement de la dette par annuité constante<sup>129</sup>.
- **Taxes<sub>t</sub>** : taxes en M€ lors de l'année t, calculées sur la base du profit réalisé et de l'intérêt sur bénéfices des sociétés (IBS).
- **(1+Discount Rate)<sup>-t</sup>** : facteur d'actualisation lors de l'année t.
- **Discount Rate** : taux d'actualisation.
- **T** : durée du projet EnR.

$$DCF = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

CF = Cash Flow

r = discount rate (WACC)

$$^{129} A = D * \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}} ; \text{Où :}$$

A : annuité constante

D : montant de la dette (M€)

i : taux d'intérêt (%)

n : durée de remboursement de la dette (années)

## Modèles de calcul du FIT basé sur les coûts<sup>130</sup>

Les régulateurs ont appliqué des méthodes différentes pour le calcul du FIT. Toutefois, les données empiriques montrent que les pays qui ont basé leurs FIT sur les coûts de production réels ont été couronnés de succès. On rappelle que l'approche fondée sur les coûts est la méthode de calcul basée sur le coût moyen actualisé de l'électricité verte produite, y compris un rendement suffisant sur les projets EnR fixé par les pouvoirs publics, et ainsi offrir une rentabilité pour les producteurs. Cette approche sera donc considérée comme la «meilleure pratique». Différents modèles de calcul selon cette approche ont été construits par différents pays. On peut citer :

- **La rémunération par la couverture des coûts (cost-covering remuneration) en Allemagne** : le tarif est fixé par le Ministère de l'Économie et celui de l'Environnement (BMU) selon une méthodologie transparente de calcul tarifaire sur la base des coûts de production d'électricité et garanti pour une durée de **20ans**. Pour son calcul, le taux d'intérêt est fixé à une valeur nominale de **8%** et l'inflation est fixée à **2%**. La méthode de la valeur actualisée nette est appliquée pour l'énergie éolienne afin de prendre en compte la variation du paiement du FIT sur la longue période, car ce paiement est plus élevé dans les premières années de production. Quand aux autres technologies EnR, on applique la méthode de l'annuité, cette méthode de calcul de l'investissement dynamique permet de traduire des paiements ponctuels et périodiques des divers montants de paiements annuels constants (BMU, 2008).
- **La méthode de l'indice de profitabilité (profitability index method) en France** : le tarif est fixé par le Ministère de l'Économie pour une durée de **15ans** et proposé par l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME). La méthodologie française a été initialement développée pour le calcul des tarifs de l'énergie éolienne et est basée sur un ensemble de paramètres transparents pour garantir une profitabilité suffisante et juste sur les projets EnR. Le taux d'actualisation retenu est le coût moyen pondéré du capital (WACC), qui a pris la valeur de **6.5%** en termes réels en 2001. L'indice de profitabilité était égal à **0.3**.

<sup>130</sup> MENDONÇA, M., JACOBS, D., SOVACOL, B. (2010). *op.cit.* (p.19-24).

- **Le taux de rendement raisonnable (reasonable rate of return) en Afrique du Sud :** le tarif est fixé par le régulateur (NERSA) qui se réfère à l'approche des flux de trésorerie actualisés basée sur le coût moyen actualisé de l'électricité, elle est fondée sur le recouvrement intégral des coûts et le retour raisonnable sur investissement. Contrairement à de nombreux pays industrialisés, le taux d'inflation dans les pays en développement ou des économies émergentes est souvent plus élevé. Cela signifie que les décideurs des pays en développement pourraient envisager des tarifs indexés sur l'inflation. NERSA prévoit un taux d'inflation annuel de 8% pour le calcul des tarifs.

Malgré la variété des noms et des modèles de calcul, dans tous les cas, le régulateur définit le niveau tarifaire afin de permettre un certain taux de rentabilité interne (TRI), généralement entre 5% et 10% par an. On verra plus loin que ce taux représente le coût moyen pondéré du capital (WACC). Le coût des ressources financières de l'entreprise dépend à la fois des coûts financiers de la dette, de la rémunération attendue par l'investisseur et de la répartition du capital (investissement) entre dettes et capitaux propres. À partir de cette information, on peut calculer le coût moyen de ces ressources financières (WACC), qui représente le taux d'actualisation dans notre modèle de base.

Les paramètres clés que nous devons prendre en considération lors du calcul du FIT sont :

- **Durée du projet :** la durée d'éligibilité du FIT est souvent identique à la durée de vie de l'installation EnR. Le FIT est révisé par le régulateur durant cette période, généralement tout les 5ans. La durée du projet EnR est égale à la durée d'éligibilité du FIT dès le début de la production d'électricité verte, plus la durée d'investissement de la construction des installations EnR.
- **Coût d'investissement total :** le coût d'investissement d'un projet EnR spécifique de chaque kW doit être établi. Ce coût comprend : le coût de développement du projet, le coût de développement de l'infrastructure, le coût des terrains, le coût de la main d'œuvre, le coût de la logistiques, le coût des équipements électromécaniques, le coût d'interconnexion, les fonds de roulement, l'indice

international des coûts d'équipement utilisé pour la mise à jour annuelle des coûts. Le coût d'investissement total est exprimé en M€/kWh selon l'équation suivante :

$$\text{Coût d'investissement total} = \text{Capacité} * \text{Coût d'investissement}$$

Tel que :

- **Capacité** : capacité d'électricité installée en MW et convertie en kW.
- **Coût d'investissement** : coût exprimé en €/kWh.
- **Coût d'exploitation** : les coûts de fonctionnement et de maintenance sont estimés en pourcentage (%) du coût de l'investissement total. Cette fraction peut varier pendant la durée d'éligibilité selon la durée de vie du projet EnR.
- **Coût de démantèlement** : le coût de mise hors service d'une installation EnR est exprimé en pourcentage (%) du coût de l'investissement total.
- **Coût du carburant** : estimé en €/kWh, le coût de carburant est appliqué seulement à la biomasse.
- **Coût de carbone** : estimé en ct€/kWh, le coût de carbone est une externalité négative estimée par les centres de recherche en économie.
- **Electricité** : les facteurs de chaque projet EnR doivent être établis afin d'estimer, en kWh, la puissance d'électricité produite annuellement. Ces facteurs comprennent : la capacité optimale d'une installation EnR qui dépend du potentiel énergétique réel par région (il sera tenu compte des meilleurs sites dans le cas des technologies émergentes). La production annuelle d'électricité dépend du nombre d'heure d'utilisation exprimé selon l'équation suivante :

$$\text{Production annuelle d'électricité} = \text{capacité} * \text{nombre d'heures d'utilisation}$$

Tel que :

$$\text{Nombre d'heures d'utilisation} = \text{facteur de capacité} * 8670$$

Où :

- **Production annuelle d'électricité** : énergie (puissance) annuelle d'électricité verte produite exprimée en kWh/an.
- **Capacité** : capacité d'électricité verte installée en MW et convertie en kW.
- **Nombre d'heures d'utilisation** : nombre d'heure d'utilisation annuelle d'une installation EnR exprimé en h/an.

- **Facteur de capacité** : une fraction (%) du nombre d'heure total durant l'année (8760h), appelé aussi facteur de charge.
- **Rendement des fonds propres** : les fonds propres est une fraction (%) du financement du coût total de l'investissement. Le taux de rendement des fonds propres (Return On Equity, ROE) est fixé de sorte que l'investisseur reçoit au moins le coût des fonds propres (Cost Of Equity, COE). Ce dernier est estimé selon le modèle d'évaluation des actifs du capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM) sur toute la durée d'éligibilité.

$$\text{COE} = K_{\text{RF}} + (K_{\text{M}} - K_{\text{RF}}) \beta$$

Tel que :

- $K_{\text{RF}}$  : taux sans risque (utiliser le taux d'intérêt de bon du Trésor à long terme).
- $(K_{\text{M}} - K_{\text{RF}})$  : prime de risque sur fonds propres (Equity Risk Premium, ERP), c'est le risque type d'un investissement dans le pays par rapport à un investissement sans risque.
- $\beta$  : Beta, mesure le risque d'un projet (technologie, les prévisions de l'énergie, de revenus, ...etc.) et représente la volatilité d'un projet relative au marché.

Le taux de rendement des fonds propres doit être plus élevé que le taux d'intérêt de la dette, car l'actionnaire supporte plus de risques qu'une banque: en cas de liquidation, la banque sera remboursée en priorité alors que l'actionnaire venant en dernier dans l'ordre des remboursements risque de tout perdre. En échange de ce risque, il attend donc une rémunération supérieure au taux d'intérêt pratiqué par une banque.

- **Coût de la dette** : la dette représente une fraction (%) du coût de l'investissement total. Le taux d'intérêt est estimé en fonction de la moyenne du taux de dépôt pondérés (Average of Weighted Deposit Rates, AWDR) publié par la Banque Centrale sur douze mois (12mois). La période de remboursement du prêt doit être fixée.
- **Taux d'actualisation** : La valeur du taux d'actualisation, qui reste fixe pendant toute la durée du projet, doit garantir une rentabilité raisonnable sur les projets EnR. Les rendements attendus par les investisseurs ainsi que les autres risques financiers et les incertitudes relatives à l'investissement sont capturés dans le choix

du taux d'actualisation utilisé pour calculer la VAN (IEA, NEA, OECD, 2010). Ce taux est déterminé par le coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC), calculé selon l'équation (3). C'est le taux minimal de rentabilité qui est nécessaire pour le développement des projets EnR (IEA, NEA, OECD, 2010). En d'autre terme, c'est le Taux de Rentabilité Interne (TRI)<sup>131</sup> qui annule la Valeur Actuelle Nette (VAN=0) du DCF.

$$\text{WACC} = \frac{\text{Debt}\% * \text{Intrest rate}\% + \text{Equity}\% * \text{COE}\%}{100\%} \quad (3)$$

Tel que:

- **Debt** : fraction de la dette en %.
  - **Intrest rate** : taux d'intérêt.
  - **Equity** : fraction des fonds propres en %.
  - **COE** : coût des fonds propres qui est égales au ROE.
- **Taxes** : les taxes payées sur bénéfice réalisé sont calculées sur la base de l'Impôt sur le Bénéfice des Sociétés (IBS), comme suit :

$$\text{Taxes}_t = \text{Profit}_t * \text{IBS}$$

Tel que :

$$\text{Profit}_t = \text{Revenue}_t - \text{Coût}_t$$

Où :

$$\text{Revenue}_t = \text{Production annuelle d'électricité} * \text{LCOE}$$

$$\text{Coût}_t = \text{O\&M}_t + \text{Coût de la dette}_t + \text{Dépréciation}$$

Et :

$$\text{Dépréciation} = \text{Coût d'investissement total} / \text{Durée d'éligibilité}$$

- **Construction du projet EnR** : la durée de construction est estimée à deux années (02ans) où l'investissement est partagé équitablement entre ces deux années (50% chacune) et les fonds propres totaux sont dépensés à la première année de construction. L'intérêt durant la construction (Interest During Construction, IDC) doit être capitalisé pour l'estimation du remboursement du prêt.

<sup>131</sup> Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) est le taux d'actualisation qui à la propriété d'annuler la Valeur Actuelle Nette (VAN) de manière à établir une stricte égalité entre les capitaux investis actualisés à ce taux et la valeur des flux de revenus actualisés au même taux. La formule générale est de la forme :

$$\sum_{t=1}^T \frac{I_t}{(1+\text{TRI})^t} = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+\text{TRI})^t}$$

Si le TRI est supérieur au taux d'intérêt, le projet est considéré rentable.

Dans notre modèle de base : **TRI > taux d'intérêt** → le projet EnR est jugé rentable.

