



Étude

Analyse du cadre institutionnel, régulateur et juridique de la Tunisie nécessaire à l'application de l'article 9 de la Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, pour l'exécution du Projet ELMED.

INDEX

1. Résumé Exécutif	6
2. Le marché tunisien de l'électricité: conditions pour l'accès de nouveaux producteurs	10
2.1 Introduction – Aperçu de l'ouverture du marché de l'électricité en Europe	10
2.2 Le marché électrique italien: demande et offre.....	13
2.2.1 Organisation du marché	14
2.2.2 Le système de garanties en faveur de nouveaux opérateurs	15
2.2.2.1 La connexion au réseau électrique	15
2.2.2.2 Les règles du dispatching	16
2.2.2.3 Le marché de gros de l'énergie électrique et des services de dispatching ...	18
2.2.2.4 Le marché de l'électricité	19
2.2.2.5 Les tarifs de transport et de distribution de l'électricité	20
2.2.3 Réseau de transport et gestion des congestions	21
2.2.3.1 Lignes merchant	24
2.2.3.2 Gestion des importations/exportations	25
2.3 Le marché tunisien de l'électricité et les éventuelles actions en matière de régulation susceptibles de faciliter l'accès de nouveaux opérateurs	28
2.3.1 Aperçu du marché de l'électricité en Tunisie.....	28
2.3.2 La structure du marché électrique.....	29
2.3.3 Les énergies renouvelables en Tunisie: cadre institutionnelle et juridique.....	32
2.4 Appréciation des besoins du marché de l'électricité en Tunisie	35
3. Analyse des retombées de la législation environnementale internationale et nationale adoptée en Tunisie sur la réalisation de nouvelles centrales de production électrique	37
3.1 Législation internationale pertinente en matière énergétique	37
3.1.1 La Convention des NU sur les Changements Climatiques	38
3.1.2 État de la ratification et engagements découlant du Protocole de Kyoto	39
3.1.3 Engagements découlant de l'adhésion à l'Accord de Copenhague.....	41
3.2 Législation nationale en matière d'environnement ayant une incidence sur les processus d'autorisation à la construction de nouvelles installations de production d'électricité	43
3.3 Le Mécanisme de Développement Propre et la possibilité de l'appliquer aux nouvelles installations de production électrique	43
3.3.1 Caractéristiques du mécanisme MDP.....	45

3.3.2	Procédure et risques pour la délivrance des URCEs -----	47
3.3.3	Conditions pour l'autorisation de projets MDP en Tunisie -----	49
3.3.4	Compatibilité du MDP avec d'autres mécanismes d'incitation -----	52
3.3.5	Le MDP dans le secteur électrique tunisien -----	52
3.4	Critères objectifs applicables dans le cadre de la sélection du bouquet énergétique des nouvelles installations en vue de la teneur en émissions de l'énergie produite.....	54
4.	Appréciation des conditions techniques requises pour l'éligibilité au régime d'aides italien et délivrance de la Garantie d'Origine à l'électricité importée en Italie.....	56
4.1	L'article 9 de la Directive 2009/28	56
4.2	Le mécanisme des Certificats Verts (CV) en Italie	58
4.3	La Garantie d'Origine dans le cadre de la publicité du bouquet énergétique (fuel mix disclosure)	60
4.4	Lignes directrices pour la procédure de qualification des installations alimentées à partir de sources renouvelables situées en Tunisie	61
4.5	Modalités proposées pour la demande de qualification IAFR en Tunis	62
4.6	Délivrance de la Qualification IAFR	64
4.6.1	Critères d'admissibilité au régime d'aides italien-----	65
3.6.2	Le respect des critères de durabilité pour les bioliquides, les biocarburants et la biomasse	67
4.6.2.1	Émissions de CO2 évitées	67
4.6.2.2	Affectation des sols	68
4.6.2.3	Respect des conventions internationales	69
4.6.2.3	Conditions possibles pour la production à partir de biomasses en Tunisie..	70
4.7	La délivrance de Certificats Verts et/ou de la Garantie d'Origine à la production d'électricité renouvelable réalisée en Tunisie	72
5.	Analyse des conditions réglementaires italiennes en vue de l'éligibilité à un régime d'aide national pour l'énergie électrique importée de la Tunisie	75
5.1	Conditions en vigueur pour l'éligibilité à une aide à la production à partir de sources renouvelables importée en Italie	75
5.2	La stratégie italienne et le Plan d'Action national pour les sources renouvelables : le recours aux mécanismes de coopération	76
5.3	L'état de transposition de la Directive 2009/28 en Italie	79
5.3.1	Mécanismes de flexibilité (articles 6-12)-----	80
5.3.2	Garantie d'Origine (article 15)-----	80

5.4	La Loi communautaire pour 2009	82
	SOURCES.....	84
	WEBGRAPHIE.....	85

Information Juridique

1.

Les données utilisées dans cette étude sont basées soit sur sources d'information accessibles au public (publications, articles spécialisés, internet, etc) soit sur documents non publics (par exemple des publications des experts internes)

Bien que toutes les informations ont été vérifiées dans la mesure du possible, les erreurs ne peuvent pas être exclues. Ni le GSE, ni les auteurs ne peuvent donc fournir aucune garantie de l'exactitude des données incluses dans cette étude, aucune responsabilité ne peut être acceptée pour toute perte ou dommage résultant de l'utilisation des données incluses dans l'étude.

2.

Toutes les utilisations de cette étude, y compris les doubles emplois, la reproduction ou la distribution de tout ou partie de l'étude, exigent le consentement écrit préalable du GSE.

Il convient en outre de noter que ce document est diffusé uniquement à titre d'information et en tant que tel son contenu n'est pas contraignant.

Ont contribué à la réalisation de cette étude:

Luca Benedetti, Emanuele Bianco, Natascia Falcucci, Liliana Fracassi, Agime Gerbeti, Noemi Magnanini, Luca Miraglia, Gaia Morleo, Estella Pancaldi, Rosanna Pietropaolo, Andros Racchetti, Daniela Simari, Valeria Trapanese, Davide Valenzano.

1. Résumé Exécutif

Le GSE a rédigé ce document pour répondre à la demande d'effectuer une étude préliminaire en vue du développement du projet ELMED, à travers la vérification de l'applicabilité de l'article 9 de la Directive 2009/28. Cette étude a été établie par le Protocole d'Accord entre le Ministero Italiano dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), le Ministère tunisien de l'Industrie et de la Technologie – Direction Générale de l'Énergie (DGE) et l'Agence Nationale tunisienne pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) le 24 novembre 2009.

Le projet ELMED s'inscrit dans une stratégie de longue haleine du gouvernement italien qui, dans le but de réaliser son objectif national, envisage l'utilisation d'instruments autres que la production nationale, dans une optique d'intégration croissante des marchés européen et méditerranéen. À cet effet, le gouvernement italien souhaite encourager les initiatives de coopération par le biais de projets communs avec des pays tiers, conformément aux dispositions prévues à l'article 9 de la Directive 2009/28/CE.

En effet, dans le document provisionnel présenté aux institutions communautaires en décembre 2009, l'Italie a spécifiquement fait référence au projet d'interconnexion TERNASTEG, manifestant ainsi sa volonté d'engager une plus vaste action de coopération et d'échange dans le secteur de l'électricité. Le document provisionnel évoque explicitement la coopération avec la Tunisie, grâce à laquelle des estimations prudentes permettent d'envisager pour 2018 des importations de l'ordre de 0,6 TWh/an d'électricité provenant de sources renouvelables. Ces chiffres valeurs ont été confirmées dans le plan d'action présenté à Bruxelles au mois de juillet 2010.

L'État italien a ainsi fait preuve de sa volonté et de son intention de s'ouvrir à des projets communs avec des pays tiers dans le but d'intégrer sa production nationale. À cet effet l'Italie se prépare à définir des accords également avec l'Albanie, la Serbie, Le Monténégro, la Suisse et la Pologne.

L'étude confiée au GSE représente donc une analyse de l'état de la structure institutionnelle, réglementaire, et juridique de la Tunisie et de l'Italie, en vue de l'application effective de l'art. 9 de la Directive 2009/28/CE, en relation au projet ELMED. Il convient en outre de noter que ce document est diffusé uniquement à titre d'information et en tant que tel son contenu n'est pas contraignant pour les différentes parties.

Plus spécifiquement, les principaux domaines abordés par cette étude sont les suivants:

1. Analyse de la régulation du marché électrique en Tunisie

Ce chapitre est consacré à l'examen de la structure du marché tunisien, à la comparaison entre celle-ci et le système électrique italien, en se rapportant au marché de l'UE. Ainsi, en vue

d'assurer une compatibilité des cadres réglementaires des systèmes électriques des deux pays, il conviendrait d'entamer un processus législatif pour l'accès au marché international pour exporter l'énergie électrique produite par sources renouvelables en Tunisie. À cet égard, le Projet ELMED constitue pour le système électrique tunisien un banc d'essai de l'ouverture au marché international, à travers l'utilisation de la capacité d'interconnexion pour l'exportation.

Dans cette perspective le processus proposé au gouvernement tunisien est le suivant:

- **Au niveau réglementaire:**

- autoriser la production destinée à l'exportation : Des limites prévues à l'heure actuelle ressortent clairement de l'analyse des dispositions en vigueur dans ce domaine; on propose une nouvelle réglementation qui autorise explicitement que la production d'énergie électrique en Tunisie, à partir de sources renouvelables, peut être destinée à l'exportation dont la STEG détient actuellement le monopole;
- Définir le critère d'accès au marché international : libéralisation totale de la production destinée à l'exportation ou assujettis à une autorisation délivrée par l'autorité compétente, après avis favorable de la STEG quant à la compatibilité technique avec le réseau tunisien de transport, avec adoption d'un critère explicite de délivrance des autorisations, par exemple l'ordre chronologique de soumission de la demande pour des quantités globales proportionnelles à la capacité de transport disponible dans le réseau tunisien;
- Etablir des règles pour l'accès à la capacité de transport disponible sur l'interconnexion et la gestion éventuelle des goulots d'étranglement : ces règles doivent être convenues entre les autorités italiennes et tunisiennes compétentes et il faut envisager un système conjoint d'attribution de la capacité de transport disponible au niveau de l'interconnexion, à des conditions administratives déterminées, aussi bien pour le transport (tarif de transit) que pour la résolution des congestions (vente aux enchères), limitées à la partie destinée à l'accès public de la capacité de transport disponible pour les vingt premières années et, ensuite, applicable à la capacité totale.
- Confier l'attribution de la capacité de transport sur la base des critères établis par l'accord en matière d'accès à la capacité de transport disponible au niveau de l'interconnexion, à la Société mixte Terna STEG, qui réalise et exploite l'interconnexion (du fait de son indépendance par rapport aux opérateurs commerciaux), sous la supervision de l'Autorité italienne pour l'Energie Electrique et le Gaz (AEEG) et des autorités tunisiennes compétentes.
- Soumettre la participation de la STEG aux activités de production destinées à l'exportation à des règles transparentes et non discriminatoires pour l'accès à la capacité de l'interconnexion.

2. Analyse de la réglementation nationale en matière d'environnement et des engagements de la Tunisie sur le plan international

Selon l'examen effectué par le GSE il n'y a pas de dispositions contraignantes visant à l'exclusion des sources sur la base de la teneur en carbone du KWh, tandis qu'il y a une réglementation environnementale (évaluation d'impact obligatoire pour les installations électriques de plus de 300 MW et contrôle de l'efficacité énergétique) qui pourrait avoir un impact sur la faisabilité de quelques types de projet. Cependant cette réglementation ne semble pas être particulièrement liée à la teneur en CO₂ du KWh produit.

Les évaluations concernant la possibilité d'utiliser le mécanisme flexible MDP –Mécanisme de Développement Propre - prévu par le protocole de Kyoto, indiquent que le recours à ce mécanisme n'est pas possible pour la part d'énergie exportée vers l'Italie. En revanche, il est possible de bénéficier de ce mécanisme pour la part d'énergie renouvelable produite et consommée sur place.

La présente étude a donc identifié les éléments et les caractéristiques auxquels le projet doit être soumis, compte tenu des difficultés liées au critère d'évaluation au cas par cas adopté par la CCNUCC.

3. Évaluation des conditions techniques requises pour l'éligibilité aux aides et à la certification d'origine en Italie

Cette section examine les conditions techniques à remplir pour que la production renouvelable locale, une fois importée en Italie, puisse bénéficier d'une aide italienne, conformément à l'art. 9 de la Directive 2009/28/CE qui permet de prendre en compte la production tunisienne exportée vers l'Italie pour la réalisation de l'objectif national à l'horizon 2020. À cet effet, le gouvernement tunisien devrait remplir les critères suivants :

- identification d'un organisme indépendant par rapport aux activités de vente, distribution et transport de l'énergie, susceptible d'assurer la qualification des installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables, y compris en vue de centraliser l'octroi, le cas échéant, des incitations prévues. En Italie cette activité est exercée par le Gestionnaire des Services Énergétiques (GSE), qui remplit ces conditions d'indépendance. La délivrance d'une « qualification » à une installation de production d'électricité par un tel organisme constitue la condition préalable pour demander et, le cas échéant, bénéficier des incitations prévues par le gouvernement italien. La procédure de qualification des installations alimentées à partir de sources renouvelables doit être arrêtée par l'Autorité Compétente et partagée par le GSE ;
- importation effective et traçabilité de la production. Aux termes de l'art. 9 de la Directive européenne 2009/28, l'énergie électrique produite dans un pays tiers peut entrer en ligne de compte pour la réalisation de l'objectif national uniquement si la consommation a lieu dans le cadre de la Communauté. Dans le cas spécifique de la

Tunisie, l'éligibilité au régime d'aide italien sera subordonnée à l'importation effective de sources renouvelable produite par des installations situées en Tunisie. Le respect de la condition d'importation susmentionnée, sous réserve de la nécessité de compléter l'interconnexion entre l'Italie et la Tunisie, doit faire l'objet d'une nouvelle procédure de vérification, dont l'application serait confiée au GSE et à son homologue tunisien.

4. Analyse des conditions réglementaires italiennes pour l'éligibilité au régime d'aide national

Cette section décrit le cadre de référence réglementaire actuel et la possibilité pour l'Italie d'octroyer des aides aux productions réalisées à l'étranger à partir de sources renouvelables et exportées vers l'Italie, afin d'en apprécier l'impact économique en vue de la transposition de la Directive 2009/28 que l'Italie devra accomplir avant le 5/12/2010.

On souligne que le décret-loi que présentera la nouvelle réglementation communautaire devra expressément faire référence à la compétence ministérielle à signer des accords bilatéraux qui permettent d'identifier les éventuelles mesures d'incitation à la production étrangère. Cela s'appliquera bien évidemment aux cas de la Tunisie. La définition des aspects opérationnels, pour attribuer des incitations concrètes pour la production renouvelable importée en l'Italie, peuvent être déléguées à des procédures subséquentes, établies conjointement par les GSE et son homologue tunisien.

2. Le marché tunisien de l'électricité: conditions pour l'accès de nouveaux producteurs

2.1 Introduction – Aperçu de l'ouverture du marché de l'électricité en Europe

L'organisation actuelle du marché de l'énergie électrique en Europe est le fruit d'un processus graduel de libéralisation entrepris dans les années 1990 avec la Directive 96/92/CE, en suite abrogée par la Directive 2003/54/CE, qui à son tour à été modifiée par la Directive 2009/72/CE que les États membres devront transposer avant le 3 mars 2011.

L'harmonisation du marché intérieur de l'énergie a établi des règles communes pour la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique créant ainsi un marché libre et concurrentiel, bien que chaque état membre ait transposé ces règles de manière différente selon ses spécificités nationales.

En dépit de cette mise en œuvre assez hétérogène, on peut mettre en évidence les éléments les plus significatifs qui caractérisent cette nouvelle organisation du marché intérieur de l'électricité en Europe.

L'innovation principale concerne l'obligation à séparer les principales activités du secteur électrique (dite *unbundling*). Cette dissociation a été effectuée de manière graduelle, (d'abord sur le plan comptable, ensuite juridique), mais elle a été nécessaire afin de garantir l'indépendance des activités d'exploitation des infrastructures (essentielle pour la libéralisation) et d'assurer l'accès non discriminatoire au réseau en évitant les conflits d'intérêt.