**Exemple** : Si : l'investissement total en M€ est TI, et la dette est de 70% et les fonds propres sont de 30%, et le taux d'intérêt du prêt est de 3%.

Sachant que : le coût de TI = fonds propres + dettes.

On obtient : l'IDC et le coût de l'investissement total capitalisé.

**TABLEAU N°11 : Coût de l'investissement total capitalisé pour le projet EnR**

	Années de construction	
	Année 1	Année 2
Fonds propres (%)	30%	/
Dettes (%)	20%	50%
Taux d'intérêt du prêt (i%)	3%	3%
Intérêt durant la construction (IDC)	TI x 20% x 3%	TI x (20% + 50%) x 3%
Coût de l'investissement total capitalisé	TI + IDC <sub>1</sub> + IDC <sub>2</sub>	

Source : établi par nos soins, inspiré de Public Utilities Commission of Sri Lanka (2011)

- **Indexation** : la dépréciation du FIT peut être causée par la dégression des coûts dans le temps, ou par la dépréciation de la valeur réelle des revenus des projets causés par le taux global d'inflation. Afin d'amortir l'intégralité des coûts d'un projet EnR, il faut en moyenne une durée de 15ans à 20ans. Ces projets d'investissement à long terme sont très sensibles aux effets de l'inflation. Par conséquent, il pourrait être nécessaire d'ajuster les paiements du FIT à l'indice des prix de consommation annuelle. Cet ajustement offre une sécurité pour les investisseurs, en protégeant la valeur réelle des revenus sur le projet EnR des changements de l'économie (COUTURE et GAGNON, 2010)<sup>132</sup>. Ceci est particulièrement important pour les pays ayant un taux d'inflation annuel élevé, car après plusieurs années, le taux réel de la rémunération sera sensiblement inférieur au taux nominal. L'indexation de l'inflation est fortement recommandée.<sup>133</sup>

Le FIT peut être ajusté totalement (Irlande 100%) ou partiellement (Canada 20%, Espagne 50%) à l'inflation. Le FIT peut être ajusté aussi avant ou après calcul final, d'où on peut proposer les deux méthodes d'ajustement suivantes :<sup>134</sup>

- 1) Ajuster le taux d'intérêt nominal comme suit :

$$\text{Real cost of Debt} = \left[ \frac{(1+NCD)}{(1+I)} \right] * 100\%$$

<sup>132</sup> COUTURE, T.D., CORY, K., KREYCIK, C., WILLIAMS, E. (July 2010). *op.cit.* (pp.42-43).

<sup>133</sup> MENDONÇA, M., JACOBS, D., SOVACOOOL, B. (2010). *op.cit.* (pp.52-53).

<sup>134</sup> PETSAS, S. (June 2011). *op.cit.* (pp.82-87).

Tel que :

- **Real Cost of Debt** : coût réel de la dette.
- **NCD** (Nominal Cost of Debt) : coût nominal de la dette.
- **I** : taux de l'inflation en %.

2) Ajuster le FIT comme suit :

$$\text{REFIT}_{j+1} = \text{Capex}_{2014} + \text{O\&M}_j * (1 + \text{CPI}_j / 100)$$

Tel que :<sup>135</sup>

- **REFIT<sub>j+1</sub>** (Renewable Energy Feed-in Tariff) : prix d'achat garanti d'énergie renouvelable lors de l'année j+1 sous l'accord d'achat d'électricité (PPA).
  - **Capex<sub>2014</sub>** : coût de capital (coût d'investissement total) à l'année 2014.
  - **O&M<sub>j</sub>** (Operation and Maintenance) : coût d'exploitation (coûts de fonctionnement et de maintenance) lors de l'année j.
  - **CPI<sub>j</sub>** (Consumer Price Index) : indice de prix de consommation lors de l'année j.
  - **j** : année dans la durée d'éligibilité, tel que :  $2014 \leq j \leq n$ .
- **Taux de change** : le taux de change pris en compte est celui fixé par la Banque Centrale de l'année en cour (t) ou de la fin de l'année précédente (31/12/t-1).

Il est impératif de cerner tout ces paramètres influençant le niveau du FIT. On peut les regrouper en trois catégories :

- **Paramètres techniques** : durée de vie des EnR, durée d'éligibilité du projet EnR, potentiel énergétique réel par région (facteur de charge et rendement énergétique par technologie : durée d'ensoleillement et irradiation solaire, durée et vitesse du vent), la taille de l'installation EnR (capacité installée), Heures de production/an, facteurs historiques des installations d'EnR existantes.
- **Paramètres économiques** : durée de construction du projet EnR, coût d'investissement, coût d'exploitation (coûts de fonctionnement et de maintenance), coût de démantèlement, coût de carbone, coût de carburant.
- **Paramètres financiers** : taux d'actualisation, taux de rendement des fonds propres, taux d'intérêt, impôt sur bénéfiques des sociétés et avantages fiscaux, intérêt durant la construction du projet d'EnR, indexation annuelle (inflation, indices des prix à la consommation), et taux de change.

---

<sup>135</sup> Cette formule ajuste le FIT en termes nominaux, sur la base de l'indice des prix de consommation.

## 2.2. Hypothèses<sup>136</sup>

Comme il a déjà été mentionné, le niveau de FIT approprié dépend de plusieurs paramètres (production annuelle d'électricité, taux d'actualisation, ...etc.), et dans l'absence d'études de cas spécifiques sur des projets EnR en Algérie, certaines hypothèses ont dû être prises en compte pour effectuer l'analyse. Les principales hypothèses sous-tendant le scénario de base, sont présentées ci-dessous.

Les données techniques collectées sur les différentes technologies EnR : solaire photovoltaïque (PV), éolien onshore (Wind), et solaire thermique (CSP avec stockage), ainsi que les données économique-financières sont utilisées pour une détermination pertinente du FIT afin d'accélérer le développement des EnR en Algérie.

### Paramètres techniques

Dans le cadre du Programme des Energies Renouvelables et d'Efficacité Energétique (2011), les projets EnR (PV, WIND, et CSP avec stockage) de production d'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes :<sup>137</sup>

- 1) une première étape, entre 2011 et 2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles.
- 2) la seconde étape, en 2014 et 2015, sera marquée par le début du déploiement du programme.
- 3) la dernière étape, de 2016 à 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

Les calculs sont portés sur des installations de capacité de références : PV de **5MW**, WIND de **10MW**, et de CSP avec stockage de **100MW**.

Ici, la durée d'éligibilité du FIT est égale à la durée de vie du projet EnR.

**TABLEAU N°12 : Paramètres techniques des centrales solaires thermique et photovoltaïque et de la ferme éolienne**

Paramètres techniques	PV	CSP	WIND
Capacité de référence (MW)	5 MW	100 MW	10 MW
Facteur de capacité (%)	29%	40% <sup>138</sup>	19%
Nombre d'heure d'utilisation (heures/an)	2500 h/an	3504 h/an	1700 h/an
Production annuelle d'électricité (GWh)	12.5 GWh	350.4 GWh	17 GWh
Durée d'éligibilité (année)	20 ans 2014-2033	25 ans 2014-2038	20 ans 2014-2033

Source : établi par nos soins, basé sur les hypothèses de la SONELGAZ (2012) et de l'IRENA (2012)

<sup>136</sup> Fournies par la SONELGAZ.

<sup>137</sup> Ministère de l'Energie et des Mines & SATINFO (SONELGAZ). (Mars 2011). *op.cit.* (p.05).

<sup>138</sup> 27% est le facteur de capacité supposé par la SONELGAZ pour le CSP avec stockage, hors que c'est le taux qui correspond au CSP sans stockage selon les données de IRENA (voir Annexe A).

### Paramètres économiques

Grâce aux caractéristiques environnementales des trois technologies : PV, WIND, et CSP avec stockage, les coûts de carbone et de carburant sont nuls (coût du carburant=0 ; coût de carbone=0).

Dans notre approche, le coût de mise hors service est égale à zéro (coût de démantèlement=0), parce qu'on n'est pas dans le cas échéant.

Les coûts d'investissement et d'exploitation sont estimés par la SONELGAZ en se référant aux données fournies par l'ensemble des acteurs concernés par le développement des énergies (CREDEG, NEAL, SONELGAZ/DGSP, OS, CEEG, et SPE).

L'absence de projets EnR nationaux opérationnels implique que les hypothèses sur les coûts d'investissement et d'exploitation sont tirées des coûts de projet EnR en Euro (€) des pays européen. Malgré que ces coûts soient caractérisés par un degré d'incertitude, ils sont considérés comme adéquats aux fins de cette étude.

Les coûts d'exploitation sont fixes pendant toute la durée d'éligibilité.

**TABLEAU N°13 : Paramètres économiques des centrales solaires thermique et photovoltaïque et de la ferme éolienne**

Paramètres économiques	PV	CSP	WIND
Coût de l'investissement (€/kW)	2200 €/kW	5200 €/kW	1200 €/kW
Coût d'investissement total (Million €)	11 M€	520 M€	12 M€
Coût d'exploitation (O&M) (%)	0.5%	3%	1%
Coût d'exploitation (O&M) (Million €)	0.055 M€	15.6 M€	0.12 M€
Durée de construction (année)	02 ans : 2012-2013		

Source : établi par nos soins, basé sur les hypothèses de la SONELGAZ (2012)

La durée de construction est estimée à deux ans (2012 et 2013) où le coût de l'investissement total est partagé équitablement entre les deux années (50% en 2012 et 50% en 2013), et le montant total des fonds propres est dépensé à la première année de construction.

Les coûts d'investissement sont des overnight costs, ce qui signifie qu'ils ne comprennent pas les intérêts durant la construction (IDC) et autres coûts de financement (Electric Power Research Institute EPRI, 2010).

**TABLEAU N°14 : Répartition du coût de l'investissement total pour le projet EnR**

	Années de construction		Coût d'investissement total
	Année 1 (2012)	Année 2 (2013)	
Fonds propres (%)	30%	/	TI*30%
Dettes (%)	20%	50%	TI*(20%+50%)
Coût d'investissement total	TI*(30%+20%)	TI*50%	100%TI

Source : établi par nos soins

### Paramètres financiers

Le taux d'actualisation est basé sur le calcul du WACC qui garantit un TRI pour l'investisseur pour lequel le projet EnR est rentable. Les hypothèses financières sur la part des fonds propres et leur taux de rendement, ainsi que la part de la dette et son taux d'intérêt, nous ont permis de déterminer le WACC qui sera, selon l'équation (3)<sup>139</sup>, égal à **5.025%**.

La SONELGAZ bénéficie d'une période de grâce de **10ans** pour le remboursement de sa dette<sup>140</sup> avec un taux d'intérêt bonifié égale à **3.75%**.

Quand à l'indexation, les différents taux sont ajustés à l'inflation<sup>141</sup>.

**TABLEAU N°15 : Paramètres financiers des centrales solaires thermique et photovoltaïque et de la ferme éolienne**

Paramètres financiers	Valeur
Fonds propres (%)	30%
Taux de rendement des fonds propres, ROE (%)	8%
Dettes (%)	70%
Taux d'intérêt, i (%)	3.75 %
Taux d'actualisation, WACC (%)	5.025%
Impôt sur bénéfice des sociétés, IBS (%)	19%
Taux de change (31/12/2012)	1€ = 102.9292 DA ; 1USD =77.89 DA
Durée d'endettement (année)	20 ans
Période de grâce (année)	10 ans

Source : établi par nos soins, basé sur les hypothèses de la SONELGAZ (2012)

Les hypothèses de base (techniques, économiques, et financières) pour les trois technologies étudiées (PV, WIND, et CSP avec stockage) sont résumées dans le tableau suivant.

<sup>139</sup>  $WACC = \frac{(70\% * 3.75\%) + (30\% * 8\%)}{100\%} = 5.025\%$ .

<sup>140</sup> Durée d'endettement = période de grâce + durée de remboursement de la dette.

<sup>141</sup> Information affirmée par la SONELGAZ.

**TABLEAU N°16 : Paramètres techniques, économiques, et financiers des centrales solaires thermique et photovoltaïque et de la ferme éolienne**

Paramètres		PV	CSP	WIND
Techniques	Capacité de référence (MW)	5 MW	100 MW	10 MW
	Facteur de capacité (%)	29%	40%	19%
	Nombre d'heure d'utilisation (heures/an)	2500 h/an	3504 h/an	1700 h/an
	Production annuelle d'électricité (GWh)	12.5 GWh	350.4 GWh	17 GWh
	Durée d'éligibilité (année)	20 ans 2014-2033	25 ans 2014-2038	20 ans 2014-2033
Economique	Coût d'investissement (€/kWh)	2200	5200	1200
	Coût d'investissement total (Million €)	11 M€	520 M€	12 M€
	Coût d'exploitation O&M (%)	0.5%	3%	1%
	Coût d'exploitation (O&M) (Million €)	0.055 M€	15.6 M€	0.12 M€
	Durée de construction (année)	02 ans : 2012-2013		
Financiers	Fonds propres (%)	30%		
	Taux de rendement des fonds propres, ROE (%)	8%		
	Dettes (%)	70%		
	Taux d'intérêt, i (%)	3.75%		
	Taux d'actualisation, WACC (%)	5.025%		
	Impôt sur bénéfice des sociétés, IBS (%)	19%		
	Durée d'endettement (année)	20 ans		
	Période de grâce (année)	10 ans		
	Taux de change (31/12/2012)	1€ = 102.9292 DA ; 1USD = 77.89 DA		

Source : établi par nos soins

### Autres scénarios

Le modèle est suffisamment souple pour permettre l'introduction de quelques scénarios de sensibilité où l'impact de la variation des principales hypothèses peut être examiné. Nous allons tester la variation des paramètres suivants sur le niveau du FIT par rapport au modèle de base :

- **Taux d'actualisation** : Nous allons remplacer le taux de **5.025%** par deux autres taux d'actualisation pour voir leurs impacts sur le niveau du FIT. Le premier représente le taux de rendement des fonds propres (ROE) qui est de **8%**, et le second est supposé égal à **10%** par la SONELGAZ.
- **Remboursement de la dette** : on suppose que la durée de la dette est de **20ans** avec un taux bonifié de **3.75%** pour la SONELGAZ, mais cette fois sans période de grâce, donc la durée de remboursement de la dette sera de **20ans**.
- **Taux d'intérêt** : pour les projets EnR similaires (PV, WIND, et CSP avec stockage), le taux d'intérêt est fixé à **6%** pour les investisseurs privés qui ne bénéficient pas de période de grâce. Le remboursement de la dette est d'une durée de **20ans** à partir de la première année de production d'électricité verte.

- **Facteur de charge** : en faisant varier le facteur de capacité de 50% (+50% et -50%), on peut voir son impact direct sur le niveau du prix de l'électricité.

Par ailleurs, nous avons collecté les données de l'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA, 2012) portant principalement sur les paramètres techniques et économiques<sup>142</sup>, afin de comparer les hypothèses de SONELGAZ avec ceux de IRENA sur les coûts. Le facteur de capacité est sous-évalué par la SONELGAZ dans le cas de l'éolien onshore et le CSP avec stockage, mais sur-évalué dans le cas du solaire PV. Quand aux coûts d'investissement, le coût du solaire PV est sous-évalué, et les coûts de l'éolien onshore et du CSP avec stockage sont optimistes.

Le niveau du FIT en DA/kWh, est défini selon une méthode de calcul clair et transparent. Néanmoins, il faut garder à l'esprit que lors de la détermination du FIT, un tel modèle est aussi bon que les données qu'il utilise. Seulement, même avec des données fiables, un degré élevé d'incertitude existe par rapport à la décision finale des investisseurs aux FITs proposés.

### 2.3. Tarif DZ

Il faut noter que le LCOE n'est pas le FIT requis. La méthode du LCOE permet la comparaison entre les différentes technologies de production d'énergie verte sur la base des coûts moyens actualisés, mais le LCOE n'est pas le FIT. Le calcul du FIT est plus complexe à définir, sa détermination dépend des paramètres plus précis, tel que la répartition des coûts d'investissement, et la réglementation des taxes et de la dette.<sup>143</sup> Le modèle DCF basé sur le LCOE a pour résultat le prix de l'électricité (FIT) pour lequel les différents projets EnR génèrent un rendement positif pour l'investisseur.

Compte tenu des hypothèses définies par la SONELGAZ, nous avons pu déterminer le FIT selon une méthodologie de calcul sur Excel inspirée du modèle théorique adapté au cas de l'Algérie et du modèle de calcul préposé par la SONELGAZ (2012).<sup>144</sup>

---

<sup>142</sup> Voir Annexe A.

<sup>143</sup> KOST, C., SCHLEGL, T., THOMSEN, J., NOLD, S., MAYER, J. (May 2012). *Levelized cost of electricity, renewable energies*. (p.08). Fraunhofer, Germany.

<sup>144</sup> Voir Annexe B.

Selon l'équation (1), les LCOE des trois technologies (PV, WIND, et CSP avec stockage) sont égales à :

$$LCOE_{PV} = \frac{\sum_{t=1}^{22} (\text{Cash out Flow}_t)(1+5.025\%)^{-t}}{\sum_{t=1}^{22} \text{Electricity}_t(1+5.025\%)^{-t}} = \frac{10.84}{141} = 0.077 \text{ €/kWh} = 7.92 \text{ DA/kWh}$$

$$LCOE_{CSP} = \frac{\sum_{t=1}^{27} (\text{Cash out Flow}_t)(1+5.025\%)^{-t}}{\sum_{t=1}^{27} \text{Electricity}_t(1+5.025\%)^{-t}} = \frac{682.11}{4466} = 0.153 \text{ €/kWh} = 15.72 \text{ DA/kWh}$$

$$LCOE_{WIND} = \frac{\sum_{t=1}^{22} (\text{Cash out Flow}_t)(1+5.025\%)^{-t}}{\sum_{t=1}^{22} \text{Electricity}_t(1+5.025\%)^{-t}} = \frac{12.51}{192} = 0.065 \text{ €/kWh} = 6.72 \text{ DA/kWh}$$

**TABLEAU N°17 : Coût moyen actualisé de l'électricité produite de sources solaire (PV et CSP avec stockage) et éolienne (WIND) pour la durée du projet selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité**

		LCOE (DA/kWh)			
		PV	CSP	WIND	
Modèle de base	5.025% (WACC)	7.92	15.72	6.72	
	3.75% (taux d'intérêt)				
Scénarios de sensibilité	10ans (période de grâce)	10.05	19.46	8.42	
	29% <sub>PV</sub> , 40% <sub>CSP</sub> , 19% <sub>WIND</sub> (Facteur de charge)				
Scénarios de sensibilité	Taux d'actualisation	8% (ROE)	11.62	22.25	9.69
		10% (SONELGAZ)	9.01	17.64	7.59
	Taux d'intérêt	6%	5.28	10.48	4.48
	Facteur de charge (facteur de capacité)	+50%	15.84	31.44	13.43
		-50%			

Source : établi par nos soins

Les résultats des LCOE des différentes technologies montrent que le projet CSP avec stockage semble le plus cher, suivi par les projets PV et WIND. Dans notre modèle de base, les LCOE obtenus sont cohérents avec ceux d'IRENA à l'horizon 2015 (Annexe A).

Compte tenu de l'ensemble des équations présentées précédemment et notamment l'équation (2), nous avons pu proposer la formule de calcul du tarif d'achat garanti (FIT) en fonction du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) suivante :

**FIT =**

$$\frac{\sum_{t=1}^T (\text{O\&M}_t + \text{Equity}_t + \text{Remuneration of Equity capital}_t + \text{Annuity}_t + [(\text{Electricity} * \text{LCOE})_t - \text{Coût}_t] * \text{IBS})(1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^T \text{Electricity}_t(1+r)^{-t}}$$

Les FITs des trois technologies (PV, WIND, et CSP avec stockage) sont égales à :

$$FIT_{PV} = \frac{\sum_{t=1}^{22} (\text{Cash requirement}_t)(1+5.025\%)^{-t}}{\sum_{t=1}^{22} \text{Electricity}_t(1+5.025\%)^{-t}} = \frac{11.37}{141} = 0.081 \text{ €/kWh} = 8.31 \text{ DA/kWh}$$

$$FIT_{CSP} = \frac{\sum_{t=1}^{27} (\text{Cash requirement}_t)(1+5.025\%)^{-t}}{\sum_{t=1}^{27} \text{Electricity}_t(1+5.025\%)^{-t}} = \frac{725.7}{4466} = 0.162 \text{ €/kWh} = 16.73 \text{ DA/kWh}$$

$$FIT_{WIND} = \frac{\sum_{t=1}^{22} (\text{Cash requirement}_t)(1+5.025\%)^{-t}}{\sum_{t=1}^{22} \text{Electricity}_t(1+5.025\%)^{-t}} = \frac{13.08}{192} = 0.068 \text{ €/kWh} = 7.03 \text{ DA/kWh}$$

**TABLEAU N°18 : Tarif d'achat garanti de l'électricité produite de sources solaire (PV et CSP avec stockage) et éolienne (WIND) pour la durée du projet selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité**

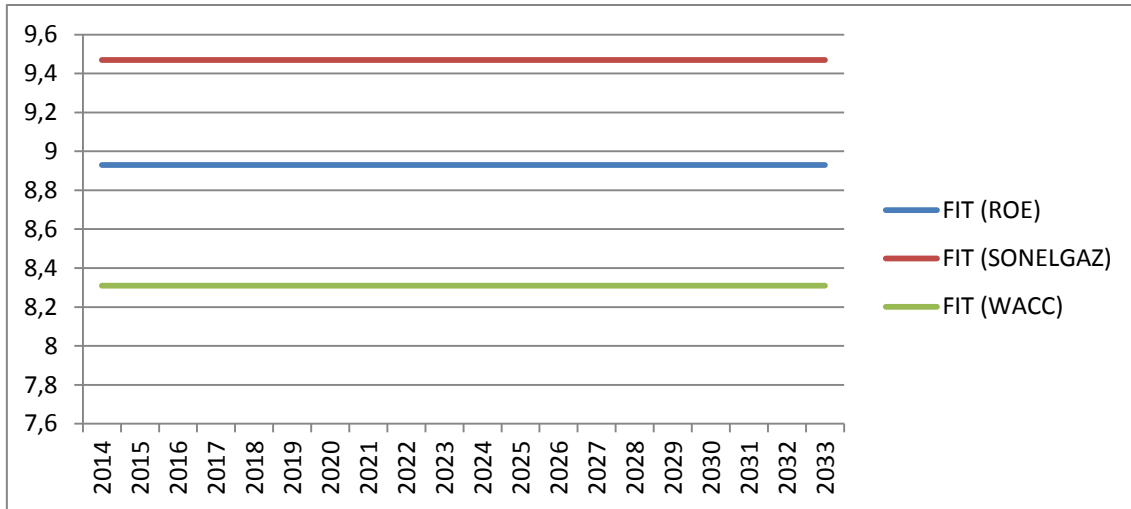
		FIT (DA/kWh)			
		PV	CSP	WIND	
Modèle de base	5.025% (WACC)	8.31	16.73	7.03	
	3.75% (taux d'intérêt)				
Scénarios de sensibilité	10ans (période de grâce)	8.93	18.03	7.53	
	29% <sub>PV</sub> , 40% <sub>CSP</sub> , 19% <sub>WIND</sub> (Facteur de charge)				
	Taux d'actualisation	10% (SONELGAZ)	9.47	19.07	7.96
	Remboursement de la dette	Sans période de grâce	9.74	18.88	8.18
		Taux d'intérêt	6%	11.05	21.14
	Facteur de charge (facteur de capacité)	+50%	5.54	11.15	4.68
-50%		16.61	33.45	14.05	

Source : établi par nos soins

Selon notre modèle de base actualisé au coût moyen pondéré du capital (WACC), les résultats de calcul du FIT des trois technologies de production d'électricité verte : le solaire PV, le CSP avec stockage, et l'éolien onshore, sont les suivants : **8.31 DA/kWh**, **16.73 DA/kWh**, et **7.03 DA/kWh** respectivement. Ces tarifs couvrent non seulement les coûts de production, mais ils garantissent aussi un retour sur les capitaux investis qui est égal au taux d'actualisation (ici au WACC).