L'*unbundling* est directement lié à une autre contrainte contenue dans les directives : l'obligation de service public et de protection des consommateurs. Ces obligations doivent faire partie intégrante du processus d'ouverture du marché et elles portent sur : la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix des fournitures et la protection de l'environnement, qui comprend l'efficacité énergétique, l'énergie venant de sources renouvelables et la protection du climat.

Un pas ultérieur vers la libéralisation du marché a concerné la vente d'énergie électrique. On a ainsi demandé aux sociétés de distribution avec plus de 100.000 clients de mettre en œuvre une séparation juridique, organisationnelle et du pouvoir décisionnel par rapport aux autres activités non liées à la distribution.

Plus récemment l'attention de la Communauté Européenne est passée du côté de l'offre au côté de la demande : les clients finals ont la liberté de choisir sur le marché libre leur fournisseur d'énergie électrique et, au cas où ils décidaient de ne pas choisir, leur droit à une fourniture d'énergie électrique d'une qualité spécifique à des prix raisonnables doit de toute manière être garanti.

Afin de faciliter la compréhension de l'organisation et du fonctionnement actuels du secteur de l'énergie électrique européen on passera maintenant à l'analyse ponctuelle des différents champs d'application des directives susmentionnées.

- Production

Pour la construction de nouvelles installations de production les États membres adoptent une procédure d'autorisation qui vise à rendre les critères de délivrance des autorisations objectifs, transparents et non discriminatoires. Cette démarche permet, grâce à des règles prédéfinies, l'accès aux producteurs qui souhaitent construire de nouvelles capacités de production. Cette démarche peut s'accompagner, le cas échéant, d'appels d'offre, mais seulement au cas où les installations à construire ou les mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande, adoptées sur la base de la procédure d'autorisation, ne seraient pas suffisantes à garantir la sécurité d'approvisionnement.

La configuration actuelle est le résultat d'un processus graduel d'ouverture du marché. Durant une première phase on avait prévu, avec la Directive 96/92/CE, deux différentes démarches pour la réalisation de nouvelles installations : le système d'autorisation et/ou la procédure par appel d'offre.

La nécessité de définir des règles claires, objectives et non discriminatoires pour l'accès au marché a ensuite amené à abandonner partiellement les procédures basées sur la négociation (appels d'offre), pour privilégier un système de type régulé (procédures d'autorisation).

Cette orientation a été confirmée par la Directive 2003/54/CE et ensuite par la Directive 2009/72/CE, qui définit plus explicitement les critères à envisager pour la délivrance des autorisations. Au fil du temps, une plus grande attention a été portée aux aspects de la sécurité technique et physique du réseau électrique, de la protection de la santé et de la sécurité publique, ainsi qu'aux thèmes de l'environnement et de la réalisation des objectifs « 20-20-20 » de la Communauté Européenne¹.

- Exploitation du réseau de transport

Comme déjà mentionné plus haut, le gestionnaire du réseau de transport doit être indépendant des autres activités non liées au système de transport (*unbundling*), cette organisation permet une plus grande indépendance au niveau de la prise de décisions en matière de gestion, maintenance et développement du réseau.

La dernière Directive a renforcé le concept d'indépendance en confiant à l'autorité nationale de régulation (dans le cas de l'Italie il s'agit de l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas – AEEG - Autorité pour l'Énergie Électrique et le Gaz) la tâche de « certifier », par une procédure spécifique, le gestionnaire du réseau de transport. Le but étant d'assurer que chaque entreprise propriétaire du réseau de transport agisse en qualité de gestionnaire du réseau et que les mêmes personnes ne puissent pas avoir un contrôle, direct ou indirect, à la fois sur le

¹ Directive 2009/28/CE

réseau de transport et sur une entreprise ayant une activité liée à la production ou à la fourniture d'électricité et vice-versa, exception faite pour les organismes publics.

Lorsque le réseau appartient à une société intégrée verticalement, les États membres peuvent nommer, sur proposition du propriétaire du réseau de transport, un gestionnaire de réseau indépendant. Pour faire en sorte que celui-ci respecte le principe de l'indépendance décisionnelle, la séparation juridique des autres activités non liées au transport doit être garantie.

Le gestionnaire du réseau de transport est responsable du dispatching des capacités de production situées dans la zone où il opère, ainsi que de l'utilisation des interconnexions avec les autres réseaux. Les critères qui sous-tendent à cette organisation sont soumis à l'approbation des États membres concernés et doivent être transparents et non discriminatoires. De plus, chaque gestionnaire de réseau de transport est tenu de:

- garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire la demande de transport d'énergie électrique;
- assurer les moyens appropriés pour respecter ses obligations de service;
- contribuer à la sécurité d'approvisionnement;
- gérer les flux d'électricité sur le réseau;
- fournir à tout gestionnaire d'un autre réseau des informations en matière d'exploitation, de développement et d'interopérabilité du réseau connecté;
- garantir la non discrimination entre utilisateurs;
- fournir aux utilisateurs du réseau les informations nécessaires pour accéder efficacement au réseau;
- percevoir les recettes provenant de la gestion des congestions et les paiements provenant du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau.

- Exploitation du réseau de distribution

En ce qui concerne le gestionnaire du réseau de distribution, les États membres désignent ou imposent aux entreprises propriétaires ou responsables des réseaux de distribution de désigner un ou plusieurs gestionnaires du réseau de distribution. Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise intégrée verticalement, les États membres doivent exiger du moins son indépendance sous le profil de la forme juridique. La comptabilité interne devra comporter des comptes séparés pour chaque activité de transport et de distribution, comme si ces activités étaient effectuées par des entreprises distinctes.

Les gestionnaires du réseau de distribution sont tenus de :

- garantir la capacité à long terme du réseau en matière de distribution d'électricité, d'exploitation, de maintenance, de développement et de protection de l'environnement ;
- garantir la transparence par rapport aux utilisateurs du réseau ;
- fournir les informations aux utilisateurs du réseau ;
- couvrir les pertes d'énergie et maintenir des capacités de réserve d'électricité.

À la lumière du processus communautaire décrit jusqu'ici, l'exposé ci-dessous vise à présenter l'organisation du marché électrique italien.

2.2 Le marché électrique italien: demande et offre

En 2008, l'offre totale d'énergie primaire (Total Primary Energy Supply – TPES) de l'Italie était de 174.5 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep). Entre 1990 et 2008 la TPES a augmenté de 19%. L'Italie a produit des volumes réduits de gaz naturel et de pétrole, la partie la plus importante de combustibles fossiles vient en effet des importations, auxquelles s'ajoute une certaine quantité d'énergie produite dans le pays à partir de sources renouvelables. Une comparaison entre l'Italie et la moyenne des pays de l'OCDE montre qu'au cours des dernières années la consommation de pétrole a été élevée (40% de la TPES en 2008), tandis que le niveau de consommation de charbon est faible (9,7% de la TPES en 2008).

En Italie, le besoin national brut d'électricité est satisfait à hauteur de 72,8% par des centrales thermoélectriques alimentées principalement par des combustibles fossiles venant, pour la plupart, des importations (un pourcentage très réduit, de l'ordre de moins de 2%, vient de la biomasse, des déchets industriels ou domestiques et du combustible national). Une autre part d'électricité, de l'ordre de 16,1%, vient des sources renouvelables (énergie hydroélectrique, géothermique, éolienne et photovoltaïque) pour un total brut d'électricité de production nationale d'environ 319.129 GWh par an (2008). La partie restante nécessaire à satisfaire le besoin national est donc importée et elle représente, comme on a déjà vu, 11,2%.

En ce qui concerne la puissance installée (c'est-à-dire la puissance maximale débitable), l'Italie est techniquement autosuffisante. En effet, jusqu'à 2008, les centrales existantes ont pu débiter une puissance brute maximale de plus de 98 GW, face à une demande maximale historique d'environ 57 GW durant les périodes les plus chaudes de l'été. Selon les données de 2008, cette puissance maximale théorique n'a jamais été entièrement utilisée et la puissance moyenne disponible au pic estimé a été de l'ordre de 63,5 GW. Donc, même dans des situations de contingence ou saisonnières il y a une surabondance de capacités de production, grâce à une augmentation de celles-ci entre 2002 et 2008 de 28,8%. D'ailleurs Terna prévoit qu'en 2019, dans le cas d'un été très chaud, la charge maximale pourrait atteindre 72 GW et ceci selon une projection dite « de développement », qui suppose plus de consommation, mais moins d'économie et d'efficacité énergétique.

Les ventes finales d'électricité en 2008 ont été de 299 TWh, tandis que le total de la consommation (y compris l'autoconsommation) a été de 319 TWh.

Le tableau suivant illustre la répartition des clients dans le marché final de la vente en 2008.

Tab. 1: répartition des clients dans le marché final de la vente (2008)

	VOLUMES	POINTS DE SOUTIRAGE
	(GWh)	(milliers)^(A)
Marché protégé	89.288	32.445
Marché sauvegardé	12.820	192
Marché libre ^(B)	181.370	2.945
Marché total	283.478	35.583

^(A) Les points de soutirage sont calculés selon le critère de la capacité journalière de soutirage. ^(B) Les données du marché libre. En effet, sur la base des données définitives publiées par Terna, la consommation globale (au net de l'autoconsommation et des pertes) a été de 299 TWh, dont 208,3 TWh représentent les ventes sur le marché libre (y compris le service de sauvegarde).

2.2.1 Organisation du marché

L'ouverture du marché tant du côté de l'offre que de la demande – qui s'est produite après le processus de transposition des directives européennes concernant le marché intérieur de l'énergie électrique – a amené aujourd'hui à un accès régulé à la production qui donne la possibilité à tous les clients, y compris les résidentiels, de choisir leur fournisseur. Pour les clients du régime dit « protégé », c'est à dire les clients résidentiels et les petites entreprises, connectées à la basse tension, avec moins de 50 salariés et un chiffre d'affaires annuel ne dépassant pas 10 millions d'euros, qui n'ont pas fait leur choix et ne sont donc pas entrés sur le marché libre, c'est l'Acheteur Unique qui joue un rôle essentiel. En effet, c'est cette société, constituée en 2001 dans le but d'encourager l'accès de nouveaux producteurs au secteur de l'électricité, qui aujourd'hui veille à ce que la fourniture aux clients « protégés » respecte de bonnes conditions économiques et d'efficacité.

Un autre rôle important a été joué, tout au long du processus d'ouverture, par l'Autorité pour l'Énergie Électrique et le Gaz, un organisme indépendant créé par la loi 481 du 14 novembre 1995 afin de discipliner et veiller sur les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Parmi les différents pouvoirs qui lui ont été attribués figurent : la fixation des tarifs de détail, des normes de qualité des services et des conditions techniques et économiques pour l'accès et l'interconnexion des réseaux énergétiques.

L'autre autorité qui œuvre afin de garantir une effective concurrence sur le marché est l'AGCM (Autorité Garante de la Concurrence et du Marché) qui est chargée de traiter les plaintes et les abus de position dominante et qui assure le contrôle d'éventuelles opérations de fusion et d'achat dans le secteur énergétique. Cette autorité peut en outre fournir des recommandations au gouvernement et au parlement sur l'impact que pourraient avoir sur la concurrence d'éventuelles réorganisations du marché.

Pour ce qui est du transport, l'exploitation du réseau est confiée à Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.a., une société par actions, cotée à la bourse, responsable en Italie du transport et du dispatching de l'électricité sur le réseau à haute et très haute tension sur l'ensemble du territoire italien. L'actionnaire qui détient la majorité relative est la Cassa Depositi e Prestiti

(Caisse des Dépôts et Consignations), avec 29,9% du paquet actionnaire, tandis qu'Enel et la société de gestion patrimoniale Pictet Asset Management ont chacune 5,1% du capital social, le restant 60% étant reparti entre investisseurs institutionnels et privés.

L'activité de distribution s'exerce sur concession du Ministère du développement économique. À la date du 31 décembre 2009 on comptait au total 131 entreprises de distribution, responsables de l'exploitation de plus de 1.200.000 kilomètres de réseau, dont deux tiers à basse tension et un peu moins d'un tiers à moyenne tension.

En Italie, comme dans le reste de l'Europe, l'activité de vente est elle aussi ouverte au marché et elle est effectuée par des personnes physiques ou morales qui achètent ou vendent de l'énergie électrique sans exercer aucune activité de production ou de distribution au sein de l'Union Européenne. L'énergie vendue vient aussi bien de la production nationale que des importations.

2.2.2 Le système de garanties en faveur de nouveaux opérateurs

2.2.2.1 La connexion au réseau électrique

Le Décret législatif 79/1999 établit l'obligation pour les entreprises de distribution de connecter à leur réseau toutes les entités qui le demandent, sans compromettre la continuité du service.

La réglementation en vigueur (arrêté AEEG ARG/elt 99/08 – Texte intégré pour les connexions actives, TICA) définit les modalités procédurales et les conditions techniques et économiques pour la connexion des capacités de production aux réseaux électriques avec obligation de connexion des tiers.

En ce qui concerne les réseaux à basse et moyenne tension, le TICA spécifie les charges en matière d'ouvrages de connexion en fonction de la distance du point de connexion au réseau, de la puissance de connexion et du type de connexion. Ces charges ne concernent que les installations pour la production à partir de sources renouvelables (SER) et de cogénération à haut rendement (CHR). Pour les installations traditionnelles on fait référence aux conditions publiées par chaque gestionnaire et les ouvrages sont calculés en prenant la valeur maximale des charges du TICA et de celles du gestionnaire. Pour les ouvrages de connexion au réseau à haute et très haute tension le TICA ne définit pas les charges spécifiques, mais établit l'application d'une réduction des montants dus pour les installations SER et CHR. Les modalités et les conditions de contrat (MCC) pour la fourniture du service sont définies par chaque gestionnaire de réseau et doivent être publiées. Les MCC définissent les solutions techniques conventionnelles adoptées par le gestionnaire de réseau pour la réalisation de la connexion, les modalités et les délais de réponse, les modalités de paiement des sommes dues pour la connexion et les critères pour la fixation des sommes dues pour couvrir les frais encourus par le gestionnaire du réseau pour l'obtention des autorisations nécessaires. Dans le cas de Terna, les MCC sont contenues dans le Code de transport et de dispatching.

La réglementation discipline également la résolution des conflits entre producteurs et gestionnaires de réseau portant sur la connexion des installations qui utilisent les SER.

Les valeurs maximales prévues pour la puissance de connexion selon les tensions de réseau sont les suivantes :

Tab. 2: Les valeurs maximales prévues pour la puissance de connexion selon les tensions de réseau

Tension du réseau	Puissance de l'installation
BT (<1kV)	<100 kVA
MT (<35kV)	<6 MVA

Le gestionnaire du réseau local doit gérer la procédure de connexion vis-à-vis du producteur jusqu'à une valeur de puissance de connexion de 10 MVA. Pour toute puissance supérieure, le producteur doit s'adresser au gestionnaire du réseau national, c'est à dire, TERNA.

Chaque gestionnaire de réseau doit transmettre à l'AEEG et publier sur son site les conditions techniques pour la connexion à basse tension.

2.2.2.2 Les règles du dispatching

Le «Code de Réseau de Transport, Dispatching, Développement et Sécurité du Réseau» régit les rapports entre Terna et les utilisateurs du réseau pour ce qui a trait aux activités de connexion, gestion, planification, développement et maintenance du réseau national de transport, ainsi que pour le dispatching et la mesure de l'énergie électrique.

Le Code de réseau contient également les règles pour le fonctionnement du Comité de Consultation des clients, un organe technique créé conformément aux dispositions du D.P.C.M. du 11 mai 2004 et qui réunit les représentants des principales catégories d'utilisateurs du réseau et dont la mission est de mettre à jour les règles contenues dans le Code de Réseau et faciliter la résolution d'éventuels conflits découlant de l'application de ces règles.