Selon les différents scénarios de sensibilité, on remarque que le FIT augmente avec le taux d'actualisation, le taux d'intérêt, et la durée de remboursement de la dette. Par ailleurs, quand on augmente (repec.diminue) le facteur de capacité, le FIT baisse (respc.augmente).

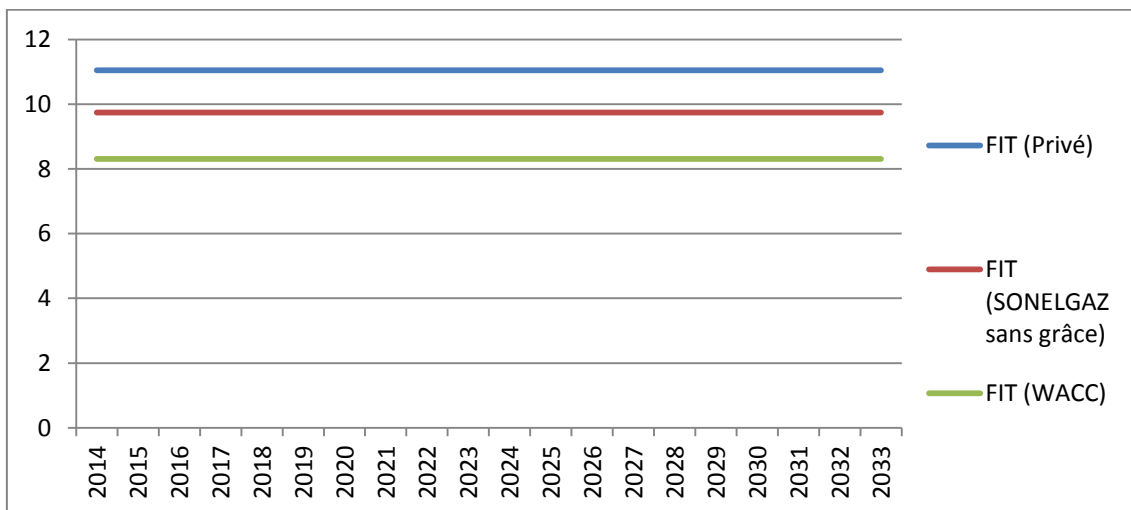
**SCHEMA N°28 : Prix d'achat garanti entre 2014-2033 de la centrale solaire photovoltaïque selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité (paramètre financier : taux d'actualisation)**



Source : établi par nos soins

Le FIT actualisé au WACC est le plus bas tarif qui garanti un revenu raisonnable sur les projets EnR.

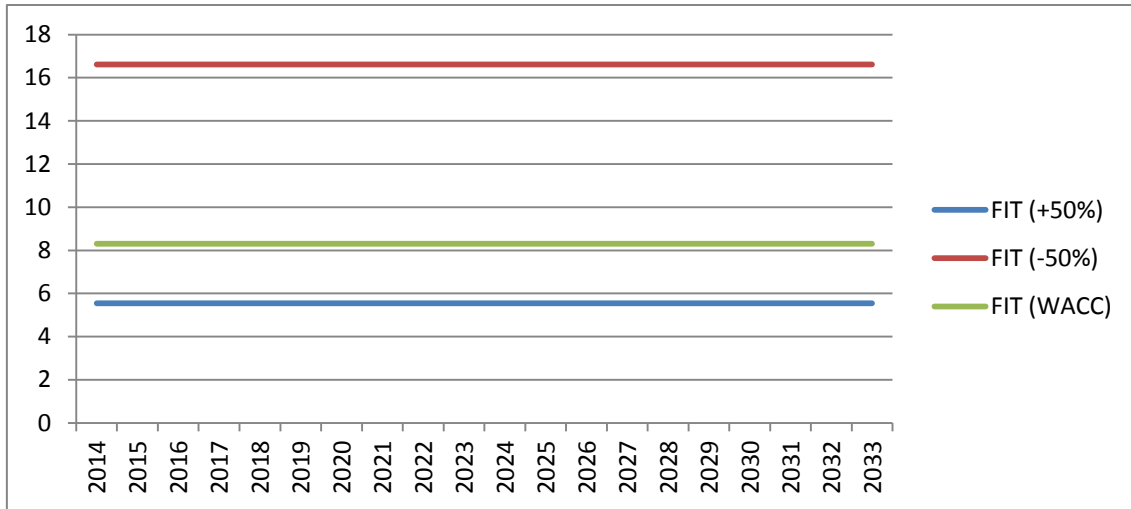
**SCHEMA N°29 : Prix d'achat garanti entre 2014-2033 de la centrale solaire photovoltaïque selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité (paramètres financiers : taux d'intérêt et durée de remboursement de la dette)**



Source : établi par nos soins

Rembourser sa dette sur une longue période (20ans) et avec un taux d'intérêt supérieur (6%), implique un FIT élevé.

**SCHEMA N°30 : Prix d'achat garanti entre 2014-2033 de la centrale solaire photovoltaïque selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité (paramètre technique : facteur de charge)**



Source : établi par nos soins

Par rapport à notre modèle de base, le FIT baisse du tiers (-33%) quand le facteur de capacité augmente de 50%, et double (100%) quand le facteur de capacité baisse de 50%.

Le tarif d'achat garanti est fixe pour toute la durée du contrat d'achat. Il peut, toutefois, après les cinq premières années (05ans), faire l'objet d'un réajustement, par rapport à la différence entre le potentiel énergétique réel du site et celui ayant servi au calcul du tarif d'achat garanti initial et ce, pour la durée résiduelle du contrat.<sup>145</sup>

**Dégressivité du tarif**<sup>146</sup>

Le système de dégressivité tarifaire peut être décrit comme suit : le niveau du FIT dépend de l'année t, lorsque le premier projet EnR commence à produire. Chaque année, le niveau de FIT des nouvelles installations EnR est réduit d'un certain pourcentage (learning rate) à cause de l'effet d'expérience et du progrès technique. Cependant, la rémunération par kWh pour les installations déjà mises en service reste constante pendant toute la durée d'éligibilité (principe du FIT). Par conséquent, lorsqu'un nouveau projet EnR est installé, le FIT sera inférieur au FIT du projet précédent. La dégressivité tarifaire peut être utilisée pour fournir des incitations à

<sup>145</sup> JORA n°33. Décret exécutif n°13-218 du 09 Chaâbane 1434 correspondant au 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

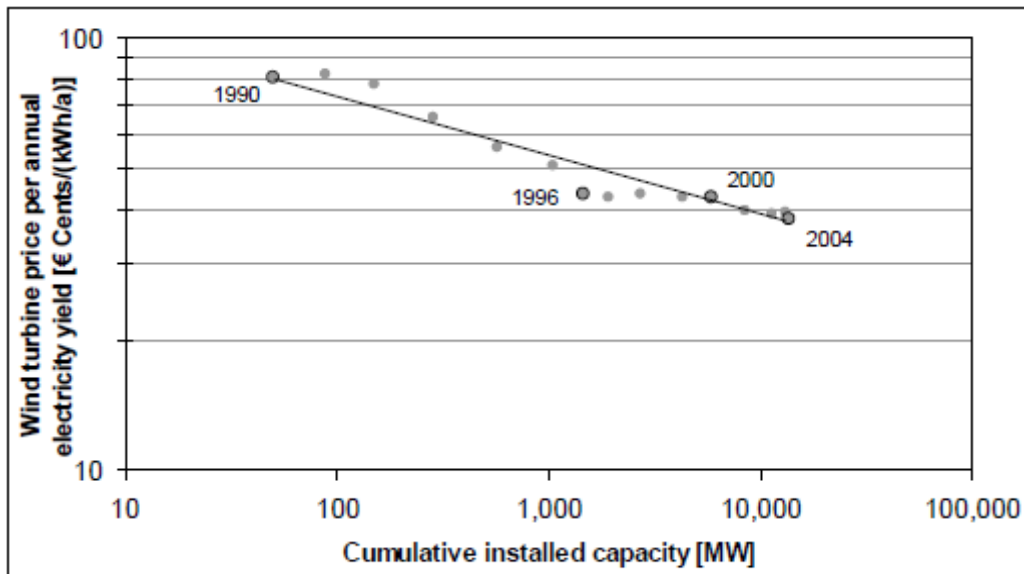
<sup>146</sup> KLEIN, A., MERKEL, E., PFLUGER, B., HE, A. (December 2010). *op.cit.* (p.39).

l'amélioration de la technologie et à la réduction des coûts. En outre, il minimise le risque de surcompensation.

Selon le German Renewable Energy Act, les tarifs d'électricité verte sont réduits annuellement pour chaque technologie EnR. Les FITs pour les nouvelles installations EnR diminue de 1% pour l'énergie éolienne (SCHEMA N°31) et de 10% pour l'énergie photovoltaïque, selon la loi révisée de l'énergie renouvelable (revised renewable energy act). Cette méthode de réduction des coûts due à l'effet de la courbe d'expérience est incluse dans la politique EnR, et des incitations continues pour le développement efficient et la réduction des coûts des nouveaux projets EnR sont offertes (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2008).

Dans le secteur de l'électricité, la baisse des coûts d'investissement (par kW) de nombreuses technologies renouvelables au cours de ses dernières années, s'est traduite par une baisse des coûts de production. Toutefois, en fonction de ces coûts, la majorité des technologies renouvelables ne sont pas encore compétitives avec les technologies conventionnelles. Aucune technologie renouvelable n'a changé de façon plus spectaculaire que le solaire photovoltaïque (NEMET, 2005), ses coûts de production de l'électricité ont diminué plus que toutes autres technologies renouvelables. Le coût du module PV par exemple, a baissé à lui seul de 4.05\$/W à 2.21\$/W en 2010 (SOLARBUZZ, 2011), soit une baisse de 45% en seulement deux ans (IRENA\_PV, 2012). Les coûts de production d'électricité d'origine solaire PV vont atteindre la plus grande réduction au cours de la période de projection (2011-2030), ainsi, tombant par 40% à 60% dans la plupart des régions par rapport aux coûts en 2011. Cependant, ce n'est pas suffisant pour diminuer ces coûts en moyenne inférieur au prix de gros, par contre, le cas de l'éolien onshore qui, grâce au progrès technique et aux économies d'échelles, a vu son coût diminuer et s'égaliser avec le coût des technologies conventionnelles dans certaines régions, entre 2011 et 2013. Le  $LCOE_{WIND}$  tombera en dessous du coût de production de l'électricité conventionnelle en Europe en 2020 ainsi qu'en Chine en 2030, mais pas aux États-Unis où le prix du gaz reste très bas. A ce stade, le  $LCOE_{WIND}$  deviendra compétitif sur le marché sans aucun support de la part de l'Etat (IEA, 2012).

**SCHEMA N°31 : Dégressivité du tarif (cas : éolien onshore en Allemagne)**



Experience curve of onshore wind turbines in Germany

Source : KLEIN et al (2010)

Malgré les efforts réalisés par la R&D en matière des performances des EnR dans la production d'électricité, le prix de l'électricité verte reste très élevé par rapport au prix de l'électricité conventionnelle.

**TABLEAU N°19 : Prix d'électricité verte et conventionnelle en Algérie en 2013**

<b>Prix d'électricité verte (DA/kWh)</b>	<b>PV =</b> 8.31 DA/kWh	<b>CSP =</b> 16.73 DA/kWh	<b>WIND =</b> 7.03 DA/kWh
<b>Prix d'électricité conventionnelle (DA/kWh)</b>	<b>BT<sub>54-1</sub> = 1.77 DA/kWh</b> <b>BT<sub>54-2</sub> = 4.17 DA/kWh</b>		

Source : établi par nos soins

Le tarif payé par les ménages (consommateur final Basse Tension, BT)<sup>147</sup> aujourd'hui, est largement inférieur à celui qu'il va payer lors de la commercialisation de l'électricité verte. Selon une étude sur l'élasticité de la demande du consommateur algérien par rapport à l'augmentation du prix de l'électricité, le résultat était le suivant : une hausse de 10% du prix de l'électricité aura pour effet de diminuer la consommation moyenne d'électricité à long terme de 1% (REMKI, 2013). De ce fait, à coté du mécanisme de soutien des EnR, un mécanisme de financement doit être mis en place pour les subventionner.

<sup>147</sup> Tarification basse tension de type progressif :

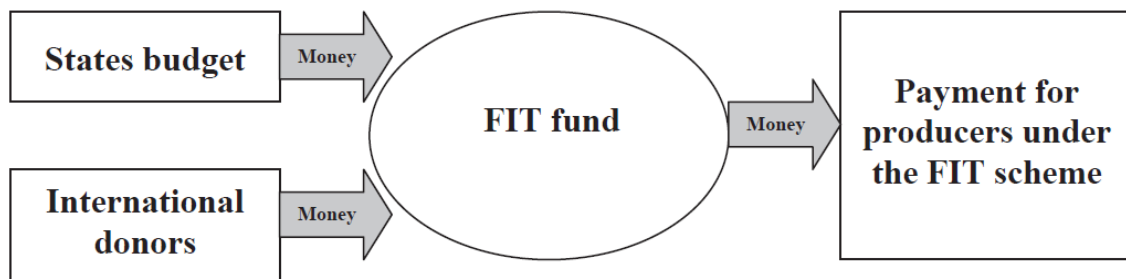
- Bloc 54-1 : 1.17 DA/kWh, pour une quantité consommée de 41.6KWh/mois, soit 125kWh/trimestre.
- Bloc 54-2 : 4.17 DA/kWh, pour une quantité consommée au-delà de 41.6KWh/mois.

### Financement du tarif d'achat garanti

Dans les pays en développement, l'augmentation du prix de l'électricité a généralement un impact important sur le consommateur final qui dépense une grande partie de son revenu pour subvenir quotidiennement à ses besoins en énergie. De ce fait, l'augmentation du prix de l'électricité est une action très sensible d'un point de vue sociale et politique.

Afin de réduire le coût additionnel supporté par le consommateur, un mécanisme de financement doit être mis en place, d'où la création du fonds national pour le financement des projets EnR éligibles sous la politique du FIT. Ses sources peuvent provenir à la fois par le budget national et des bailleurs de fonds internationaux.<sup>148</sup>

#### **SCHEMA N°32 : Sources du fonds de financement du prix d'achat garanti**



*Feed-in tariff fund for developing countries*

Source: Jacobs, 2009

Source : MENDONÇA, JACOBS, SOVACOOOL (2010)

En Algérie, un Fonds National pour les Energies Renouvelable et la cogénération (FNER) a été créé en 2010 par un décret exécutif fixant les modalités de son fonctionnement. Ce fonds est alimenté notamment par une redevance représentant **1%** de la recettes pétrolière<sup>149</sup> mais par d'autres ressources et contributions qui permettent de contribuer au financement des actions et projets inscrits dans le cadre de la promotion des EnR assurés par les services du ministère chargé de l'énergie.<sup>150</sup>

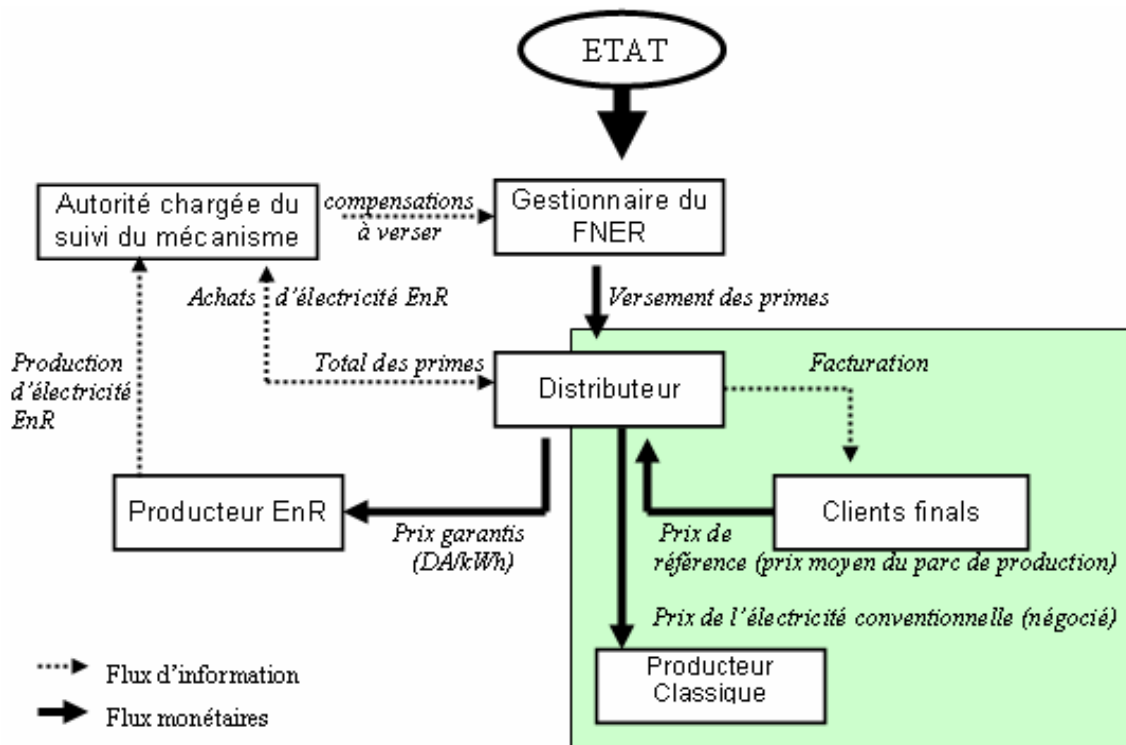
<sup>148</sup> MENDONÇA, M., JACOBS, D., SOVACOOOL, B. (2010). *op.cit.* (pp.103-104).

<sup>149</sup> Ce qui reste cependant insuffisant pour financer le programme gouvernemental de développement des EnR.

<sup>150</sup> JORA n°68. Décret exécutif n°11-423 du 13 Moharram 1433 correspondant au 08 décembre 2011 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n°302-131 intitulé «Fonds National pour les Energies Renouvelables et la cogénération».

Le distributeur d'électricité est soumis, conformément à la réglementation en vigueur, en sa qualité de concessionnaire, à l'obligation d'achat de l'électricité produite à partir des installations EnR. Il paie au producteur les quantités d'électricité achetées au tarif d'achat garanti, et perçoit en contrepartie des surcoûts découlant de cette obligation : une compensation par le FNER (SCHEMA N°33). Cette compensation peut également être imputée, en partie ou en totalité, sur les tarifs d'électricité aux clients finals.<sup>151</sup>

**SCHEMA N°33: Fonctionnement du Fonds National pour les Energies Renouvelable et la cogénération en Algérie (FNER)**



Source : Atelier de la CREG (10/01/2012)

Par ailleurs, ce type de mécanisme de financement présente un risque significatif sur le développement des EnR quand l'Etat est en situation de récession économique. Le fonds doit mettre de coté une grande réserve parce que le FIT est garanti pour au moins une période de 20ans. Pour cette raison, les coûts accumulés semblent assez élevés pour attirer le soutien public. Nous pouvons citer le cas de la Norvège qui a renoncé au financement du FIT à travers un fonds national (REICHE et JACOBS, 2009). Par conséquent, financer le FIT par un tel mécanisme devrait être une mesure considérée en dernier lieu.

<sup>151</sup> JORA n°33. Décret exécutif n°13-218 du 09 Chaâbane 1434 correspondant au 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

# CONCLUSION

L'introduction des énergies renouvelables dans le mix énergétique de la production de l'électricité permet de renforcer la sécurité énergétique d'un pays en termes d'indépendance énergétique et de satisfaction des besoins en énergie électrique, elle contribue au développement économique par la création d'emplois. Elle présente aussi des avantages environnementaux par rapport aux sources d'énergie conventionnelles.

Les énergies renouvelables font, de ce fait, l'objet d'un soutien accru de la part des pouvoirs publics en raison des barrières à l'entrée qu'elles rencontrent. Celles-ci sont liées au cadre réglementaire et légal, au coût et au type de tarification, ainsi qu'à la performance de marché.

Les mécanismes nationaux d'incitation au développement des énergies renouvelables ont été généralement renforcés pour que les Etats atteignent les objectifs qu'ils se sont fixés. En ce qui concerne l'Algérie, le programme sur les énergies renouvelables, en cours d'adoption, vise à préserver les ressources fossiles et à contribuer aux développements durable et économique du pays. Grâce au fort potentiel en énergies renouvelables, notamment le solaire, les énergies renouvelables devraient représenter **40%** de la production d'électricité d'ici 2030. Cet objectif très ambitieux, nécessite un renforcement des cadres incitatifs.

Nous avons donc voulu dans ce mémoire procéder à une évaluation des différents mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dans la production d'électricité, et déterminer une adéquate méthodologie de calcul du tarif de l'électricité verte en Algérie.

Dans un premier temps, après avoir discuté des avantages et limites des instruments réglementaires et ceux basés sur le volontariat, nous nous sommes focalisés sur l'analyse théorique des instruments économiques pour la promotion des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Les résultats de l'évaluation montrent que le tarif d'achat garanti est l'instrument économique le plus efficace pour inciter à l'investissement et stimuler le développement rapide des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Cet instrument risque d'être coûteux pour la collectivité sauf dans le cas où le prix de l'électricité conventionnelle s'accroît rapidement.

Dans un deuxième temps, après avoir présenté les différentes étapes du design du tarif d'achat garanti, nous avons pu catégoriser les différentes méthodologies du tarif

d'achat garanti selon la structure et la méthode de calcul. Le tarif basé sur les coûts de production assurant un taux de rendement raisonnable pour les investisseurs et le tarif fixe indépendant des fluctuations du marché leurs offrant une stabilité de paiement, sont jugés plus favorables que les tarifs premium et ceux basés sur les coûts évités de production.

Afin de faciliter la réalisation des objectifs environnementaux et économiques en accélérant le développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, l'Algérie a fait le choix du tarif d'achat garanti fixe qui couvre les surcoûts engendrés par la production de l'électricité tout en assurant une rentabilité financière de l'installation de production. Nous avons déterminé ce tarif selon le modèle des « Flux de trésorerie actualisés basé sur le coût moyen actualisé de l'électricité ».

Malgré la marge importante entre les tarifs de l'électricité verte et l'électricité conventionnelle, le consommateur algérien ne verra pas sa facture d'électricité augmenter grâce à l'instauration d'un mécanisme pour financer le surcoût de l'électricité renouvelable par un Fonds National pour les Energies Renouvelables et la cogénération.