Les conditions pour la fourniture du service public de dispatching d'électricité sur le territoire national et pour l'approvisionnement des ressources nécessaires sur la base des exigences économiques sont établies aux articles 3 et 5 du D. Lgs. 79/1999.

Les dispositions concernant la fourniture du service de dispatching, conformément aux articles 3 et 5 du D. Lgs. 79/1999, sont régies par l'arrêté ARG/elt 111/06. Cet arrêté régit l'exécution physique des contrats d'achat et de vente d'électricité passés dans le système d'offres et discipline les conditions d'approvisionnement, de la part de TERNA, de ressources pour le dispatching ainsi que les conditions pour la fourniture du service de dispatching.

Aux termes de la loi, les unités productives alimentées à partir de sources renouvelables ont droit à la priorité de dispatching, selon les règles fixées par la délibération ARG/elt 111/06.

Depuis 2010, Terna indemnise les installations de production d'électricité à partir de la source éolienne pour la production manquée résultant de l'exécution des ordres de dispatching émanant d'elle.

En vue d'assurer une transparence accrue pour ce qui est de la gestion effectuée par Terna des ordres de dispatching pour les sources renouvelables non programmables, de l'entretien des réseaux, des différentes indisponibilités ainsi que dans les critères adoptés pour identifier les

installations à soumettre à une modulation de la production, l'Autorité a confié à une tierce partie, le GSE, la tâche de déterminer la production manquée d'électricité produite à partir d'installations éoliennes soumises à modulation. Pour calculer le potentiel de production d'électricité d'une unité de production éolienne le GSE utilise ses modèles prévisionnels basés sur les données réelles d'énergie du vent.

La délibération ARG/elt 5/10 fixe les conditions de dispatching de l'électricité produite à partir de sources renouvelables non programmables et établit notamment:

les modalités de rémunération de la production éolienne manquée résultant de l'exécution des ordres de dispatching émanant de Terna (rémunérée sur la base du Prix zonal horaire et compte tenu de la fiabilité du producteur quant au respect des ordres de dispatching émanant de Terna);

les services de réseau que doivent fournir les unités de production éolienne afin de permettre l'adoption par Terna de critères de sécurité finalisés à la prévention;

un mécanisme d'incitation (prime) encourageant les producteurs à améliorer la programmation de l'injection d'électricité à partir d'unités productives pertinentes alimentées par des sources renouvelables non programmables;

que les prévisions d'injection des unités productives non pertinentes alimentées à partir de sources renouvelables non programmables soient effectuées par le GSE sur la base des modalités et des procédures fixées par la délibération ARG/elt 4/10, soit par l'acquisition en temps réel, par satellite, à échéance tout au plus horaire, des données relatives à la puissance, à l'énergie et à la source primaire (par exemple, le débit, la direction et la vitesse du vent pour les unités de production éolienne), outre l'installation, auprès du GSE, de systèmes de contrôle et de monitoring de la production de ces unités et de l'état des lieux.

Terna assure la gestion du marché pour le Service de dispatching, sur la base du Décret Ministériel 29/04/2009 et de la délibération AEEG n° 111/06, aux termes du Code de Réseau.

En ce qui concerne le marché des services de dispatching (MSD), l'ensemble des règles qui le disciplinent a pour but de permettre à Terna de s'approvisionner, à travers les mécanismes du marché, des ressources nécessaires à :

- a. résoudre les congestions du réseau de compétence ;
- b. mettre en place des marges de capacité de réserve secondaire et tertiaire de puissance de production ;
- c. garantir l'équilibre entre injections et soutirages d'énergie, tant sur la base d'un « programme » qu'en « temps réel ».

Le MSD se compose de plusieurs segments (MSD ex-ante et Marché d'équilibrage) de manière à :

- offrir aux acteurs du marché un signal transparent de la valeur économique des ressources nécessaires pour le réseau électrique, en établissant une différence selon les différentes prestations que chaque ressource offre au réseau ;
- mettre les acteurs du marché en mesure de formuler des offres qui reflètent la structure des coûts relatifs, grâce à une définition adéquate des typologies de ressource, des mécanismes de marché et du format des offres d'achat et de vente ;

- permettre l'identification des coûts d'approvisionnement afférents aux différentes typologies de ressources, en mettant en évidence les offres acceptées aux fins de l'approvisionnement.

Le marché prévoit pour Terna l'approvisionnement de services ayant chacun une fonction spécifique (résolution des congestions, réserve secondaire, réserve tertiaire et équilibrage) : le marché pour la résolution des congestions (programmé) ; le marché pour la réserve secondaire ; le marché pour la réserve tertiaire ; le marché d'équilibrage en temps réel.

Le Décret Ministériel du 29 avril 2009 a réformé le marché électrique italien et a également établi qu'à partir de janvier 2001 le marché intrajournalier sera complètement intégré, sur le plan fonctionnel, avec le MSD. A' partir de cette date, le marché intrajournalier sera réparti en quatre sessions: MI1 et MI2 le jour de dispatching "g1", lorsque les produits horaires du jour suivant sont négociés, et MI3 et MI4 le jour de dispatching "g", lorsque les périodes horaires sont négociées jusqu'à l'achèvement du jour de flux "g". Toutes les sessions fonctionnent sur la base d'un système d'enchère implicite.

L'introduction de quatre sessions de marché intrajournalier modifie la phase de programmation du marché des services de dispatching, par la répartition en trois sous-phases en vue de l'intégration des deux marchés.

Enfin, la délibération ARG/elt 115/08 fixe les dispositions en matière de modalités et de critères que Terna, le GME et le GSE sont tenus de respecter dans l'exercice des activités soumises au monitoring de l'Autorité.

2.2.2.3 Le marché de gros de l'énergie électrique et des services de dispatching

En aval du processus de libéralisation du marché de l'électricité, entrepris en Italie en 1999, on a institué un système organisé pour l'achat et la vente en gros d'électricité. Il s'agit du Marché de l'Électricité ou « bourse de l'électricité », qui sert à l'achat et à la vente de quantités d'énergie électrique pour le jour suivant (marché *spot*).

Le Marché de l'Électricité, opérationnel depuis le 31 mars 2004, est confié au Gestionnaire des Marchés Énergétiques S.p.A. (GME)², qui agit en qualité de contrepartie centrale dans toutes les transactions enregistrées à la bourse.

La bourse électrique n'est pas obligatoire, en effet l'énergie peut également faire l'objet d'une transaction bilatérale, c'est à dire basée sur un libre accord entre opérateurs. Dans le cadre de ce genre de contrats, les prix et les quantités sont librement déterminés par les parties. Ces contrats sont négociés et enregistrés sur la Plateforme des Comptes Énergie à Terme (PCE), gérée par le GME. Cette plateforme sert aux opérateurs, qui ont passés des contrats en dehors

² Le Gestore dei mercati energetici (Gestionnaire des Marchés Énergétiques - GME) Est une société par actions responsable de la gestion économique des marchés de l'énergie (électricité et gaz) selon des critères de transparence, et d'objectivité et dont le but est de promouvoir la concurrence entre les opérateurs du marché. Plus spécifiquement le GME gère: le marché *spot* (le Marché "Day-Ahead", le Marché intrajournalier, le Marché des services de dispatching, en tant que prestataire de services pour le compte de Terna), le Marché à terme de l'énergie, la plateforme CDE (la plateforme pour l'exécution physique des contrats financiers sur les dérivés de l'énergie passés à l>IDEX/ Italian Derivatives Energy Exchange) et la plateforme PCE (la plateforme des Comptes Énergie).

du système d'offre des marchés *spot*, à enregistrer leurs obligations commerciales et déclarer les programmes d'injection ou de soutirage d'électricité qu'ils s'engagent à mettre en œuvre sur la base de ces contrats. Le GME gère la PCE, tandis que TERNNA est responsable de l'enregistrement des achats et des ventes à terme, ainsi que des programmes d'injection ou de soutirage d'énergie. Pour s'acquitter de cette tâche, TERNNA se sert aussi du portail informatique du GME. Le GME est donc responsable de la mise en place et de la gestion de la PCE et il exerce cette fonction pour son propre compte et pour le compte de TERNNA, dans le respect des critères de neutralité, transparence, objectivité et concurrence entre les opérateurs.

Le marché électrique peut se résumer dans le graphique suivant :

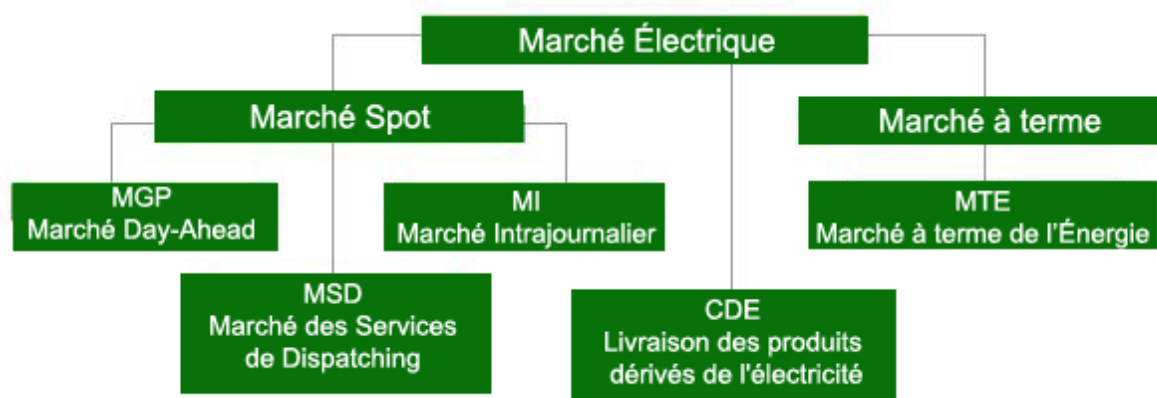


Fig. 1: Le marché électrique italien

2.2.2.4 Le marché de l'électricité

1. Marché électrique *spot* (MPE) formé par:

- a. **marché «Day-ahead»** (MGP), dans lequel les producteurs, les grossistes et les clients finals éligibles peuvent vendre/acheter de l'énergie électrique pour le jour suivant. Le GME est la contrepartie centrale des transactions conclues sur le MGP ;
- b. **marché intrajournalier** (MI) dans lequel les producteurs, les grossistes et les clients finals peuvent modifier les programmes d'injection/soutirage déterminés sur le MGP. Le GME est la contrepartie centrale des transactions conclues sur le MI;
- c. **marché pour le service de dispatching** (MSD), sur lequel Terna S.p.A s'approvisionne des services de dispatching nécessaires à la gestion et au contrôle du réseau électrique. Le MSD s'articule dans une phase de programmation (MSD ex-ante) et un Marché d'Équilibrage (MB). Terna est la contrepartie centrale des transactions conclues sur le MSD.

2. Marché électrique à terme (**MTE et IDEX**)

MTE et IDEX sont deux marchés à terme réglementés, créés en novembre 2008 et gérés respectivement par le GME et la Bourse Italienne.

Marché à terme de l'énergie électrique avec contrainte de livraison et retrait (**MTE**).

Dans ce marché les opérateurs peuvent vendre/acheter des fournitures futures d'énergie électrique. Le MTE permet de négocier des produits de base (*baseload*) et des produits de pointe (*peakload*) pour des durées mensuelles, trimestrielles et annuelles, avec contrainte de livraison sur base mensuelle sur la plateforme PCE et non pas au moment de la négociation. Le GME est la contrepartie centrale des transactions conclues sur le MTE.

IDEX géré par la Bourse italienne

L'IDEX permet de négocier des contrats financiers *futures* (à terme) sur la base du PUN (Prix National Unique). Lors du démarrage de l'IDEX, on a établi que les contrats ne pourraient avoir qu'un profil *baseload* et des périodes de livraison mensuelles, trimestrielles et annuelles. Les négociations sur ce marché pourraient s'avérer utiles pour fournir aux opérateurs des indications de prix sur des horizons plus étendus. Ces plateformes sont aussi ouvertes aux opérateurs non appartenant au secteur électrique ; des intermédiaires financiers, des banques, des sociétés d'intermédiation mobilières peuvent y négocier des produits dérivés.

2.2.2.5 Les tarifs de transport et de distribution de l'électricité

Le service de transport de l'énergie électrique s'articule dans les activités de transport et de transformation de l'électricité sur le réseau national de transport. Le service de distribution s'articule dans les activités de transport et de transformation de l'électricité sur les réseaux de distribution. Terna est l'opérateur responsable du service de transport, les entreprises de distribution compétentes pour la zone d'intérêt à laquelle est connecté l'installation sont responsables du service de distribution.

Les dispositions relatives au service de transport et de distribution de l'électricité sont définies à l'annexe A de l'arrêté n. 348/07 qui contient le Texte intégré des dispositions de l'Autorité pour l'Énergie Électrique et le Gaz en matière de fourniture des services de transport, de distribution et de mesure de l'électricité pour la période de régulation 2008-2011 (Texte Intégré Transport – TIT) ; ces dispositions sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2008.

Les titulaires de l'unité de production sont tenus de stipuler avec Terna un contrat pour le service de transport de l'énergie électrique produite et injectée dans le réseau. Ce contrat doit être établi par écrit et il est indispensable, tout comme le contrat de dispatching, pour pouvoir injecter l'électricité dans le réseau. Le contrat pour le service de transport doit être établi par la même entité qui établit le contrat pour le service de dispatching. Les titulaires de l'unité de production doivent en outre passer un contrat avec l'entreprise de distribution locale pour le transport d'éventuels soutirages d'électricité (y compris l'électricité destinée aux services auxiliaires).

En Italie, à dater du 1^{er} janvier 2010, aucune somme n'est due pour le service de transport et de distribution de l'électricité injectée dans le réseau national par les installations de production. Il n'est pas ainsi pour le service de mesure de l'électricité injectée. Ce service s'articule dans les activités de mise en place et d'entretien des dispositifs de mesure, de relevé, d'enregistrement et de validation des mesures de l'électricité. Dans le cadre de ce service et pour les activités qui relèvent de la compétence du gestionnaire de réseau, le titulaire de l'installation de production doit verser une somme calculée sur la puissance et l'énergie injectée.

- Composante CTR

Dans le cas d'installations connectées en moyenne ou en basse tension, les entreprises de distribution appliquent aux producteurs la composante CTR. Il s'agit d'une redevance utilisée pour la régulation économique de la fourniture du service de transport aux entreprises de distribution, qui s'applique à l'électricité injectée dans le réseau. La composante CTR vise à compenser la différence en termes de coûts de transport entre l'injection directe d'énergie électrique dans les réseaux MT et BT et l'injection en haute tension. En effet, pour atteindre les clients finals cette dernière entraîne des coûts supplémentaires, quantifiés par la composante CTR. Cette composante s'élève pour l'année 2010 à 0,388c€/kWh pour chaque kWh injecté, auquel il faut ajouter un pourcentage qui tient compte des pertes d'électricité dans les réseaux de distribution : 4,2% pour la moyenne tension et 9,9% pour la basse tension.

- Régulation du transport de l'électricité prélevée et destinée à l'alimentation des services auxiliaires.

Les soutirages d'énergie électrique destinés à alimenter les services auxiliaires de production, y compris les prélèvements des installations de pompage, dans le cadre des services de transport et de distribution, ne sont soumis à aucun tarif de transport ou de distribution ni aux charges générales du système. Ces conditions sont applicables dans les limites de la puissance destinée au fonctionnement des services auxiliaires de production, y compris les prélèvements des installations de pompage, telle qu'elle a été déclarée par le responsable de l'installation de production avec une certification validée par une expertise indépendante. Si la puissance soutirée dépasse la puissance déclarée de plus de 10%, les prélèvements sont soumis aux conditions prévues pour les clients finals pour toute l'année solaire durant laquelle la puissance déclarée a été dépassée.

2.2.3 Réseau de transport et gestion des congestions

Les interconnexions publiques sont des lignes électriques faisant partie du Réseau National de Transport (Rete di Trasmissione Nazionale – RTN) et elles sont rémunérées à travers les tarifs établis et publiés par l'Autorité pour l'Énergie Électrique et le Gaz.