Notre étude nous a permis de répondre à notre problématique principale en affirmant que :

Pour stimuler le développement rapide des énergies renouvelables dans la production d'électricité, les pouvoirs publics devrait opter pour l'instrument économique « Tarif d'achat garanti ». Ce dernier doit être fixe et basé sur les « Coûts moyens actualisés de l'énergie » pour permettre à la SONELGAZ de couvrir ses coûts de manière optimale.

En Algérie, plusieurs projets ont été lancés en 2011, notamment la réalisation d'une ferme éolienne à Adrar d'une capacité de **10MW**, et la réalisation d'une centrale solaire photovoltaïque à Ghardaïa d'une puissance de près de **1MW (900KWc)**. Le début de production est prévu pour 2014. Il est prévu qu'ils atteignent les **40%** d'électricité verte en 2030. On peut se poser la question de savoir si le tarif d'achats garanti est suffisamment efficace et efficient pour assurer le développement massif et rapide des énergies renouvelables de manière à atteindre l'objectif quantitatif fixé par les pouvoirs public sur une si courte durée ?

### Prolongement de la recherche

Une meilleure évaluation des mécanismes de soutien au développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité ne sera atteinte qu'on intégrant une évaluation empirique basée sur des travaux économétriques et les expériences internationales dans ce domaine.

En outre, une détermination optimum des coûts globaux de réalisation de l'objectif visé par les pouvoirs publics dépend essentiellement du choix de l'instrument adéquat à l'atteinte de cet objectif mais aussi des données fiables et réelles qui rentrent dans cette détermination.

La possibilité de combiner les différents mécanismes sur le même marché national, et de coupler certains, notamment les certificats verts échangeables, avec d'autres mécanismes, notamment les certificats gris de CO<sub>2</sub> et les certificats blancs d'économie d'énergie, qui ont un objectif environnemental similaire, peut être discutée dans le cadre d'une thèse de doctorat.

## BIBLIOGRAPHIE

ANDREEA, Z., ILDIKO, I., & FLORENTINA, C. Mixed instrument in promoting renewable energy sources: lessons from the European experience. Bucharest, Romania.

BECK, F., & MARTINOT, E. (2004). Renewable energy sources and barriers. *Encyclopedia of Energy*, Volume 5.

BELAID, R. (2012). Chapitre 02: Biens publics, externalités et défaillances du marché. Dans *Economie des réseaux*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

BELYAEV, L. S. (2011). *Electricity Market Reforms : Economics and policy challenges* (éd. Springer). New York, United States of America.

BENHASSINE, W. (2011). Cours 7 : Les modèles de base de concurrence imparfaite en biens différenciés. Dans *Introduction à l'économie industrielle*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

BHATTACHARYYA, S. C. (2011). *Energy Economics : Concepts, Issues, Markets and Governance* (éd. Springer). New York, United States of America.

BREEZE, P., VIEIRA DA ROSA, A., DOBLE, M., GUPTA, H., KALOGIROU, S., MAEGAARD, P., et al. (2009). *Renewable Energy Focus Handbook* (éd. Elsevier collection). United States of America.

(2008). Chapitre 03: Les externalités. Dans *Introduction aux finances publiques*.

Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz . (CREG, 2012). *Aspects économiques du plan de développement des EnR en Algérie : Les mécanismes d'encouragement: Aspects théoriques*. Alger, Algérie.

Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz. (GREG, 2005). *Décision D/05-05 CD du 30 Mai 2005 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz*. Alger, Algérie.

COUTURE, T. D., CORY, K., KREYCIK, C., & WILLIAMS, E. (July 2010). *A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design*. U.S. Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), Unites States of America.

COUTURE, T., & CORY, K. (May 2009). *State Clean Energy Policies Analysis (SCEPA) Project: An Analysis of Renewable Energy Feed-in Tariffs in the United States*. U.S. Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), United States of America.

COUTURE, T., & GAGNON, Y. (2009). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. (Elsevier, Éd.) *Energy Policy* (n°38).

COUTURE, T., CORY, K., & KREYCIK, C. (March 2009). *Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions*. U.S. Department of Energy (DOE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), United States of America.

DB Climate Change Advisors. Deutsche Bank Group. (April 2010). *GET FIT Program: Global Energy Transfer Feed-in Tariff for developing Countries*.

*Décret exécutif n°05-128 du 15 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 24 Avril 2005 portant fixation des prix de cession interne du gaz naturel.*

ECOFYS, Fraunhofer IS, TU Vienna EEG, Ernst&Young. (2 January 2011). *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*.

Energy Information Administration (EIA). (2011). *International Energy Outlook*. United States of America.

EUROSOLAR, The European Association for Renewable Energy. (June 2006). *Five reasons for a feed-in model, five reasons against quota systems*.

FAVENNEC, J.-P. (2009). *Géopolitique de l'énergie* (éd. Technip). Paris, France.

FINON, D., & MENANTEAU, P. (Août 2004). *La promotion des énergies renouvelables dans les nouveaux marchés électriques concurrentiels*.

FINON, D., & MENANTEAU, P. (2004). The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewable . *Energy Studies Review* , Volume 12, Issue 1, Article 3.

Free, R. C. (2010). *21st Century Economics: A Reference Handbook* (éd. SAGE Publications). United States of America.

GAFNI, A. (November 1998). Willingness To Pay : What's in a name? (Springer, Éd.) *PharmacoEconomics* , Volume 14 (issue 5).

GASMI, F. (2012). Ingrédients analytiques. Dans *Economie de la régulation*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

GENOUD, C. (2004). Libéralisation et régulation des industries de réseau : diversité dans la convergence ? *Revue Internationale de Politique Comparée* , Volume 11 (n°2).

HAKMI, Z. (Juin 2008). *Les réformes dans le secteurs de l'électricité en Algérie*. Séminaire sur l'Harmonisation des législations et Réglementations des les 3 pays du Maghreb, Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), Casablanca, Maroc.

HANS, A., RESCH, G., HASS, R., & HELD, A. (June 2009). Regulatory instruments to deliver the full potential of renewable energy sources efficiently. *European Review of Energy Markets* , volume 3 (issue 2).

HANSEN, J.-P., & PERCEBOIS, J. (2010). *Energie : Economie et politiques* (éd. Boeck). Bruxelles, Belgique.

HASS, R., FABER, T., GREEN, J., GUAL, M., HUBER, C., RESCH, G., et al. (December 2000). *Promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries*. European Union.

HEAL, G. (2009). *The Economics of Renewable Energy* (éd. National Bureau of Economic Research). New York, United States of America.

HELD, A., HAAS, R., & RAGWITZ, M. *On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU*. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research & Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Gusshausstrasse, Germany & Austria.

International Energy Agency (IEA). (2010). *World Energy Outlook (WEO)*.

International Renewable Energy Agency. (IRENA, June 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Concentrating Solar Power. *Volume 1: Power Sector (Issue 2/5)*.

International Renewable Energy Agency. (IRENA, June 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Solar Photovoltaics. *Volume 1: Power Sector (Issue 4/5)*.

International Renewable Energy Agency. (IRENA, June 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Wind Power. *Volume 1: Power Sector (Issue 5/5)*.

International Renewable Energy Agency. (IRENA, November 2012). *Renewable Power Generation Costs : SUMMARY FOR POLICY MAKERS*.

JORA n°08. Loi n°02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 Février 2002 relative à l'Electricité et la Distribution du Gaz par canalisation.

*JORA n°11. Loi n°13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 Février 2013 modifiant et complétant la loi n°05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures.*

JORA n°33. Décret exécutif n°13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 Juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

JORA n°51. Loi n°99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 Juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie.

JORA n°52. Loi n°04-09 du 27 Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 Août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

JORA n°68. Décret exécutif n°11-423 du 13 Moharram 1433 correspondant au 08 Décembre 2011 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n°302-131 intitulé «Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération».

JORDANE-KORTE, K. (2011). *Gouvernement promotion of renewable energy technology* (éd. Gabler). Berlin, Germany.

KASBADJI MERZOUK, N. (2006). *Evaluation du gisement énergétique éolien en Algérie*. Université ABOU BEKR BELKAID. Tlemcen, Algérie.

KLEIN, A., MERKEL, E., PFLUGER, B., & HE, A. (December 2010). *Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-In Cooperation. 3rd edition*. Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Fraunhofer ISI & EEG, Germany.

KOST, C., SCHLEGL, T., THOMSEN, J., NOLD, S., & MAYER, J. (May 2012). *Levelized cost of electricity, renewable energies*. Fraunhofer, Germany.

LAMY, M.-L. (Octobre 2004). *Efficacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques : le cas des énergies renouvelables*. Université PIERRE MENDES FRANCE DE GRENOBLE, France.

LESSOURNE, J. (Avril 2011). *Énergie: nouvelle donne économique et politique. Futuribles* (n°373).

MARTINOT, E. (2004). *Global Renewable Energy Markets and Policies. New Academy Review*.

MENANTEAU, P., FINON, D., & LAMY, M.-L. (27 Mars 2002). *Energies renouvelables: Quels instruments d'incitation? Sciences économiques* (n° 2.754).

MENANTEAU, P., FINON, D., & LAMY, M.-L. (6-7 June 2002). *Feed-in tariffs versus quotas : how to promote renewable and stimulate technical progress for cost decrease ? Successfully Promoting Renewable Energy Sources in Europe*, ENER Forum 3, Budapest, Hungary.

MENANTEAU, P., FINON, D., & LAMY, M.-L. (2003). *Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy*. (ELSEVIER, Éd.) *Energy Policy*, 31-799–812.

MENANTEAU, P., FINON, D., & LAMY, M.-L. (MAI 2001). *Prix versus quantités : Les politiques environnementales d'incitation au développement des énergies renouvelables*. Cahier de recherche n°25, Institut d'économie et de politique d'énergie (IEPE), Centre National de la Recherche Scientifique et de l'Université Pierre Mendès, Grenoble, France.

MENATEAU, P., FINON, D., & LAMY, M.-L. (27 Mars 2002). Energies renouvelables: Quels instruments d'incitation?. *Sciences économiques* (n° 2.754).

MENDONÇA, M., JACOBS, D., & SOVACOO, B. (2010). *Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook*. (Earthscan, Éd.) Unites Kingdom & Unites States of America.

Ministère de l'Énergie et des Mines & SATINFO (SONELGAZ). (Mars 2011). *Programme des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique*. Alger, Algérie.

Ministère de l'Énergie et des Mines. (2007). *Guide des Énergies Renouvelables*. Alger, Algérie.

MOREAU, C. (Février 2004). *NOTIONS D'ÉCONOMIE D'ECHELLE ET D'EFFET DE DIMENSION, Mémoire103.doc*. SOCIÉTÉ D'ETUDE, RECHERCHE ET PROSPECTIVE EN FINANCES LOCALES, RESSOURCES CONSULTANTS FINANCES, Rennes, France.

NEMET, G. F. (1 August 2005). Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, 34 (2006) 3218–3232.

PERCEBOIS, J. (25 octobre 2004). *LA PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : PRIX GARANTIS OU MARCHÉ DE CERTIFICATS VERTS?* CAHIERS DE RECHERCHE, Université de Montpellier I, Faculté des Sciences Economiques, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie–CREDEN, France.

PERCEBOIS, J. ( Juillet 2009). *Tarifcation de l'électricité : principes et applications*. Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie–CREDEN, Université de Montpellier 1, France.

PETSA, S. (June 2011). *Evaluation of Renewable Energy Feed In Tariff Scheme in South Africa*. Aalborg University, Copenhagen, Denmark.

PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA. (October 04, 2011). *The Methodology for Feed-In-Tariffs - NCRE : The basis for deciding purchase tariff for energy supplied by Non- Conventional Renewable Energy based Electricity Generation*. Sri Lanka.

RAGWITZ, M., HELD, A., RESCH, G., FABER, T., HUBER, C., & HAAS, R. (September 2006). *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, German Federal Environment Agency (UBA) & Ministry for the Environment, Germany.

REMKI, A. (Juin 2013). *Régulation tarifaire des sociétés de distribution d'électricité et impact d'une hausse des tarifs de détails sur la demande en Algérie*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

REMKI, A., & BOUDALIA, S. (2013). *La régulation de l'électricité et du gaz en Algérie, Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG Algérie)*. Ecole Nationale Supérieure de Management. Alger, Algérie.

SCHLOMANN, B., & KREWITT, W. (2006). *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Institut für Technische Thermodynamik & Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Stuttgart & Karlsruhe, Deutschland.

The Regulatory Assistance Project (RAP). (March 2011). *Electricity Regulation in the US: A Guide*. Montpellier, United States of America.

VAGLIASINDI, M. (2013). *Revisiting Public-Private Partnerships in the Power Sector* (éd. The World Bank). Washington, United States of America.

VAN DIJK, A. L., BEURSKENS, L. W., BOOTS, M. G., KAAL, M. B., DE LANGE, T. J., VAN SAMBEEK, E. J., et al. (March 2003). *Renewable Energy Policies and Market Developments*. ECN 7.4114. European Union.

VERNIER, J. (Mars 2012). *Les énergies renouvelables* (éd. Que sais-je?). France.

WEITZMAN, M. L. (October 1974). Prices vs. Quantities. (JSTOR, Éd.) *The Review of Economic Studies*, Vol. 41, n°04.

## ANNEXES

### Annexe A. Données IRENA<sup>152</sup>

	Wind (onshore)	PV (Large scale PV plant)	CSP (sans stockage) Parabolic Trough	CSP (avec 6h à 9h de stockage) Solar Tower	CSP (avec > 9h de stockage) Solar Tower
<b>Coût d'investissement (€/kW)</b>	1286 - 1626 (pays en développement) 983 (Chine, Danemark)	2800 - 2950	3480	4767 - 5675	6810 - 7975
<b>O&amp;M (€/kWh)</b>	0.007 - 0.015		0.021 - 0.027 (1% du coût d'investissement)	0.021-0.027	0.021-0.027
<b>Facteur de capacité (%)</b>	25% - 30%	10% - 25%	26%	40% - 50%	65% - 80%
<b>LCOE (€/kWh)</b>	0.075 - 0.098 (Union Européenne)	0.113-0.264 (Chine) 0.121-0.174 (Allemagne)	0.227 - 0.279	0.166-0.219	0.128 - 0.181
<b>Réduction du LCOE à l'horizon 2015</b>	0.060 - 0.068 (Etats-Unis)	0.060-0.105	0.196 - 0.257	0.128-0.181	0.113 - 0.158

### Annexe1a. CSP\_Coûts d'investissement

TABLE 6.2: TOTAL INSTALLED COST FOR PARABOLIC TROUGH AND SOLAR TOWERS, 2011 AND 2015

	2011		2015	
	2010 USD/kW	Capacity factor (%)	2010 USD/kW	Capacity factor (%)
<b>Parabolic trough</b>				
No storage	4 600	20 to 25	3 900 to 4 100	20 to 25
6 hours storage	7 100 to 9 800	40 to 53	6 300 to 8 300	40 to 53
<b>Solar tower</b>				
6 to 7.5 hours storage	6 300 to 7 500	40 to 45	5 700 to 6 400	40 to 53
12 to 15 hours storage	9 000 to 10 500	65 to 80	8 100 to 9 000	65 to 80

<sup>152</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA, June 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Concentrating Solar Power. *Volume 1: Power Sector (Issue 2/5)*.  
International Renewable Energy Agency (IRENA, June 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Solar Photovoltaics. *Volume 1: Power Sector (Issue 4/5)*.  
International Renewable Energy Agency (IRENA, June 2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Wind Power. *Volume 1: Power Sector (Issue 5/5)*.  
International Renewable Energy Agency. (IRENA, November 2012). *Renewable Power Generation Costs in 2012: SUMMARY FOR POLICY MAKERS*.

## Annexe 1b. CSP\_Coûts O&M

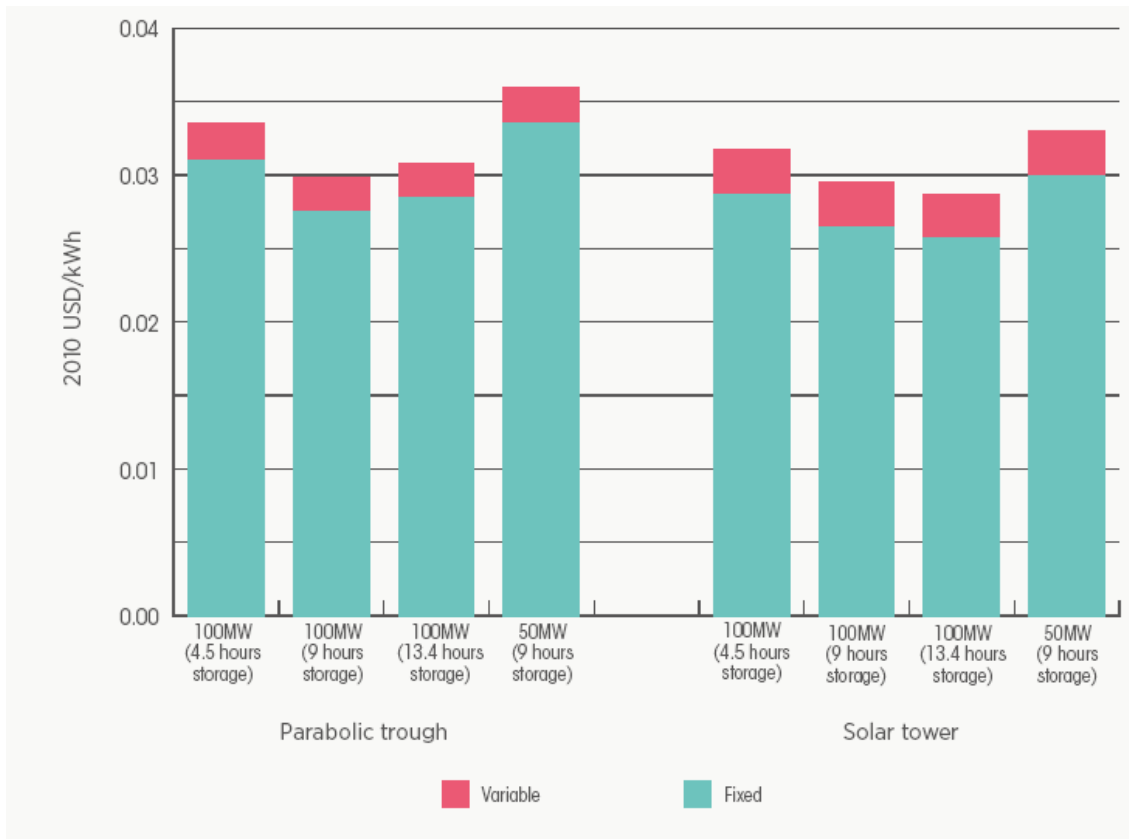


FIGURE 4.5: OPERATIONS AND MAINTENANCE COSTS FOR PARABOLIC TROUGH AND SOLAR TOWER PLANTS

## Annexe1c. CSP\_Levelized Cost of Energy

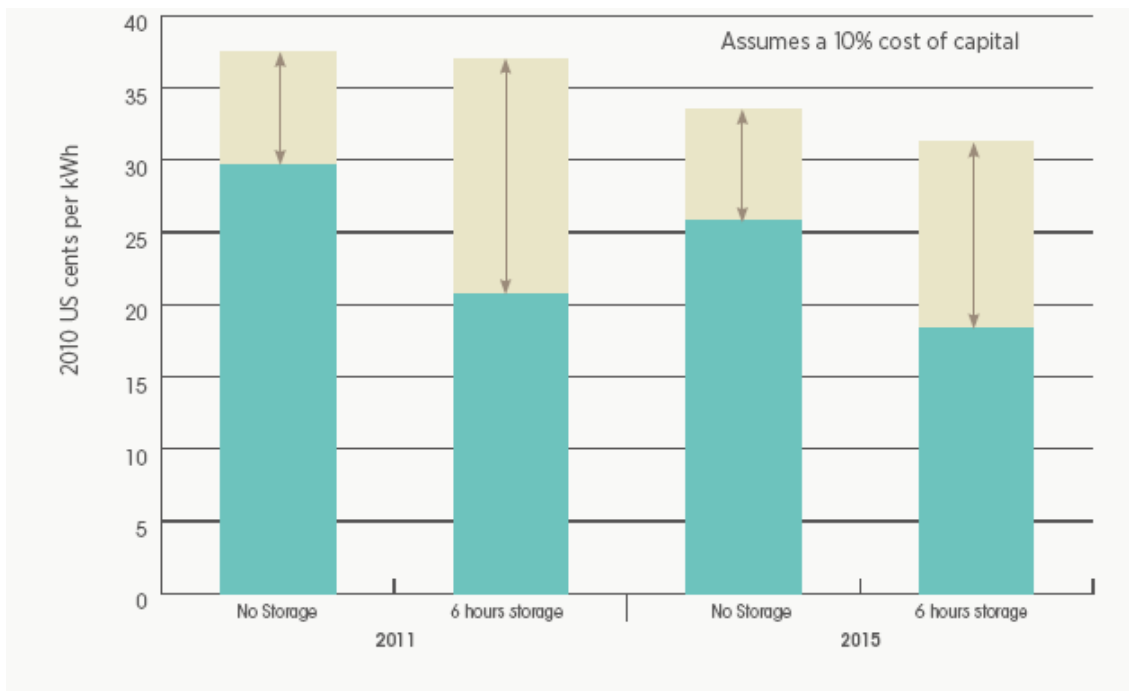


FIGURE 6.6: LCOE OF PARABOLIC TROUGH CSP PLANT, 2011 AND 2015

Note: The LCOE numbers are based on a 10% discount rate, higher or lower rates will have a significant impact on the LCOE.

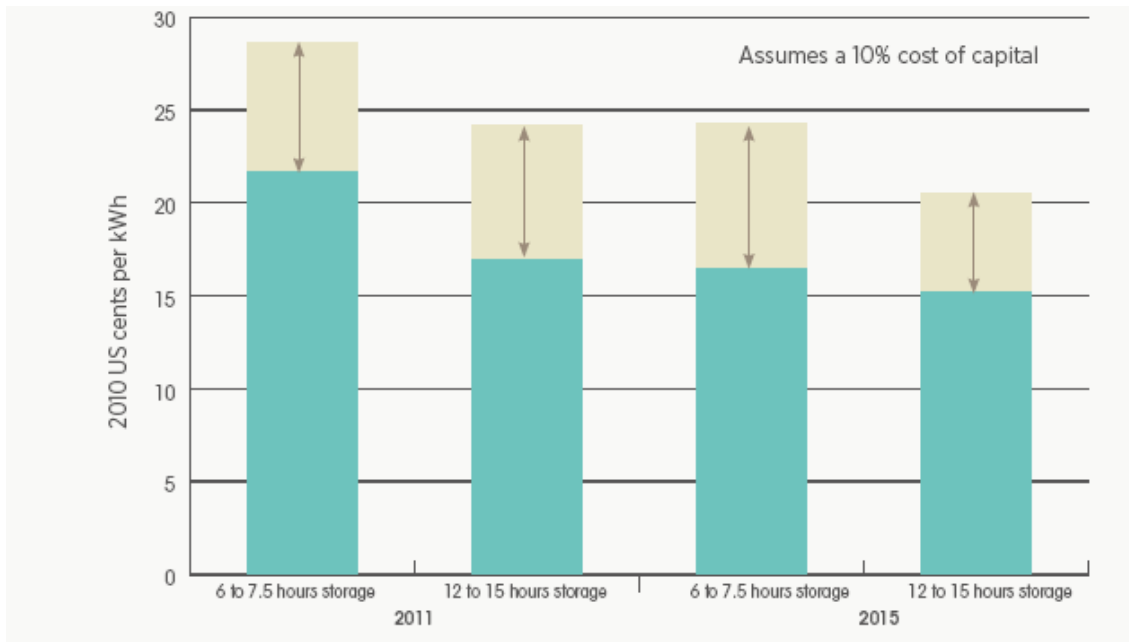


FIGURE 6.7: LCOE OF SOLAR TOWER CSP PLANT, 2011 AND 2015

Note: The LCOE numbers are based on a 10% discount rate, higher or lower rates will have a significant impact on the LCOE.