Selon le régime de gestion des lignes publiques, défini par le Règlement CE n. 1228/03, la capacité d'interconnexion disponible ne peut pas être réservée à un seul opérateur, mais elle doit faire l'objet d'une offre publique selon des règles préétablies et non discriminatoires (Régime de l'Accès des Tiers au Réseau – ATR). Selon les dispositions prévues par la Décision 2006/770/CE, en cas de congestion structurelle les GRT appliquent des règles appropriées, préalablement définies de manière conjointe, pour la gestion de cette situation.

La condition de congestion se produit lorsqu'une interconnexion qui relie les réseaux de transport nationaux n'est pas en mesure de faire face à tous les flux physiques liés à l'échange international demandé par les opérateurs du marché à cause d'une insuffisance des interconnexions et/ou des systèmes nationaux de transport intéressés.

Les règles pour la résolution des congestions peuvent prévoir l'allocation conjointe ou séparée de la capacité d'interconnexion disponible de la part des GRT des régions de contrôle voisines. Cette allocation représente l'outil pour la résolution des congestions à travers les mécanismes du marché. Conformément à la réglementation en vigueur et avec les Initiatives Régionales Européennes, Terna et les GRT qui opèrent aux frontières italiennes ont défini des règles d'allocation conjointe de capacité d'interconnexion.

- Règles pour l'allocation de la capacité d'interconnexion aux frontières italiennes.

L'allocation de la capacité de transport disponible (ATC) le long des frontières italiennes se fait selon une procédure conjointe en vue de laquelle Terna et les GRT des pays opérant le long des frontières italiennes:

- définissent conjointement les valeurs nettes de capacité de transport (Net Transfer Capacity- NTC) ;
- affectent cette capacité selon des règles conjointes (Access Rules ou Capacity Allocation Auction Rules) ;
- partagent équitablement les rentes de congestion (dont l'utilisation est régulée par le Règlement CE n. 1228/03).

Selon les règles établies pour 2010, le processus d'allocation se fait grâce à l'affectation conjointe de capacités par le mécanisme d'enchères explicites des droits physiques de transport (Physical Transmission Rights – PTRs). Les enchères explicites prévoient l'attribution des PTRs séparément et à l'avance par rapport à leur utilisation : l'utilisation est ensuite confirmée au moment de la nomination de la capacité allouée.

Les GRT responsables de l'allocation des capacités d'interconnexion (Auction Operator) sont :

- pour les importations en Italie:
 - o Terna à la frontière avec la France (à partir du 1^{er} avril 2010) ;
 - o SWISSGRID à la frontière avec la Suisse ;
 - o APG à la frontière avec l'Autriche ;
 - o ELES à la frontière avec la Slovénie ;
 - o HTSO à la frontière avec la Grèce.
- Pour les exportations et pour toutes les frontières :
 - o Terna

Chaque GRT agissant en qualité d'opérateur d'enchères pour la frontière et pour la direction de flux de sa compétence met aux enchères la capacité de transport disponible (ATC) sous

forme de droits physiques de transport (PTRs) de typologie différente (annuel/mensuel/journalier ou *peak/offpeak*) à partir d'une quantité minimale de 1 MW.

Les enchères se déroulent comme il suit :

- chaque participant aux enchères soumet ses offres en termes de quantité (MW) et de prix (€/MW),
- l'opérateur d'enchères classe les offres par prix selon un ordre décroissant et :
 - o si la quantité totale demandée est inférieure ou égale à l'ATC, détermine le prix des PTRs égal à zéro (Clearing price = 0),
 - o si la quantité totale demandée est supérieure à l'ATC le *clearing price* (CP) est égal au prix marginal offert ;
 - o chaque participant ayant offert un prix plus élevé du *clearing price* reçoit la quantité demandée. La quantité résiduelle est allouée aux opérateurs qui ont offert le prix marginal ;
 - o tous les titulaires de PTRs doivent payer le CP.

Les règles d'enchères réglementent également les termes et les conditions du marché secondaire sur lequel les opérateurs adjudicataires peuvent :

- o revendre les PTRs annuels à d'autres opérateurs à l'occasion des enchères du mois suivant en recevant le CP,
- o transférer les PTRs annuels et mensuels à d'autres opérateurs en informant le GRT.

Dans les deux cas, les opérateurs adjudicataires doivent payer le CP des enchères durant lesquelles ils ont obtenu leur capacité. Les PTRs journaliers ne peuvent être ni vendus ni transférés.

2.2.3.1 Lignes marchand

- **Cadre normatif et réglementaire**

Le Règlement CE n.1228/03 prévoit la possibilité d'exempter les nouvelles lignes d'interconnexion de l'obligation de l'accès des tiers au réseau (*merchant lines*) à condition de respecter un certain nombre de critères ayant trait à la durabilité des coûts et des risques ainsi qu'à la rémunération du capital (qui ne peut pas être assurée par les tarifs de transport ou de distribution des réseaux avec accès des tiers connectés à cette interconnexion).

Pour l'Italie, outre le Règlement déjà cité, c'est le décret du Ministère des activités productives (MAP), du 21 octobre 2005 qui s'applique. Conformément à ce décret, le Ministère du développement économique (MSE) accorde l'exemption du droit d'accès des tiers au réseau lorsque les conditions spécifiques suivantes sont respectées :

- la construction de la ligne n'a pas d'incidence sur la stabilité et la sécurité du réseau électrique national, elle incite la concurrence et augmente les capacités commerciales d'importation/exportation ;
- l'entité qui en fait la demande n'est pas titulaire d'une concession de transport et de distribution d'électricité ;
- le risque de l'investissement est de nature à compromettre sa réalisation si l'exemption n'était pas accordée.

De plus, pour les seules lignes *merchant* en courant alterné il faut :

- que le titulaire de l'autorisation s'engage à demander l'inclusion de la ligne d'interconnexion dans le réseau national de transport (RTN) dès la date de mise en service et à stipuler avec le gestionnaire de réseau une convention pour l'activité d'exploitation et de maintenance ;
- vérifier que les coûts et les risques des investissements pour la réalisation de la ligne soient particulièrement élevés par rapport aux coûts et aux risques normalement liés à une ligne d'interconnexion en courant alterné.

Pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2010 le décret fixe en outre les limites suivantes :

- la capacité totale maximale de transport qui peut être allouée en régime d'exemption est de 4000 MW pour les lignes en courant continu et de 4000 MW en termes de capacité nette de transport pour les lignes d'interconnexion en courant alterné ;
- la capacité maximale de transport qui peut être allouée en régime d'exemption pour chaque ligne d'interconnexion est de 1000 MW.

- **Exemption: procédure et gestion de la capacité**

Selon les procédures établies par le décret, l'entreprise requérante doit présenter sa demande d'exemption au MSE qui, à son tour, demande l'avis de l'AEEG et de Terna. Dans le cadre d'une procédure d'exemption le MSE :

- entreprend une consultation avec l'autorité étrangère du pays voisin, en cas de connexion avec un pays membre de l'UE ;
- prépare un accord intergouvernemental portant sur les modalités d'accès et sur l'utilisation de la ligne d'interconnexion, en cas de connexion avec un pays non membre de l'UE.

Si la phase d'instruction de la demande s'achève positivement, le MSE peut accorder l'exemption :

- ~ pour une période ne dépassant pas 16 ans à partir de la date de mise en service de la nouvelle ligne, en cas d'exemption totale (100% de la nouvelle capacité),
- ~ pour une période ne dépassant pas 20 ans, en cas d'exemption partielle.

La gestion de la capacité réservée suppose la récupération de la totalité de l'investissement grâce aux montants payés par les utilisateurs de la capacité en exemption et, par conséquent, aucune forme de rémunération tarifaire n'est admise.

En cas d'exemption partielle, la capacité non exemptée est gérée par le GRT de manière conjointe à la capacité de transport des interconnexions sur la même frontière.

2.2.3.2 Gestion des importations/exportations

• Accès au réseau et éligibilité au marché

Chaque opérateur intéressé à importer/exporter de l'énergie de/vers l'Italie à travers les lignes d'interconnexion avec les pays frontaliers doit signer avec Terna un contrat de dispatching en injection/soutirage et doit être :

- un titulaire de PTRs, ou
- la contrepartie en Italie d'un titulaire de PTRs attribués à travers des enchères conjointes de Terna et des GRT voisins, ou
- un utilisateur du dispatching délégué par un titulaire de PTRs à nommer une capacité auprès de Terna, ou
- l'assignataire ou la contrepartie d'une réservation de capacité, conformément à l'arrêté AEEG ARG/elt 194/09, ou
- le titulaire, la contrepartie ou le bénéficiaire de PTRs liés à la capacité exemptée d'une *merchant line*.

Ces conditions permettent aux entités éligibles de nommer à Terna une capacité d'interconnexion dans le respect des modalités et des conditions définies par celle-ci.

Une fois les conditions d'accès remplies, Terna établit une unité de production/consommation virtuelle (UPV/UCV) pour la zone virtuelle de marché de l'interconnexion concernée. Plus particulièrement, Terna définit les différentes typologies de UPV/UCV pour les PTRs annuels, mensuels, journaliers des *merchant lines*, c'est à dire les capacités réservées. De plus, l'opérateur concerné doit soumettre sa demande au GME afin d'enregistrer son accès au Marché de l'Énergie et à la Plateforme des Comptes Énergie.

- **Nomination ferme de la capacité d'interconnexion.**

Les détenteurs des droits physiques de transport doivent nommer, la veille du jour du flux d'énergie (jour D-1) les PTRs qu'ils ont l'intention d'utiliser le jour D, dans un délai déterminé. Si les PTRs annuels ou mensuels ne sont pas nommés, l'opérateur d'enchères procède à la réallocation des quantités correspondantes durant les enchères du jour, selon les Auction Rules. Dans ce cas de figure le *clearing price* des enchères du jour est restitué au titulaire des PTRs non nommés (selon le principe « use it or sell it »).

Ce principe s'applique également aux titulaires d'une capacité réservée ou se rapportant à une *merchant line*.

Les PTRs annuels et mensuels alloués selon les règles d'enchères sont garantis, et ne peuvent être réduits que dans des cas de force majeure ou pour des raisons de sécurité.

En cas de réduction pour des raisons de sécurité :

- si la décision a été prise avant l'échéance du délai pour la nomination des PTRs annuels et mensuels (07h00 du D-1), ces droits sont réduits au prorata et le titulaire a droit au remboursement de 100% du *clearing price* ;
- si la décision a été prise après l'échéance du dernier délai pour la nomination des PTRs annuels et mensuels, le GRT ne peut pas effectuer de réductions, il ne peut que réduire la capacité à allouer dans le cadre des enchères journalières ou, éventuellement, effectuer une activité de redispatching.

En cas de réduction pour des raisons de force majeure aucun remboursement n'est prévu.

- **Réservation de capacité de transport**

Les capacités d'interconnexion de l'Italie avec les pays voisins sont régulées par des accords qui prévoient une réservation de capacité de transport d'énergie électrique en faveur de la République de Saint Marin et de l'État du Vatican. Conformément à ces accords et aux dispositions visées au décret du Ministère du développement économique du 18 décembre 2009, l'autorité prévoit que la répartition des recettes des congestions soit en mesure de garantir l'équivalence économique avec l'allocation des réservations de capacité de transport.

En outre, le décret du Ministère du 18 décembre 2009 établit la validation de la réservation de transport pour l'énergie électrique faisant l'objet de contrats à long terme dans les formes et pour la part garanties par les autorités italiennes à la frontière suisse.

- **Perspectives futures**

Le GREEG (Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz), le groupe qui réunit les autorités de régulation de l'UE, a créé les Initiatives Régionales Européennes (IRE) dans le but d'encourager le processus d'harmonisation du secteur énergétique européen, comme prévu par la réglementation communautaire. Les IRE contribuent activement au soutien de la création de marchés énergétiques régionaux, en tant que premier pas vers la création d'un marché unique de l'Union Européenne. En particulier, au sein de chaque initiative régionale on a lancé un processus d'harmonisation des méthodes de calcul de la capacité d'interconnexion et des modalités d'allocation de celle-ci.

En poursuivant son approche de mise en œuvre graduelle, à partir du 1^{er} avril 2010, Terna a assumé la responsabilité de l'activité d'allocation de la capacité d'interconnexion Italie-France pour le compte de RTE, tant pour les exportations (comme en 2009), que pour les importations. À moyen terme, les GRT opérant à la frontière italienne souhaitent atteindre une intégration accrue avec les autres régions, en déléguant à un Bureau d'enchères unique, choisi peut-être parmi ceux qui existent déjà, l'activité d'allocation des capacités d'interconnexion.

De plus, les GRT européens affirment la nécessité de mettre en œuvre le système des enchères implicites pour l'allocation des PTRs journaliers, cette méthode étant généralement jugée plus efficace par rapport aux enchères explicites. Par conséquent, grâce à un effet d'alignement des marchés organisés de l'énergie des pays voisins, on pourrait déterminer simultanément tant les prix d'équilibrage sur les marchés « Day-ahead » que les flux transfrontaliers, compte tenu de la capacité de transport disponible.

2.3 Le marché tunisien de l'électricité et les éventuelles actions en matière de régulation susceptibles de faciliter l'accès de nouveaux opérateurs

2.3.1 Aperçu du marché de l'électricité en Tunisie

Le marché électrique tunisien connaît une croissance accélérée ; en effet, la demande totale d'énergie primaire a augmenté rapidement au cours de ces dernières années, principalement en raison du développement socio-économique du pays, de l'amélioration des conditions de vie et de la croissance démographique. Les données plus récentes, se rapportant à 2008, indiquent une production nette de 13.7 TWh avec une puissance installée de 3.315 MW, une consommation totale annuelle de 11.8 TWh/an et une consommation par habitant de 1.137 kWh/an³.

Tab. 3: Capacité totale installée en Tunisie par type de source (MW) – 2008

Type	Capacité	
	MW	%
Combustibles fossiles	3.233	97,5
Turbines à vapeur	1.090	32,9
Turbines à gaz	1.308	39,5
Cycle combiné	835	25,2
Hydraulique	63	1,9
Autres SER	19	0,5
Capacité totale	3.315	100

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) détient environ 85% de la capacité de production et gère le réseau national de transport qui a été agrandi de manière constante au cours des dernières années et qui aujourd'hui couvre 99,6% de la population.

Pour faire face à la demande croissante d'électricité on a prévu pour 2011 une augmentation de la puissance totale installée, qui devrait ainsi atteindre au total 4.400 MW.⁴

En ce qui concerne les énergies renouvelables, l'objectif national, publié en 2009, vise à atteindre, en 2010, 10% (4% si on exclue la biomasse) d'utilisation d'énergie renouvelable comme énergie primaire. Le développement principal de la capacité productive venant des SER concerne l'éolien, qui devrait atteindre en 2011 une capacité installée de 180 MW ; de plus, le gouvernement tunisien prévoit d'augmenter la capacité installée venant du photovoltaïque, qui est aujourd'hui de 300.000 m².

L'augmentation des sources renouvelables se concentre surtout sur le développement de parcs éoliens. À ce sujet, il est important de rappeler la mise en service de la centrale éolienne de Sidi Daoud, réalisée avec le soutien financier du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM) et du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), ainsi que l'accord signé par la STEG et Gamesa (un contrat de 360 millions de dinars pour la construction de trois nouveaux parcs éoliens).

³ MEDRING Update: Volume I- Overview of Power Systems, Avril 2010, page 36.

⁴GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, Novembre 2009, page 288.

Le gouvernement tunisien prévoit d'atteindre, dans les cinq années à venir, 100 nouvelles agglomérations situées dans le sud-est du pays. En outre, le réseau tunisien de transport est connecté au réseau européen à travers les réseaux algérien et marocain. Afin de mieux comprendre l'extension du réseau de transport tunisien et les interventions effectuées dans les années récentes il est utile d'examiner le tableau suivant qui effectue une comparaison entre les données de 2008 et celles de 2005⁵. En dépit des projets de rénovation et de renforcement du réseau entrepris en 2008, ce réseau ne semble pas encore parfaitement en mesure d'accueillir l'énergie produite par les sources non programmables (sur ce thème spécifique voir l'approfondissement réalisé par CESI Ricerca).

Tab. 4: Extension du réseau de transport en Tunisie – comparaison 2005 / 2008

	90 kV	150 kV	225 kV
2005	1071 km	1728 km	2532 km
2008	1108 km	1812 km	2741 km

Outre les données structurelles déjà mentionnées plus haut, en vue d'un investissement futur dans la région il convient de rappeler que :

- la Tunisie fait partie du projet trans-Maghreb, qui vise à relier les réseaux électriques de tous les pays du Maghreb avec l'Espagne et les autres pays de l'Europe ;
- la notation de la dette de la Tunisie selon Standard & Poor est actuellement *A-/Stable/A-2 (for long-term/short-term local currency)* et *BBB/Stable/A-3 (for long-term/short-term foreign currency)*;
- au classement 2010 de la Banque Mondiale, "*Ease of Doing Business*"⁶, la Tunisie a amélioré sa position, en passant de la 81^{ème} place en 2008, à la 73^{ème} en 2009, pour arriver en 2010 à la 69^{ème} place. Les autres pays de la région MOAN (Moyen Orient et Afrique du Nord) qui ont essayé de privatiser le secteur de la production d'énergie électrique sont l'Arabie Saoudite (13), les Émirats Arabes Unis (33), le Kenya (95), l'Égypte (106), le Nigéria (125) et le Maroc (128).

2.3.2 La structure du marché électrique

En 1996, la Tunisie a entamé un processus d'ouverture du marché électrique en encourageant le développement de projets d'investissement privés dans le secteur de la production. La Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) créée en 1962⁷, détient toutefois encore le monopole du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie (marchés de gros et de détail). La STEG est en outre le seul opérateur pouvant importer et exporter de l'électricité.

⁵GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, Novembre 2009.

⁶ <http://www.doingbusiness.org/economyrankings/?regionid=4>

⁷Décret-loi n°62-8 daté du 03 avril 1962.

Le secteur de la production est le seul à présenter une situation de « quasi-monopole », où la STEG est encore propriétaire de 85% de la production totale installée⁸, tandis que 15% de la production (4.400 MW) vient de :

1. Producteurs indépendants (PIE- Producteurs Indépendants d'Électricité);
2. Autoproduiteurs (à partir de combustibles ou de sources renouvelables);
3. Concessions délivrées dans le cadre du code des hydrocarbures⁹.

Depuis 1996¹⁰ 25% de la capacité de production a été confiée, à travers des concessions, aux producteurs indépendants (PIE – Producteurs Indépendants d'Électricité). Selon ce qui est prévu par les concessions, les PIE ont l'obligation de se servir du gaz¹¹, dont le gouvernement tunisien encourage l'utilisation, comme source primaire et doivent céder l'électricité produite à la STEG, à travers des contrats pluriannuels de vente. Le contrat de concession est soumis à la discipline générale des concessions spécifiquement régulées par le Décret n° 1125 de 1996 qui établit : les caractéristiques, les accords entre les parties, les conditions techniques des centrales, les droits du concédant, etc.

Le choix du concessionnaire, effectué par les organes de l'état compétents (CSPI, CIPIE, Ministère de l'Industrie et de la Technologie, Ministère du Trésor, etc.) se fait à travers un appel à candidature ouvert ou restreint¹².

En particulier le contrat de concession porte sur :

- la concession;
- l'occupation du site;
- les conditions d'achat du gaz auprès de la STEG;
- les conditions de la vente d'électricité à la STEG.

Bien que la STEG ne soit pas formellement impliquée dans le processus de choix du concessionnaire, son rôle est le plus important car c'est elle qui :

- établit les besoins en termes de développement de la production nationale et décide, le cas échéant, de construire de nouvelles centrales ;
- autorise les conditions techniques du projet;
- établit les conditions pour la connexion de la centrale au réseau.



⁸GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, Novembre 2009, page 289.

⁹ Law No. 99-93 dated August 17th, 1999 as amended subsequently

¹⁰ Décret n° 96-1125 du 20/06/1996.

¹¹ Décret n° 2002-1318 en date du 3 juin 2002, fixant les modalités et conditions d'octroi de concessions à la production d'électricité à partir de gaz provenant de concessions d'exploitation des hydrocarbures

¹² RCREEE, Appui technique/prestations de services pour l'évaluation de l'impact économique, environnemental de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique, mai 2010.

À l'heure actuelle il y a deux Producteurs Indépendants d'Électricité (PIE) :

- la Carthage Power Company, née d'un projet conjoint de PSEG Global¹³ et de Marubeni Corporation¹⁴. Il s'agit d'une installation de production à cycle combiné de 471 MW, située à Radès, en service depuis 2002. Elle est alimentée en grande partie par le gaz naturel importé de l'Algérie et provenant des champs gaziers tunisiens (« Concession Miskar »); l'énergie qu'elle produit est cédée à la STEG, sur la base d'un contrat de la durée de vingt ans, dont les conditions n'ont pas été publiées¹⁵;

- la Société d'Électricité d'El Bibane, propriétaire d'une centrale à gaz de 30 MW à El-Bibane, en service depuis 2004, qui utilise du gaz naturel et vend l'électricité produite à la STEG sur la base d'un contrat à long terme, dont les conditions n'ont pas été publiées.

Comme déjà mentionné plus haut, outre les producteurs indépendants, la réglementation tunisienne (1999) prévoit les autoproducteurs utilisant des combustibles et des sources renouvelables, dont les représentants principaux sont les grands groupes industriels, dits « grands énergivores » (IGCElec.- Large Energy Consuming Industries¹⁶), c'est à dire :

- Cimenterie d'Oum Klil;
- Cimenterie de Bizerte ;
- Cimenterie de Jbel Ouest ;
- Ciments Blancs (SOTACIB) ;
- Cimenterie de Gabes ;
- El Fouldh.

Les IGCElec. peuvent obtenir une concession pour la production d'énergie destinée à l'autoconsommation, toutefois les conditions régulant l'achat des matières premières et la vente à la STEG d'éventuels excédents n'ont pas été publiées.

En outre, en 2009, le gouvernement tunisien a modifié sa structure réglementaire¹⁷ en faveur de la production utilisant les sources renouvelables et de l'efficacité énergétique afin de permettre aux grands consommateurs industriels d'autoproduire de l'énergie à partir des SER et de vendre l'énergie excédentaire à la STEG jusqu'à un maximum de 30% de la production annuelle¹⁸. Ce seuil ne peut être dépassé que par les installations qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, mais il ne peut en aucun cas dépasser 15 MW, car le réseau de transport n'est pas en mesure d'absorber plus d'énergie venant de sources non programmables.

La régulation en vigueur fait spécifiquement référence à l'obligation pour la STEG d'assurer le transport de l'électricité autoproduite jusqu'au point de consommation le plus proche de l'installation, ainsi qu'à l'obligation à acheter de l'énergie produite en excès. Le prix d'achat

¹³ PSEG a vendu sa part en mai 2004 à la BTU Power Company.

¹⁴ GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, Novembre 2009, page 289

¹⁵ 2009 ABQ Zawya Ltd.

¹⁶ GTZ, Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies, Novembre 2009.

¹⁷ Loi n°2009-7 du 9 février 2009, modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004, relative à la maîtrise de l'énergie.

¹⁸ Décret n°2009-2773 du 28 Septembre 2009, fixant les conditions de transport de l'électricité, à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la STEG.

est égal au prix moyen annuel de 48 €/MWh, plus une contribution fixe de 2,6 €/MWh due pour le transport¹⁹.

Une troisième exception est représentée par les concessions délivrées dans le cadre du code des hydrocarbures (1962). Dans ce cas, les titulaires des champs gaziers, pour un montant total limité à 40 MW peuvent :

- utiliser le gaz pour satisfaire à leurs besoins et céder les excédents à la STEG ;
- utiliser le gaz non commercial pour la production d'énergie à vendre à la STEG.

On prévoit qu'à l'avenir l'augmentation de la demande en énergie pourra être satisfaite grâce à des investissements privés, limités toutefois au secteur de la production, tandis que la STEG gardera le contrôle du transport et de la distribution. Les investissements de la STEG et d'autres acteurs privés vont porter surtout sur la substitution de la production actuelle à partir de gaz, presque totalement basée sur des turbines à gaz, par des cycles combinés.

D'après l'étude effectuée par le GSE, la connexion au réseau est toujours régulée par les dispositions du Décret n° 64-9 du 17 janvier 1964 concernant l'institution du cahier des charges. Bien que le GSE n'ait pas pu prendre pleinement vision du décret, dans plusieurs documents on fait spécifiquement référence au cahier des charges, en précisant que celui-ci énonce les conditions techniques de connexion et de distribution de l'énergie électrique dans le réseau national.

2.3.3 Les énergies renouvelables en Tunisie: cadre institutionnelle et juridique

La Tunisie a adopté dans les années 80 un cadre institutionnel pour la mise en œuvre de sa politique de maîtrise de l'énergie, y compris la promotion des énergies renouvelables. Le cadre institutionnel est composé de l'Agence Nationale des Energies Renouvelables (ANER), qui est au cœur de la coordination avec les autres entités impliquées dans ce domaine tel que le ministère de l'Industrie et de l'énergie qui a une direction générale de l'énergie, qui porte principalement sur les politiques énergétiques.

Ce ministère est également l'autorité de supervision de la STEG (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, du CETIME (Centre Technique des industries mécaniques et électriques) et de l'API (Agence pour la Promotion de l'Industrie).

Selon l'article 1er de la loi n°2004-1025 datée du 26 avril 2004 fixant les attributions de l'agence nationale des énergies renouvelables, l'ANER a pour mission de mettre en œuvre la politique de l'Etat dans les domaines de l'utilisation rationnelle de l'énergie, de la promotion des énergies renouvelables et de la substitution énergétique.

Dans ce cadre, elle est chargée notamment :

- de gérer les actions d'audit énergétique obligatoire et périodique dans les secteurs de l'industrie, du transport et des services;

¹⁹ Market Status: Tunisia - Strategy to encourage more private investment Jan Dodd, Windpower Monthly Magazine, 01 March 2010, 00:00am

- d'instruire les projets grands consommateurs d'énergie assujettis à la consultation préalable et obligatoire, - de proposer les incitations, les encouragements et les procédures susceptibles de développer le domaine de la maîtrise de l'énergie;
- d'octroyer des attestations pour les équipements, matériels et produits concourant à l'utilisation rationnelle de l'énergie ou relatifs aux énergies renouvelables, et ce, en vue de bénéficier des avantages prévus par la législation et la réglementation en vigueur;
- d'inciter à l'exploitation des techniques et des technologies énergétiquement performantes;
 - de développer les projets de démonstration dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et d'en suivre la réalisation;
- de promouvoir, en collaboration avec les organismes concernés, la formation dans le domaine de la maîtrise de l'énergie;
- de préparer et d'exécuter les programmes nationaux de sensibilisation et d'éducation dans le domaine de la maîtrise de l'énergie;
- de contribuer aux programmes de recherche scientifique dans le domaine de la maîtrise de l'énergie;
- d'étudier, de programmer et d'évaluer les projets de maîtrise de l'énergie et d'effectuer les études portant sur l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre liées à la consommation de l'énergie et plus généralement toutes études rentrant dans le cadre de ses attributions;
- d'élaborer un inventaire des émissions de gaz à effet de serre dues à la consommation de l'énergie et d'analyser les indicateurs de maîtrise de l'énergie.

Le domaine des énergies renouvelables en Tunisie est principalement régi par les lois et décrets suivants:

- Décret d'application n° 87-50 du 13 Janvier 1987 portant institution des audits énergétiques obligatoires et périodiques;
- Décret d'application n° 87-51 du 13 Janvier 1987, portant institution de l'obligation de la consultation préalable de l'agence de maitrise de l'énergie pour les projets grands consommateurs d'énergie;
- Loi n° 90-62 du 24 Juillet 1990 relative à la maitrise de l'énergie;
- Décret d'application n° 94-537 du 10 Mars 1994, fixant les montants et les conditions d'octroi de la prime spécifique inhérente aux investissements dans le domaine de la gestion de l'énergie;
- Décret d'application n° 94-1191 du 30 mai 1994 fixant les conditions de bénéfice des avantages fiscaux prévus aux articles 37, 41, 42 et 49 du code d'incitations aux investissements accordés en faveur des équipements destinés à l'économie d'énergie, à la recherche, la production et la commercialisation des énergies renouvelables et à la recherche de la géothermie, des équipements nécessaires à la lutte contre la pollution ou à la collecte, la transformation et le traitement des déchets et ordures, des équipements nécessaires à la formation professionnelle et des équipements nécessaires à la recherche-développement;
- Décret n° 2004-1025 du 26 avril 2004 fixant les attributions de l'Agence Nationale des Energies Renouvelables (ANER);
- Loi n° 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maitrise de l'énergie;

- Décret n° 2009-2773 du 28 Septembre 2009 fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la société tunisienne de l'électricité et du gaz.

En termes d'obligations, le cadre législatif prévoit que la mise en œuvre de tout projet avec une grande consommation d'énergie doit être soumise pour approbation à l'ANER. L'avis de l'ANER doit comporter une évaluation de l'efficacité énergétique du projet et, éventuellement, les modifications proposées pour améliorer l'efficacité énergétique. Les installations à forte intensité énergétique sont soumises à des audits énergétiques périodiques obligatoires.

En termes d'incitations, un certain nombre d'avantages est accordé à la promotion de la maîtrise de l'énergie:

- appui à la mise en œuvre des audits énergétiques;
- aide financière dans la mise en œuvre de projets de démonstration;
- aide financière pour des projets d'investissement dans le domaine de l'énergie et l'utilisation efficace des énergies renouvelables;
- les investissements dans les économies d'énergie et de développement de la recherche, la production et la commercialisation des énergies renouvelables et la géothermie donnent droit à des avantages fiscaux et douaniers.

2.4 Appréciation des besoins du marché de l'électricité en Tunisie

L'architecture actuelle du système électrique tunisien n'est pas comparable à celle du système italien, ni en termes de concurrence dans les différents secteurs de la filière ni en termes de configuration du réseau de transport et des services de dispatching.

D'ailleurs, le système électrique italien est le fruit du processus de libéralisation mis en œuvre en Europe.

Aujourd'hui en Tunisie il y a les conditions pour entamer un processus pour l'accès au marché international, en permettant l'exportation d'énergie électrique produite en Tunisie, notamment par sources renouvelables, destinée à l'exportation.

Dans le secteur des sources renouvelables, l'adoption d'un cadre réglementaire compatible avec le cadre européen pourrait créer un terrain fertile pour intensifier la coopération avec les États membres, et notamment l'Italie, dont la proximité facilite les échanges.

Ainsi, en vue d'assurer une compatibilité des cadre réglementaires des systèmes électriques de nos deux pays, il conviendrait d'entamer un processus législatif pour l'accès au marché international pour exporter l'énergie électrique produite par sources renouvelables en Tunisie. À cet égard, le Projet ELMED constitue pour le système électrique tunisien un banc d'essai de l'ouverture au marché international, à travers l'utilisation de la capacité d'interconnexion pour l'exportation.

Dan cette perspective le processus proposé au gouvernement tunisien est le suivant:

- **Au niveau réglementaire:**
 - par l'autorisation de la production destinée à l'exportation. Des limites prévues à l'heure actuelle ressortent clairement de l'analyse des dispositions en vigueur dans ce domaine; on propose une nouvelle réglementation qui envisage explicitement que la production d'énergie électrique en Tunisie, à partir de sources renouvelables, peut être destinée à l'exportation, dont la STEG détient le monopole;
 - il faut à ce but définir le critère d'accès au marché international : libéralisation totale de la production destinée à l'exportation ou assujettissement à une autorisation délivrée par le Ministère de l'Industrie et de la Technologie, après avis favorable de la STEG quant à la compatibilité technique avec le réseau tunisien de transport, avec adoption d'un critère explicite de délivrance des autorisations, par exemple l'ordre chronologique de soumission de la demande pour des quantités globales proportionnelles à la capacité de transport disponible dans le réseau tunisien;
 - en matière d'interconnexion, il faut établir des règles pour l'accès à la capacité de transport disponible et la gestion éventuelle des goulots d'étranglement; ces règles doivent être convenues entre les autorités italiennes et tunisiennes compétentes et il faut envisager un système conjoint d'attribution de la capacité de transport disponible au niveau de l'interconnexion, à des conditions administratives déterminées, aussi bien pour le transport (tarif de transit) que pour la suppression des résolutions des congestions (vente aux

enchères), limitées à la partie destinée à l'accès public de la capacité de transport disponible pour les vingt premières années et, ensuite, applicable à la capacité totale.