## Annexe2a. Eolien

TABLE 6.1: TOTAL INSTALLED COSTS FOR ONSHORE WIND FARMS IN CHINA/INDIA, EUROPE AND NORTH AMERICA, 2010, 2011 AND 2015

	2010	2011 (2010 USD/kW)	2015
China/India	1 100 to 1 400	1 050 to 1 350	950 to 1 250
Europe*	1 850 to 2 100	1 800 to 2 050	1 700 to 1 950
North America	2 000 to 2 200	1 950 to 2 150	1 800 to 2 050

Note: \* These are typical values for the larger European wind markets in 2010 (Germany, Spain, Sweden and the United Kingdom).

## Annexe3a. Photovoltaïque

TABLE 5.3 INSTALLED PV SYSTEM COST PROJECTIONS FOR RESIDENTIAL AND UTILITY-SCALE SYSTEMS, 2010 TO 2030

	2010	2015	2020	2030
<b>Utility-scale</b>				
EPIA (c-Si)	3 600		1 800	1 060 - 1 380
IEA (c-Si)	4 000*		1 800	1 200
<b>Residential/Commercial</b>				
IEA	5 000 - 6 000*		2 250 - 2 700	1 500 - 1 800
Solarbuzz (c-Si)	4 560	2 280 - 2 770		
Solarbuzz (thin film)	4 160	1 860 - 2 240		

Note: \* data is for 2008.

Sources: EPIA, 2011a; Solarbuzz, 2011 and IEA, 2010.

## Annexe B. Modèle Excel du calcul du prix d'achat garanti (FIT)

### Etape (1) : LCOE

Category	Unit	Years							
		2012	2013	2014	...	2023	2024	...	2033
		-2	-1	1	...	10	11	...	20
Investment	%	50%	50%		...			...	
- Total investment	M Euro	5,5	5,5		...			...	
- O&M	M Euro			0,055	...	0,055	0	...	0,055
<b>Total costs</b>	M Euro	5,5	5,5	0,055	...	0,055	#REF!	...	0,055
<b>Annual generation</b>	GWh	0,00	0,00	8,32	...	8,32	0,00	...	8,32

### Levelised costs of energy LCOE

Interest rates (WACC)		4,5%
Costs	M Euro	10,95
Generation	GWh	99
<b>- LCOE_PV</b>	<b>Euro/kWh</b>	<b>0,111</b>

### Etape (2) : FIT

Category	Unit	Year							
		2012	2013	2014	...	2023	2024	...	2033
		-2	-1	1	...	10	11	...	20
<b>Cash requirement</b>	<b>M Euro</b>	<b>3,30</b>	<b>0,00</b>	<b>0,38</b>	...	<b>0,38</b>	<b>1,26</b>	...	<b>1,31</b>
- Equity participation	M Euro	3,30	0,000	0,000	...	0,000	0,000	...	0,000
- O&M	M Euro	0	0,000	0,055	...	0,055	0,055	...	0,055
- Taxes	M Euro	0,00	0,00	0,06	...	0,06	0,01	...	0,05
- Annuity	M Euro	0,00	0,000	0,000	...	0,000	0,938	...	0,938
- Remuneration of equity capital	M Euro	0,00	0,000	0,264	...	0,264	0,264	...	0,264
<b>Generation</b>	GWh	0,00	0,00	8,32	...	8,32	8,32	...	8,32

### Feed-in tariff FIT

Intrest rate (WACC)		4,5%
Cash requirements	M Euro	11,86
Generation	GWh	99
<b>- FIT_PV</b>	<b>Euro/kWh</b>	<b>0,120</b>

Source : établi par nos soins sur EXCEL, inspiré du modèle de calcul de SONELGAZ (2012)

## Annexe C. Matrice d'évaluation des instruments de soutien selon différents critères

Name of Instruments	R&D and demo	Pro-commercialisation	Commercialisation	Start-up	Construction	O&M	Efficiency				Effectiveness				Investment certainty				Competitiveness				Governance				Market compatibility			
							**	+	0	-	**	+	0	-	**	+	0	-	**	+	0	-	**	+	0	-	**	+	0	-
FIT			x			x																								
Premium			x			x																								
Renewable obligations			x			x																								
Fiscal incentives			x																											
Tenders				x																										
R&D Grants	x																													
Capital/Project Grants		x		x	x																									

Source : ECOFYS et al (2011)

## Complément de mémoire

Dans ce complément de mémoire du CHAPITRE III, nous allons prendre en considération les nouvelles hypothèses supposées par la SONELGAZ concernant le facteur de charge. Nous allons aussi intégrer l'effet de la taxe dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (WACC) selon la formule suivante :

$$\text{WACC} = \frac{(\text{Debt}\% * \text{Intrest rate}\%) * (1 - \text{IBS}\%) + (\text{Equity}\% * \text{ROE}\%)}{100\%}$$

**TABLEAU N°16-a : Paramètres techniques, économiques, et financiers des centrales solaires thermique et photovoltaïque et de la ferme éolienne**

Paramètres		PV	CSP	WIND
Techniques	Capacité de référence (MW)	5 MW	100 MW	10 MW
	Facteur de capacité (%)	19% <sup>153</sup>	40%	17% <sup>154</sup>
	Nombre d'heure d'utilisation (heures/an)	1664 h/an	3504 h/an	1489 h/an
	Production annuelle d'électricité (GWh)	8.3 GWh	350.4 GWh	14.89 GWh
	Durée d'éligibilité (année)	20 ans 2014-2033	25 ans 2014-2038	20 ans 2014-2033
Economiques	Coût d'investissement (€/kWh)	2200	5200	1200
	Coût d'investissement total (Million €)	11 M€	520 M€	12 M€
	Coût d'exploitation O&M (%)	0.5%	3%	1%
	Coût d'exploitation (O&M) (Million €)	0.055 M€	15.6 M€	0.12 M€
	Durée de construction (année)	02 ans : 2012 – 2013		
Financiers	Fonds propres (%)	30%		
	Taux de rendement des fonds propres, ROE (%)	8%		
	Dettes (%)	70%		
	Taux d'intérêt, i (%)	3.75%		
	Taux d'actualisation, WACC (%) <sup>155</sup>	4.5%		
	Impôt sur bénéfice des sociétés, IBS (%)	19%		
	Durée d'endettement (année)	20 ans		
	Période de grâce (année)	10 ans		
Taux de change (31/12/2012)	1€ = 102.9292 DA ; 1USD = 77.89 DA			

Source : établi par nos soins

<sup>153</sup> Dans notre modèle de base, 29% est le facteur de capacité supposé par la SONELGAZ pour le PV. 19% est le nouveau facteur de capacité qui correspond aux données de IRENA (voir Annexe A).

<sup>154</sup> Dans notre modèle de base, 19% est le facteur de capacité supposé par la SONELGAZ pour le WIND. 17% est le nouveau facteur de capacité qui ne correspond toujours pas aux données de IRENA, ce taux est sous-évalué (voir Annexe A).

<sup>155</sup>  $\text{WACC} = \frac{(70\% * 3.75\%) * (1 - 19\%) + (30\% * 8\%)}{100\%} = 4.5\%$ .

### 2.3. Tarif DZ

**TABLEAU N°17-a : Coût moyen actualisé de l'électricité produite de sources solaire (PV et CSP avec stockage) et éolienne (WIND) pour la durée du projet selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité**

		LCOE (DA/kWh)			
		PV	CSP	WIND	
Modèle de base	4.5% (WACC)	11.37	15.12	7.35	
	3.75% (taux d'intérêt)				
10ans (période de grâce)					
19% <sub>PV</sub> , 40% <sub>CSP</sub> , 17% <sub>WIND</sub> (Facteur de charge)					
Scénarios de sensibilité	Taux d'actualisation	8% (ROE)	15.09	19.46	9.61
		10% (SONELGAZ)	17.46	22.25	11.06
	Taux d'intérêt	6% (Privé)	12.69	16.65	8.15
	Facteur de charge (facteur de capacité)	+50%	7.58	10.08	4.9
		-50%	22.75	30.23	14.7

Source : établi par nos soins

**TABLEAU N°18-a : Tarif d'achat garanti de l'électricité produite de sources solaire (PV et CSP avec stockage) et éolienne (WIND) pour la durée du projet selon le modèle de base et les scénarios de sensibilité**

		FIT (DA/kWh)			
		PV	CSP	WIND	
Modèle de base	4.5% (WACC)	12.34	16.54	7.94	
	3.75% (taux d'intérêt)				
10ans (période de grâce)					
19% <sub>PV</sub> , 40% <sub>CSP</sub> , 17% <sub>WIND</sub> (Facteur de charge)					
Scénarios de sensibilité	Taux d'actualisation	8% (ROE)	13.41	18.03	8.59
		10% (SONELGAZ)	14.22	19.07	9.08
	Remboursement de la dette	Sans période de grâce	14.37	18.57	9.18
	Taux d'intérêt	6% (Privé)	16.19	20.66	10.29
	Facteur de charge (facteur de capacité)	+50%	8.23	11.02	5.29
-50%		24.68	33.07	15.88	

Source : établi par nos soins

Nous allons aussi enrichir la discussion des résultats des FITs obtenus avec ce qui suit :  
Les FITs appliqués à la SONELGAZ selon le scénario de base et les différents scénarios de sensibilité, notamment ceux liés au taux d'actualisation et remboursement de la dette, restent faibles par rapport au FIT appliqué à l'investisseur privé qui ne bénéficie pas du taux d'intérêt bonifié ni de la période de grâce.

La SONELGAZ a la possibilité de solliciter les pouvoirs publics à augmenter le FIT jusqu'au seuil (s) : **s<16.19DA/kWh** (cas : PV), sans qu'il n'ait de nouveaux entrants sur le marché des EnR qui représentent le risque de piquer des parts de marché à la SONELGAZ.

On rappelle que le fix FIT a la qualité d'inciter les investisseurs à entrer sur le marché des EnR, parce qu'ils peuvent bénéficier d'une rente, notamment ceux qui ont une courbe de coût marginal inférieur à celle estimée par les pouvoirs publics. Cette caractéristique du FIT est perdue quand on applique des FITs fixes discriminatoires aux investisseurs dans le marché des EnR. Tout compte fait, quand la SONELGAZ bénéficie de toute la rente chaque fois qu'elle augmente son tarif en dessous du seuil (s), le FIT risque de perdre sa caractéristique d'inciter les nouvelles investitures à entrer sur le marché des EnR, et donc existence du risque d'empêcher le développement rapide des EnR et de ne pas atteindre l'objectif quantitatif (en % à LT) visé par les pouvoirs publics.

On peut qualifier cette politique comme étant une pratique anti-concurrentielle.