- L'attribution de la capacité de transport peut être confiée, sur la base des critères établis par l'accord en matière d'accès à la capacité de transport disponible au niveau de l'interconnexion, à la Société mixte Terna STEG, qui réalise et exploite l'interconnexion (du fait de son indépendance par rapport aux opérateurs commerciaux), sous la supervision de l'Autorité italienne pour l'Energie Electrique et le Gaz (AEEG) et les autorités tunisiennes compétentes.
- La participation de la STEG aux activités de production destinées à l'exportation devrait être soumise à de règles transparents et non discriminatoires pour l'accès au marché européen.

3. Analyse des retombées de la législation environnementale internationale et nationale adoptée en Tunisie sur la réalisation de nouvelles centrales de production électrique

Le présent chapitre se propose d'analyser la législation environnementale pertinente en vigueur en Tunisie aux fins de la réalisation de nouvelles installations de production électrique.

D'un point de vue méthodologique, l'étude s'est concentrée sur la législation internationale en matière d'environnement adoptée par la Tunisie - notamment, la Convention Cadre des NU sur les Changements Climatiques – et sur la législation environnementale nationale en analysant leurs retombées sur le choix du bouquet énergétique primaire en termes de:

- contraintes prévues par la législation en vigueur en matière de bouquet énergétique des nouvelles installations et, le cas échéant, exclusion à priori de certaines typologies de sources du bouquet énergétique tunisien.
- aides directes ou indirectes accordées à des typologies spécifiques de sources énergétiques, telles que les sources renouvelables.

3.1 Législation internationale pertinente en matière énergétique

La Tunisie a adopté une approche axée aussi bien sur la protection de l'environnement que sur le développement durable, visant donc à intégrer ces deux concepts.

Dans cette optique, la Tunisie a ratifié les principales conventions internationales en matière d'environnement, dont certaines relèvent du domaine de l'énergie et, notamment, celles liées à la prévention de la pollution par les hydrocarbures et le nucléaire:

- *Protocole de 1992 modifiant la convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile sur les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures, adopté à Londres le 27 novembre 1992 (adhésion par la loi n° 96-97 du 18 novembre 1996) ;*
- *Convention de Vienne sur la notification rapide d'un accident nucléaire (ratifiée par la loi n° 88-67 du 16 juin 1988 - JORT n° 43 du 24 juin 1988, p.935) ;*
- *Convention de Vienne sur l'assistance en cas d'accident nucléaire ou de situation d'urgence radiologique (ratifiée par la loi n° 88-68 du 16 juin 1988 - JORT n° 43 du 24 juin 1988, p.936) ;*
- *Convention relative à la coopération arabe pour l'utilisation de l'énergie atomique à des fins pacifiques adoptée en 1965 amendée en 1984 (ratifiée par la loi n° 88-74 du 02 juillet 1988- JORT n° 43 du 24 juin 1988, p.935) ,*
- *Convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile sur les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures, adoptée à Bruxelles le 29 novembre 1969 (adhésion par la loi n° 76-13 du 21 janvier 1976 ;*

- *Convention internationale portant création d'un fonds international d'indemnisation pour les Dommages dus à la pollution par les hydrocarbures adoptée à Bruxelles le 18/12/1971 (adhésion par la loi n° 76/16 du 21/01/76) ;*

Aux fins de la présente étude, il convient de souligner que la Tunisie a également signé la Convention de l'ONU sur les Changements Climatiques.

3.1.1 La Convention des NU sur les Changements Climatiques

La Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques est un traité international en matière d'environnement, issu de la Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement, qui s'est tenue à Rio de Janeiro en 1992.

La Convention est le premier outil normatif international consacré à la lutte globale contre le changement climatique; son objectif est la stabilisation dans l'atmosphère de la concentration de gaz à effet de serre à un niveau permettant de prévenir toute interférence anthropique dangereuse avec le système climatique.

La Convention encourage toute initiative nationale ou internationale finalisée à la réalisation de cet objectif; elle n'impose aucune obligation contraignante pour la réduction des émissions de GES mais demande un engagement de principe aux pays industrialisés (Annexe I), qui reconnaissent leur "responsabilité commune mais différenciée".

Les pays industrialisés (les pays de l'Annexe I de la Convention ¹⁷) sont tenus de retourner aux niveaux d'émission de 1990. Ils sont en outre tenus de présenter régulièrement un rapport international contenant aussi bien l'inventaire périodique de leurs émissions que les mesures adoptées à l'échelle nationale pour réduire leurs émissions à la source ou pour les résorber (actions d'atténuation).

Les pays en développement (pays non Annexe I) sont eux aussi responsabilisés par rapport à la réalisation de l'objectif global commun mais aucun objectif n'a été quantifié et leurs obligations en termes d'actions et d'information sont conditionnées à l'octroi par les pays donateurs du soutien financier nécessaire. Parmi les principes énoncés dans la Convention, il est en effet établi que la lutte contre les changements climatiques ne doit pas être menée au détriment de la sécurité alimentaire et du droit au développement.

La Tunisie a signé et ratifié la Convention Cadre des NU sur les Changements Climatiques (entrée en vigueur en mai 1994). S'agissant d'un pays en développement, elle ne figure pas dans la liste de pays de l'Annexe I mais elle **s'est toutefois engagée à:**

¹⁷ Par l'expression Pays de l'Annexe I on entend les pays industrialisés identifiés par la Convention Cadre des NU sur les Changements Climatiques (1992), dont la liste figure à l'Annexe I et plus précisément: Allemagne, Australie, Autriche, Biélorussie*, Belgique, Bulgarie*, Canada, Communauté Économique Européenne, Croatie*, Danemark, Espagne, Estonie*, États-Unis, Fédération de Russie*, Finlande, France, Grèce, Hongrie*, Islande, Irlande, Italie, Japon, Lettonie*, Lichtenstein, Lituanie*, Luxembourg, Nouvelle Zélande, Norvège, Pologne*, Principauté de Monaco, Pays-Bas, Portugal, République Tchèque*, Roumanie*, Royaume-Uni, Slovaquie*, Slovénie*, Suède, Suisse, Turquie, Ukraine* (* indique les pays qui en 1992, à la date de la ratification de la Convention, étaient en transition vers une économie de marché).

- Développer de actions visant à atténuer les changements climatiques par l'adoption de politiques dans les secteurs de l'énergie, de l'agriculture et des forêts, du traitement des déchets.
- Présenter périodiquement un inventaire national des émissions, rédigé sur la base des lignes directrices établies à l'échelle internationale, ainsi qu'une communication faisant état des mesures adoptées et mises en œuvre.

Ces engagements sont conditionnés au soutien financier et en termes de transfert technologique fourni par les pays industrialisés.

Depuis sa ratification de la CCNUCC, la Tunisie, a encouragé en permanence, les efforts visant à la mise en œuvre de cette convention et a capitalisé des acquis notables, principalement:

- la préparation de l'inventaire national des émissions de GES pour les années 1994 et 1997 pour tous les secteurs concernés et pour l'année 2000 pour le secteur de l'énergie;
- l'évaluation du potentiel d'atténuation des émissions de GES pour les secteurs suivants: énergie, agriculture, forêts, le changement d'affectation des terres et des déchets;
- la réalisation d'études de vulnérabilité et d'adaptation aux effets néfastes des changements climatiques, en particulier, les effets de l'élévation du niveau de la mer sur l'économie nationale.

À la date de 2010, la Tunisie a présenté une seule Communication nationale (2001) qui dresse un premier inventaire des émissions tunisiennes ainsi qu'une liste des mesures et des initiatives unilatérales réalisées à l'échelle nationale, en phase avec les objectifs de la lutte contre les changements climatiques.

3.1.2. État de la ratification et engagements découlant du Protocole de Kyoto

En 1997, la Conférence des Parties à la Convention sur le Climat a abouti au consensus sur un Protocole à la Convention qui non seulement renforce ses objectifs mais prévoit, pour la première fois au niveau international, un régime de contrôles et de sanctions, ainsi qu'un certain nombre d'outils de politique environnementale aptes à faciliter la réalisation des objectifs.

En effet, le Protocole de Kyoto a établi le mécanisme dit de *cap&trade* (système de plafonnement et d'échange des droits d'émission) qui présente les caractéristiques suivantes:

- Objectifs quantifiés juridiquement contraignants pour les pays industrialisés pour la période 2008-2012 ;
- Un mécanisme d'observance défini et géré à l'échelle internationale, qui associe aux obligations d'information prévues par la Convention un mécanisme de contrôle sur la soumission de rapports, qui s'exerce au moyen de vérifications menées par des groupes d'experts désignés au niveau multilatéral (en vue notamment de surveiller la fiabilité des inventaires nationaux des émissions) ;

- Des sanctions à l'encontre des pays qui ne respectent pas les obligations d'information ou qui dépassent leurs seuils d'émission sans s'être dotés de moyens de compensation appropriés ;
- Des permis d'émission négociables, des quotas affectés à chaque pays sur la base de ses objectifs quantitatifs d'émission, permettant à ceux dont les émissions dépassent le seuil établi de les compenser en achetant les permis excédentaires des pays vertueux.

Le Protocole de Kyoto a établi ce régime contraignant pour les pays industrialisés (*Annexe I*) en vue de créer un mécanisme global susceptible d'attribuer un prix aux émissions de GES et permettant d'internaliser les coûts "climatiques" dans les décisions d'investissement dans des secteurs clé de la lutte contre le réchauffement global. Ceci en vue d'enclencher progressivement une "révolution" du système productif et notamment dans le secteur énergétique mondial, axée sur des critères dictés par le marché.

Afin de permettre aux pays en développement de participer à cette révolution, le Protocole de Kyoto les autorise à devenir des "producteurs" de permis d'émission (mécanisme de compensation), en enclenchant des cycles économiques durables basés sur la capacité d'attirer des investissements planifiés et développés aux conditions du marché, dans une optique différente par rapport aux mécanismes traditionnels de coopération au développement.

En effet, étant donné qu'ils ne sont assujettis à aucun seuil national d'émission, les pays en développement peuvent, à titre volontaire, autoriser la réalisation de projets de réduction des émissions dans leur territoire, en attirant les capitaux et la technologie nécessaires par la délivrance de permis d'émission proportionnels à la quantité d'émissions évitées par les projets mis en œuvre.

Le Protocole ne prévoit aucune obligation supplémentaire importante par rapport à celles prévues par la Convention pour les pays en développement, mais il précise les actions que ceux-ci doivent s'engager à réaliser dans la limite de leurs capacités et du soutien international reçu:

- Formuler, dans la mesure du possible, des programmes nationaux et régionaux efficaces en termes de coûts, en vue d'améliorer les facteurs locaux d'émission et la qualité des données disponibles sur leurs émissions au niveau sectoriel, selon les lignes directrices établies à l'échelle internationale;
- Formuler des programmes et les notifier au public en vue de stimuler des actions d'adaptation aux changements climatiques.

La Tunisie a adhéré au Protocole de Kyoto en 2003²⁰ quoique son entrée en vigueur n'ait eu lieu qu'au début de 2005.

Par son adhésion au Protocole, la Tunisie s'est engagée à entreprendre des actions d'atténuation et d'encouragement de l'adaptation aux changements climatiques, sur la base d'actions volontaires définies au niveau du droit interne. Aussi, la non réalisation éventuelle de ces mesures n'entraîne aucune sanction au niveau international. La réalisation pratique des mesures demeure en tout cas conditionnée au soutien économique assuré par les pays industrialisés.

²⁰Loi n° 2002-55 du 19 Juin 2002.

Le Protocole offre une possibilité supplémentaire à la Tunisie, en tant que pays en développement, sous forme d'un mécanisme d'incitation rémunérée au niveau international par des ressources financières publiques et privées non nationales, en vue d'encourager le développement d'actions d'atténuation des changements climatiques.

En application du Protocole de Kyoto, plusieurs activités ont été menées visant à la mise en place de conditions favorables à l'exploitation du potentiel de réduction des émissions de GES et le développement de projets dans le cadre du Mécanisme de Développement Propre (MDP).

Pour cette raison, une stratégie nationale visant à accélérer le processus du MDP et à positionner sur le marché international du carbone a été élaboré en 2005.

La mise en œuvre de cette stratégie est soutenue par plusieurs programmes et projets qui visent à renforcer les capacités nationales et le développement rapide de projets MDP dans tous les secteurs concernés, notamment les domaines de l'efficacité énergétique, la promotion des énergies renouvelables, la gestion des déchets, le transport, les procédés industriels et le reboisement et la déforestation.

La stratégie nationale est appliquée par plusieurs textes juridiques:

- le décret n ° 2008-4114 en date du 30 Décembre 2008, a fixé les conditions et modalités de la vente des réductions d'émissions certifiées de gaz à effet de serre produits par les projets du mécanisme de développement propre mis en place par le protocole de Kyoto annexé à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques;
- le décret n ° 2007-230 daté du 05/02/2007 portant ratification d'un accord de coopération entre le Gouvernement de la République tunisienne et le Gouvernement de la République française pour la promotion de projets réalisés dans le cadre du mécanisme de développement propre créé par le Protocole de Kyoto annexé à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

3.1.3 Engagements découlant de l'adhésion à l'Accord de Copenhague

L'Accord de Copenhague est le fruit de deux années de négociations, au cours desquelles la communauté internationale, en vertu du mandat reçu par la Conférence de Bali (décembre 2007) a cherché à se doter d'un nouveau régime pour l'après-2012, date d'échéance de la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. Ces négociations visaient à aboutir à une vision partagée des actions de coopération à long terme, finalisées à la réalisation des objectifs de la Convention Cadre sur les Changements Climatiques.

Dans l'optique des pays industrialisés, le résultat atteint aurait dû être juridiquement contraignant et aller au-delà de l'approche du Protocole de Kyoto, en adaptant l'architecture internationale de la lutte contre le changement climatique aux nouvelles conditions socio-économiques mondiales et à la nouvelle répartition qui s'ensuit. En effet, le Protocole ne prévoit d'obligations de résultat que pour les pays d'« ancienne industrialisation », sans imposer par contre aucune contrainte aux pays émergents, dont le poids relatif des émissions au cours des vingt dernières années n'a cessé d'augmenter par rapport à l'ensemble des émissions globales.

L'Accord de Copenhague est le fruit d'un compromis entre les aspirations des pays industrialisés, liés par le Protocole de Kyoto (notamment l'UE, le Canada, l'Australie, la Nouvelle Zélande, la Norvège, le Japon, la Russie, la Suisse) - dans la tentative de pousser les États-Unis¹⁸ à assumer leurs responsabilités en tant que principal pays émetteur du monde - et la résistance de la part des pays émergents.

Contrairement au Protocole de Kyoto, qui envisageait une approche descendante d'attribution de responsabilités spécifiques et quantifiées (objectif de réduction), sur la base d'un objectif collectif établi au niveau international et des indications du milieu scientifique, l'Accord de Copenhague a adopté une approche ascendante, où chaque pays industrialisé ou en développement choisit à titre volontaire d'indiquer ses objectifs. Une fois inscrits dans l'accord, ces objectifs deviennent contraignants pour le pays qui les a adoptés et, en vertu des critères définis par l'accord, il sont soumis à un mécanisme de surveillance.

L'Accord de Copenhague présente l'avantage d'avoir surmonté la distinction nette entre pays industrialisés et pays en développement, sauf pour les pays les plus pauvres qui ne sont toujours pas soumis aux obligations. Par ailleurs, il s'agit toutefois d'un outil faible, dépourvu de règles claires pour la surveillance et la vérification de la réalisation des objectifs.

En dépit des efforts menés par plus de 130 Chefs d'État prêts à accepter le compromis, l'Accord de Copenhague n'est qu'une déclaration politique, non contraignante d'un point de vue juridique et ne représente qu'une étape intermédiaire entre le régime issu du Protocole de Kyoto et le nouveau système qui pourrait éventuellement lui succéder.

En dépit de ces caractéristiques transitoires, la Tunisie a volontairement choisi d'adhérer à l'Accord. Dans la « note verbale » qui notifie son adhésion, la Tunisie s'engage à mettre en place des politiques et des actions au niveau national finalisées à la lutte contre le changement climatique, à condition de bénéficier du soutien technologique et financier nécessaire de la part des pays industrialisés.

Pour ce qui est des mesures dans le domaine énergétique, la Tunisie a annoncé principalement l'adoption d'actions visant à stimuler une utilisation accrue de sources renouvelables et de sources alternatives d'énergie sobres en carbone. La Tunisie n'a toutefois pas indiqué de mesures spécifiques d'abandon progressif de certaines sources énergétiques ni de limitation des émissions de son système énergétique.

Il n'en demeure pas moins que, comme dans le cas de la Convention et du Protocole de Kyoto, les engagements pris au niveau international sont subordonnés aux choix législatifs accomplis au niveau national.

¹⁸ Les États-Unis n'ont pas ratifié le Protocole de Kyoto et ne sont donc pas juridiquement contraints de réaliser des objectifs d'ici 2012. Ils ne sont pas non plus assujettis au système de contrôle et d'observance du Protocole.

3.2 Législation nationale en matière d'environnement ayant une incidence sur les processus d'autorisation à la construction de nouvelles installations de production d'électricité

La première communication nationale préparée par la Tunisie et notifiée au Secrétariat de la Conférence des Parties à la CCNUCC¹⁹, indique une série de mesures que ce pays a décidé d'appliquer dans le cadre de l'atténuation des émissions de GES.

Ces mesures prévoient, entre autre, des aides destinées à la substitution de sources énergétiques et technologiques à haute intensité de carbone en faveur d'autres sources (notamment le gaz naturel et les sources renouvelables) plus compatibles avec une politique de développement résiliente au changement climatique.

Toutefois, l'examen des dispositions législatives tunisiennes adoptées à partir de 1992²⁰, n'a mis en évidence aucune mesure spécifique du type "commandement et contrôle" pour l'exclusion de certaines typologies de sources du bouquet énergétique tunisien, ni le recours à des mécanismes de marché, tels que la taxe sur le carbone ou des mécanismes nationaux de *cap&trade* finalisés au contrôle des émissions, aux fins de l'établissement du prix du CO₂ en Tunisie.

3.3 Le Mécanisme de Développement Propre et la possibilité de l'appliquer aux nouvelles installations de production électrique

En l'absence de dispositions nationales contraignantes en matière de contrôle des émissions de gaz à effet de serre issus de la production d'électricité, les projets élaborés dans ce domaine sont en principe, et sous réserve d'examiner leurs caractéristiques spécifiques, éligibles au titre du Mécanisme de Développement Propre.

Le Mécanisme de Développement Propre (MDP) a été prévu à l'article 12 du Protocole de Kyoto pour permettre aux Pays de l'Annexe I d'investir dans des projets de réduction des émissions dans des pays non Annexe I ayant ratifié le Protocole, et de prendre en compte les réductions des émissions obtenues dans le cadre de ces projets pour la réalisation de leurs objectifs nationaux de réduction. Pour chaque tonne de CO₂ évitée par la réalisation de projets MDP, les autorités internationales compétentes (CCNUCC) délivrent des crédits dénommés "unités de réduction certifiée des émissions" (URCEs), dont chacun correspond à une tonne d'équivalent CO₂.

Le MDP est un mécanisme qui reconnaît au porteur de projet le droit à recevoir des crédits d'émission proportionnels aux émissions évitées par le projet. L'incitation est représentée par la délivrance de crédits URCEs.

¹⁹ National Communication of Tunisia to the UNFCCC, octobre 2001, <http://unfccc.int>

²⁰ Lois et décrets publiés au Journal Officiel tunisien depuis 1992, <http://www.iort.gov.tn/>

Cette incitation est rémunérée au niveau international par des ressources financières publiques et privées non issues du pays hôte (ou en tout cas non issues de ressources publiques de celui-ci), afin d'encourager le développement d'actions d'atténuation du changement climatique.

Cette incitation peut être assimilée à un apport en compte courant, puisque:

- Le droit à bénéficier de l'incitation est conditionné à l'enregistrement préalable du projet, visant à obtenir son éligibilité au mécanisme;
- Le droit à l'incitation est perfectionné dès lors que le projet entre dans la phase opérationnelle et produit des bénéfices environnementaux mesurables ;
- L'octroi de l'incitation ne prévoit aucune contribution financière directe par le pays hôte du projet MDP. La rémunération découle de la vente des URCEs sur le marché international du carbone créé par le Protocole de Kyoto.

L'entité chargée de délivrer les URCEs, en dépit du fait que la délivrance se fait techniquement sur la base d'une démarche administrative gérée au niveau international, est le pays hôte du projet MDP. Ce sont les autorités nationales de ce pays qui normalement octroient l'utilisation d'un droit national d'émission en autorisant la réalisation du projet et sa qualification en tant que MDP.

Le transfert des émissions évitées par le projet, au pays acheteur qui acquiert des émissions évitées (CER) est réglé en droit tunisien par le décret n°2008-4114 du 30 décembre 2008, fixant les conditions et procédures de vente des réductions d'émissions certifiées de gaz à effet de serre générées par les projets de mécanisme de développement propre instauré par le protocole de Kyoto annexé à la convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

Selon ce texte, les contrats de vente des réductions certifiées d'émissions doivent être conclus après appel à la concurrence par voie d'appel d'offres international. La négociation avec les soumissionnaires ayant fourni les meilleures offres sélectionnées est possible, suivant les caractéristiques du projet et les conditions et modalités pratiquées à l'échelle internationale.

Afin de mettre en place ces contrats plusieurs commissions sectorielles ont été créées auprès du Ministère de l'environnement et du développement durable, pour la vente des réductions certifiées d'émissions générées par les projets de mécanisme de développement propre comme suit :

- une Commission pour la vente des réductions certifiées d'émissions générées par les projets relevant du ministère de l'environnement et du développement durable;
- une Commission pour la vente des réductions certifiées d'émissions générées par les projets relevant du ministère de l'intérieur et du développement local;
- une Commission pour la vente des réductions certifiées d'émissions générées par les projets relevant du ministère de l'industrie, de l'énergie et des petites et moyennes entreprises;
- une Commission pour la vente des réductions certifiées d'émissions générées par les projets relevant du ministère de l'agriculture et des ressources hydrauliques;
- une Commission pour la vente des réductions certifiées d'émissions générées par les projets relevant du ministère du transport.

Pour ce qui est de la gestion des URCEs d'un point de vue fiscal, la Tunisie n'a adopté aucun cadre normatif spécifique de référence. Il y a donc lieu de supposer que les URCEs sont assujettis aux dispositions générales en matière fiscale.

Tab. 5: Approfondissement: la demande en URCEs

APPROFONDISSEMENT : LA DEMANDE EN URCEs

Quoique le MDP ait été créé en tant que mécanisme de coopération entre les gouvernements et que les URCEs constituent l'outil qui permet aux différents pays de respecter les obligations nationales découlant du Protocole de Kyoto, les URCEs sont aujourd'hui surtout utilisés, échangés et valorisés économiquement par des industries privées. Cette situation est essentiellement le fruit du choix européen de déléguer une partie des responsabilités de réduction des émissions directement aux entreprises privées qui en sont la cause, par la création d'un mécanisme européen d'échange des permis d'émission calqué sur le modèle de Kyoto. Le mécanisme européen prévoit ses propres permis d'émission mais il permet l'utilisation des URCEs qui, aux fins de l'observance par les entreprises, sont équivalents aux quotas générés par le système européen (UCE).

Selon les données de la Banque Mondiale²¹, le marché est dominé par les industries européennes liées par la Directive ETS. Au cours des trois dernières années, ces dernières ont représenté 80 à 90% du marché international du carbone et de la demande en URCEs. D'après l'analyse de la Banque Mondiale, les transactions des URCEs primaires²² ont diminué d'environ 59%, en passant de 6,511 millions de dollars en 2008 à 2,676 millions en 2009. En 2009, leur prix était de 8 à 10 euros. Ces chiffres sont liés à la crise économique mondiale mais, surtout, aux incertitudes à l'égard d'un accord international contraignant pour l'après-2012 et aux variables liées au système EU ETS dans l'après-2012.

Le paquet "climat-énergie" approuvé par l'Europe a confirmé la possibilité d'utiliser les URCEs dans le système ETS après 2012, en fixant toutefois des restrictions qualitatives et quantitatives pour les types d'URCEs pouvant être utilisés. Aussi, les projets MDP soulèvent encore quelques doutes liés à la demande en URCEs et aux risques posés par les prix dans l'après-2012.

3.3.1 Caractéristiques du mécanisme MDP

Sont éligibles au titre du MDP les projets entamés à partir de l'an 2000 dans les secteurs suivants: production, distribution/transport et consommation d'énergie électrique, efficacité énergétique, processus industriels, traitement des déchets, transports, activités minières.

La génération des crédits commence à partir de l'année d'entrée en service des projets, à condition que ceux-ci soient enregistrés au titre du MDP et sous réserve de la présentation des certifications requises attestant les bénéfices pour l'environnement. L'incitation pourra être demandée pour une période de sept ans, renouvelable deux fois sur la base d'une mise à jour des bénéfices environnementaux prévus ou pour une période unique de 10 ans.

Un projet est éligible au titre du MDP dès lors qu'il respecte le **critère d'additionnalité**, c'est-à-dire s'il est possible de démontrer que les bénéfices qu'il produit n'auraient pas pu être obtenus en son absence.

²¹ "State and Trend of the Carbon Market 2010", Banque Mondiale

²² Les URCEs primaires sont les URCEs directement vendus à un acheteur par celui qui les génère.

L'incitation découlant du MDP, soit la délivrance d'URCEs valorisables sur le marché international, ne s'obtient qu'après l'entrée en service d'un projet et elle est strictement proportionnelle au bénéfice environnemental effectivement produit et vérifiable. La différence entre la réalité des émissions de gaz à effet de serre et la quantité qui aurait été émise en l'absence du projet (**ligne de base ou baseline**) est considérée comme une **émission évitée** et elle est reconnue et accréditée au porteur de projet sous forme d'URCE (Unité de Réduction Certifiée des Émissions dans le cas de projets MDP dans les PED).

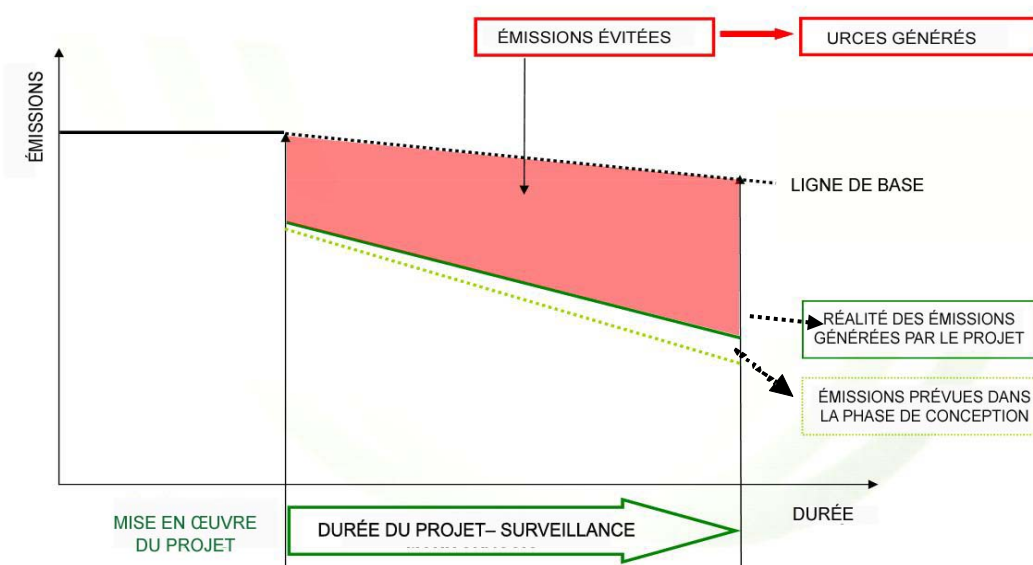


Fig. 2: Schéma du calcul des émissions évitées par un projet MDP par rapport au scénario de base du pays dans le secteur concerné.

3.3.2 Procédure et risques pour la délivrance des URCEs

- **Phase de projet**
 1. **Conception de projet.** Le porteur de projet doit s'assurer que la conception du projet respecte les conditions fondamentales requises par la procédure internationale et nationale du pays hôte. Dans cette phase, une Note d'Identification du Projet (NIP) pourra être soumise aux autorités nationales impliquées en vue d'obtenir une autorisation de principe à développer le projet (ladite *Lettre d'Endossement*).
 2. **Document descriptif de projet.** Le porteur de projet doit préparer un document descriptif de projet (DDP) incluant: une description détaillée de la ligne de base (*baseline*) avant la mise en œuvre du projet, la nature additionnelle du projet, le plan de surveillance, les commentaires des acteurs locaux concernés, l'analyse des retombées et des bénéfices environnementaux que le projet peut produire.
 3. **Lettres d'approbation des pays impliqués.** Un projet MDP doit obtenir l'approbation des pays impliqués, le pays hôte ainsi que le pays d'origine de l'investisseur par une "*Lettre d'Approbation*" délivrée par les Autorités Nationales Désignées (AND).
 4. **Validation.** Le porteur de projet soumet le DDP à une entité agréée - *Entité Opérationnelle Désignée* – (EOD1). Cette entité met à disposition du public les documents du projet et collecte les commentaires des acteurs concernés pour une période de 30 jours, apporte, le cas échéant, des modifications au projet et enfin publie son jugement.
 5. **Enregistrement.** En cas d'évaluation positive, l'EOD1 demande au Conseil Exécutif du MDP d'enregistrer formellement le projet. Le Conseil Exécutif analyse le DDP et décide d'enregistrer ou de refuser l'enregistrement.
 6. **Vente anticipée des crédits.** La vente des crédits n'est pas une phase procédurale obligatoire mais plutôt une pratique adoptée par les porteurs de projets ayant intérêt à s'assurer à l'avance du retour économique produit par la génération des crédits. La vente des crédits a lieu au moyen de contrats dénommés *Contrats d'Achat de Réductions d'Émissions(ERPA)*.
- **Phase de mise en œuvre**
 7. **Mise en œuvre et surveillance.** Le porteur de projet met en œuvre le projet ainsi que le plan de surveillance des émissions décrit dans le DDP; un rapport de surveillance des émissions réellement générées est soumis à une entité opérationnelle désignée (EOD2), autre que celle choisie pour la validation.

8. **Vérification et Certification.** L'EOD2 analyse le rapport de surveillance, vérifie la bonne exécution du calcul de la réduction des émissions et confirme la quantité d'émissions évitées. L'EOD2 transmet un rapport de vérification aux participants du projet, aux pays impliqués et au Conseil Exécutif, et certifie par écrit la légitimité des réductions d'émissions.
9. **Délivrance des URCEs.** Le rapport de certification constitue une demande au Conseil Exécutif en vue de la délivrance des crédits d'émission (URCEs). Le Conseil Exécutif délivre les URCEs au porteur de projet.

À l'instar de toute initiative commerciale, les projets MDP présentent eux aussi quelques risques, et notamment :

- A. **risque de validation:** l'EOD1 chargée de la validation du projet soumis par l'entreprise pourrait constater la non conformité aux critères MDP – notamment au critère d'additionnalité - ou évaluer de façon négative les suppositions formulées dans le cadre de l'étude de la ligne de base et, par conséquent, mettre en question les prévisions en termes de réductions des émissions attendues. Un passage particulièrement délicat de cette phase est celui de la **consultation publique** qui peut impliquer la nécessité de négocier avec des acteurs locaux et apporter des modifications, parfois significatives, au projet. Cette phase peut causer un prolongement des délais et une augmentation des coûts. Au pire, l'EOD1 pourrait ne pas valider le projet et bloquer l'évolution de la procédure.
- B. **risque d'autorisation:** lié à la difficulté d'obtenir les autorisations locales à la mise en œuvre du projet, étant donné que les pays Annexe I et non Annexe I n'ont pas tous mis en place des procédures efficaces et transparentes pour l'autorisation de projets MDP ;
- C. **risque d'enregistrement:** en dépit des évaluations de l'EOD, les autorités internationales pourraient estimer que le projet n'est pas compatible avec les critères MDP;
- D. **risque de génération des crédits:** lié à l'impossibilité d'établir *ex ante* la quantité effective de quotas qui seront générés. Cette incertitude est imputable d'une part à la difficulté de déterminer la ligne de base à moyen et à long terme, d'autre part aux écarts éventuels constatés dans le cadre des activités de surveillance entre la réalité des émissions du projet et les prévisions formulées dans la phase de conception. Les deux problématiques peuvent demander des ajustements, parfois significatifs, des prévisions de « réduction d'émissions » au cours de la phase de conception du projet, avec une incidence directe sur la quantité de crédits générés;

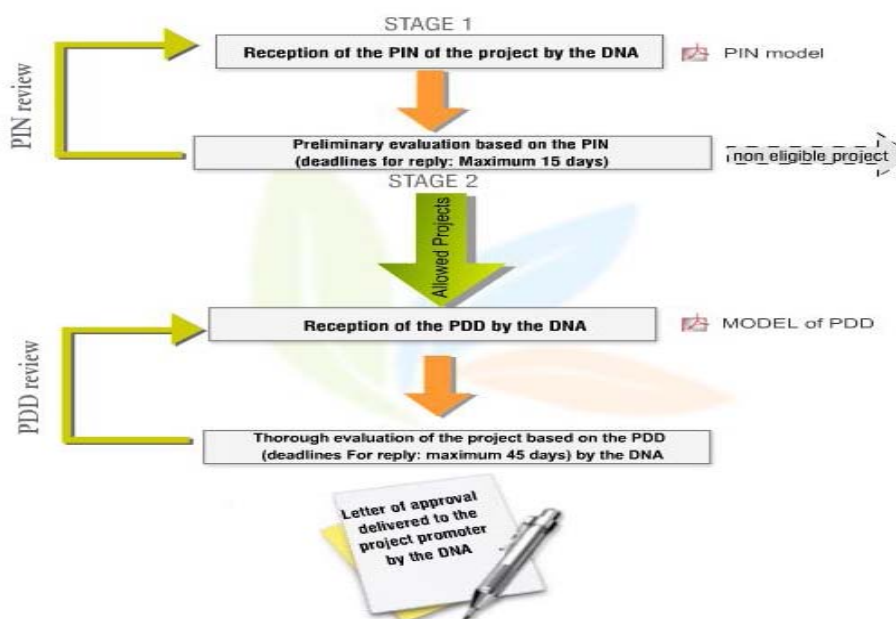
- E. **risque de délivrance des crédits:** il s'agit du retard dans la délivrance des crédits, lié aux problèmes de connexion des registres nationaux au Registre International des Transactions, par le biais duquel les crédits sont physiquement remis à leurs titulaires;
- F. **risque du prix des crédits carbone URCEs:** il s'agit du prix des « crédits » générés par le MDP dans la période 2008-2012, qui pourrait subir d'importantes fluctuations ;
- G. **risque après 2012:** il s'agit de l'incertitude liée à l'absence d'une position claire au niveau international au sujet des mesures additionnelles à appliquer, le cas échéant, après 2012.

3.3.3 Conditions pour l'autorisation de projets MDP en Tunisie

La Tunisie s'est dotée d'une Autorité Nationale Désignée (AND) aux termes du Protocole de Kyoto, qui assure également la mise en œuvre du MDP.

L'AND a adopté une procédure nationale d'approbation des projets MDP, décrite à la figure 1²³.

Il convient de souligner que la création du groupe de travail²⁴ pour les MDP auprès du Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et des PME a représenté une avancée considérable dans la promotion des projets MDP en Tunisie. Cette unité est chargée d'assister tous les projets MDP, notamment dans le secteur électrique; de détecter les projets et préparer les NIP à soumettre à l'AND; de mobiliser la recherche des ressources financières et de contribuer à la préparation des DDP en assurant une assistance technique; d'assister les porteurs de projets dans l'identification de l'Entité Opérationnelle Désignée (EOD) et dans la vente des URCEs découlant du projet.



²³ www.cdmtunisia.tn

²⁴ <http://www.anme.nat.tn/index.asp?pId=149>

Figura 3: Procédure tunisienne d'approbation d'un projet MDP

Il convient en outre de rappeler que la Tunisie a élaboré un portefeuille national de projets²⁵ qui pourraient être éligibles au titre du MDP. Ce portefeuille compte 139 projets qui pourraient générer 39 millions de teqCO₂ d'ici 2012. Ces projets relèvent à 80% du secteur de l'énergie (efficacité énergétique, sources renouvelables, passage à l'utilisation de gaz à la place du pétrole), des processus industriels (chimie et industrie du ciment) et du traitement des déchets solides.

Selon la procédure tunisienne, le porteur de projet soumet une NIP à l'AND, en vue d'obtenir une évaluation préliminaire d'autorisation du projet. L'AND formule son appréciation dans un délai de quinze jours. Ensuite, le porteur de projet présente un DDP plus détaillé; l'AND doit formuler sa décision finale dans un délai de 45 jours et, si celle-ci est positive, elle délivre la Lettre d'Approbation.

Les projets soumissionnés sont évalués par l'AND tunisienne sur la base de critères visant à vérifier la compatibilité du projet avec les priorités de développement durable du pays. Ces critères sont de nature économique, sociale, environnementale et stratégique. Le GSE ne dispose pas d'informations suffisantes à clarifier la procédure concrète d'évaluation des projets.

Le site de l'AND fournit la liste des projets MDP soumissionnés à cette date, ainsi que leur état d'avancement.

En dépit du cadre favorable au développement du MDP en Tunisie, depuis 2006 seulement deux projets ont été enregistrés comme MDP : un projet de récupération du gaz associé à la production de pétrole – gaz torchés du site de Djebel Chekir; et un projet de récupération du gaz par torchage dans 9 décharges. Les crédits carbone de ces projets ont déjà été achetés en partie par l'Italie avec le *Fonds Carbone Italien*, le Fonds italien pour le carbone établi auprès de la Banque Mondiale. Selon les estimations, ces projets devraient générer respectivement environ 370 et 318 kteqCO₂/an d'ici 2012.

²⁵ Kfw Carbon Fund; DEG - Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH (advice/project finance); publié en juin 2009

Tabella 6: Liste des critères

Critères économiques: 28%		
Effacité économique: temps de retour sur l'investissement	Plus de 15 ans = 0 Moins de 2 ans = 10	22%
Effacité économique: Rentabilité économique de l'option	TRE moins de 5% = 0 TRE plus de 40% = 10	24%
Amélioration de la balance des paiements: gain net en devise lié à l'économie d'énergie	Moins de 100.000 US\$ sur la période = 0 Plus de 500 millions \$US sur la période = 10	30%
Attraction des investissements étrangers directs, réduction des subventions de l'État	Nulle = 0 Excellente = 10	24%
Critères sociaux: 22%		
Création d'emplois locaux (nombre et qualité)	Aucune contribution = 0 Très forte contribution = 10	33%
Renforcement des capacités nationales	Faible apport = 0 Très forte contribution = 10	18%
Amélioration de la qualité de vie des populations	Aucun impact = 0 Impact très important = 10	28%
Consultation/adhésion des communautés locales	Aucune consultation/forte opposition des communautés locales = 0 Intenses consultations/forte adhésion des communautés locales = 10	21%
Critères environnementaux: 29%		
Émissions de GES évitées	Réduction de moins de 5.000 téq CO2 sur toute la période de crédit et de moins de 5% de la ligne de base dans les limites du projet = 0 Réduction de plus de 5.000 téq CO2 sur toute la période de crédit ou de moitié par rapport à la ligne de base dans les limites du projet = 10	31%
Contribution à la réduction de la pollution atmosphérique	Pas de changement ou une augmentation = 0 Réduction de 100% par rapport à la ligne de base dans les limites du projet = 10	23%
Contribution à la réduction de la pollution des eaux et des sols	Pas de changement ou une augmentation = 0 Réduction de 100% par rapport à la ligne de base dans les limites du projet = 10	23%
Contribution à l'utilisation durable des ressources naturelles	Pas de changement ou toute accélération de l'extraction = 0 Réduction de 100% par rapport à la ligne de base dans les limites du projet = 10	23%
Critères stratégiques: 21%		
Contribution à la réduction des risques de dépendance énergétique	Aucun impact = 0 Impact très important = 10	45%
Contribution au positionnement stratégique	Aucun impact = 0 Impact très important = 10	26%
Contribution au développement de partenariats internationaux	Aucun impact = 0 Impact très important = 10	29%

3.3.4 Compatibilité du MDP avec d'autres mécanismes d'incitation

En principe, le MDP est compatible avec toutes les autres typologies d'incitations, sous réserve de restrictions spécifiques prévues par les dispositions nationales des pays impliqués et à condition de respecter le principe d'additionnalité, soit la possibilité de démontrer que même en bénéficiant d'incitations autres que le MDP, le projet ne serait pas viable d'un point de vue financier sans la contribution du MDP.

3.3.5 Le MDP dans le secteur électrique tunisien

Le présent paragraphe entend analyser dans le détail les conditions d'éligibilité au MDP pour les nouvelles installations de production électrique en Tunisie dans deux scénarios possibles:

- i. Installation dont la production est destinée uniquement au marché national
- ii. Installation dont la production est destinée en tout ou en partie au marché de l'exportation.

i. Dans le cas d'une installation dont la production est destinée au marché national, indépendamment de la source énergétique, dès lors que l'application d'une des méthodologies MDP²⁶ permet de constater une réduction des émissions, conformément au principe d'additionnalité, le projet est éligible au titre du MDP.

Parmi les méthodologies possibles de calcul des émissions, sont à signaler :

Pour les SOURCES FOSSILES:

- *Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology ;*
- *Consolidated methodology for coal bed methane, coal mine methane and ventilation air methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction through flaring or flameless oxidation ;*
- *Recovery and utilization of gas from oil wells that would otherwise be flared or vented ;*
- *Natural gas-based package cogeneration ;*
- *Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas ;*
- *Methodology for new grid connected power plants using permeate gas previously flared and/or vented ;*
- *Installation of cogeneration system supplying electricity and chilled water to new and existing consumers ;*
- *Construction of a new natural gas power plant supplying electricity to the grid or a single consumer.*

²⁶ La liste des méthodologies approuvées au niveau international est disponible sur le site: www.unfccc.int.

Pour les GAZ INDUSTRIELS À DES FINS ÉNERGÉTIQUES

- *Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects.*

Pour les SOURCES RENOUVELABLES

- *Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations;*
- *Co-firing of biomass residues for electricity generation in grid connected power plants --- Version 1 ;*
- *Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues;*
- *Analysis of the least-cost fuel option for seasonally-operating biomass cogeneration plants;*
- *Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues in power-only plants;*
- *Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources.*

Cette liste, qui n'est pas exhaustive, peut être intégrée par l'élaboration de méthodologies destinées à des scénarios nationaux ou technologiques spécifiques. La présente étude n'a pas pris en compte les méthodologies prévues pour les petites installations, étant donné qu'elles n'ont aucune incidence sur l'examen des grands pôles productifs.

Puisque le MDP est un mécanisme "basé sur les projets", l'admissibilité d'un projet ne pourra être confirmée que lorsque les caractéristiques spécifiques de chaque projet auront été définies. Il y a toutefois lieu d'imaginer qu'un projet dans le secteur des énergies renouvelables, mis en oeuvre en Tunisie, tout en bénéficiant de subventions locales, puisse être éligible au MDP en utilisant par exemple la méthodologie ACM0002 "*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*". Cette méthodologie peut s'appliquer aux installations de nouvelle construction et établit la méthode de définition de la ligne de base et de surveillance des émissions du projet.

ii. Dans le cas d'une production destinée en tout ou en partie à l'exportation en Italie, il faut essentiellement considérer deux aspects : l'aspect « international » de Kyoto et le scénario européen/italien.

La condition incontournable pour l'éligibilité d'un projet au titre du MDP est que ce dernier réduise les émissions dans un pays qui n'est pas déjà soumis aux seuils fixés par le Protocole de Kyoto. À la lumière de ce qui précède, la réalisation d'une nouvelle installation de production électrique destinée à l'exportation vers l'Italie ne semble pas s'adapter à la génération de crédits d'émission, en ce qu'elle pourrait tout au plus entraîner une réduction dans un pays déjà soumis à l'obligation.

S'agissant par contre du scénario UE/Italie, en principe, et en l'absence des restrictions visées au paragraphe précédent, une production renouvelable pourrait être compatible avec un mécanisme de compensation de type MDP :

a. dans le cadre des projets communs, aux termes de la Directive 2009/28/CE, étant donné que ces deux typologies de projet suivent un parcours parallèle et ne sont pas incompatibles en soi. En effet, les conditions à respecter pour développer un projet commun avec des pays tiers sont les suivantes:

- le flux d'électricité doit être acheminé vers l'Union européenne (l'Italie) et
- la production réalisée dans les installations situées à l'étranger (Tunisie) ne doit pas avoir bénéficié de régimes d'aide dans les pays d'origine, à l'exception d'apports en compte courant pour la construction de l'installation.

b. dans le cadre des mécanismes italiens d'incitation, puisque le MDP ne peut pas être assimilé à l'un des régimes d'aide exclus de la cumulabilité des incitations nationales.

3.4 Critères objectifs applicables dans le cadre de la sélection du bouquet énergétique des nouvelles installations en vue de la teneur en émissions de l'énergie produite

Il faut avant tout préciser que, mis à part quelques mécanismes d'incitation d'origine nationale ou internationale, en Tunisie il n'y a pas de réglementation locale interdisant le recours à certaines typologies de sources pour la production d'énergie électrique.

L'efficacité économique pourrait constituer pour autant le critère de sélection des offres pour la réalisation d'une centrale électrique dans le cadre d'un marché public international. En vue de prendre en compte la teneur en carbone de l'électricité produite par une nouvelle installation énergétique il faut pouvoir déterminer un prix de référence objective des émissions sur des bases objectives.

La législation en vigueur en Tunisie n'établit aucun mécanisme – de marché ou issu d'une approche de « commandement et contrôle » – susceptible d'établir un prix de référence du CO₂ sur le marché local et, en l'absence d'un marché international intégré du carbone, il n'existe aucune indication de prix international qui pourrait être prise en compte.

Si les émissions doivent toutefois représenter l'une des variables considérées dans la sélection de projets de construction de nouvelles installations, il faudrait établir des critères spécifiques à appliquer à chaque appel d'offre, sur la base d'un principe d'égalité. Serait souhaitable que ces critères devraient être objectifs et non discriminatoires, en vue de ne pas décourager la participation des investisseurs.

Il convient de souligner qu'on pourrait faire référence aux normes internationales élaborées dans le cadre de l'ONU par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et approuvées par les organes techniques subsidiaires de la Convention des NU sur les Changements Climatiques en tant que lignes directrices pour la rédaction des inventaires nationaux.

Les lignes directrices précisent les paramètres d'émission ainsi que les méthodes de calcul pour quantifier les émissions générées par différents types de combustible utilisés pour la production d'électricité. Les lignes directrices utilisées à l'heure actuelle ont été approuvées

en 1996 mais le GIEC en a préparé d'autres qui actuellement sont en cours d'approbation par la CCNUCC.

La Tunisie a déjà adopté ces lignes directrices pour l'élaboration de son inventaire national des émissions.

Une solution de compromis satisfaisante consiste non pas à effectuer un classement sur la base de la teneur en CO₂ mais plutôt à procéder à une évaluation fondée sur le respect de seuils d'admissibilité tenant compte de la teneur en carbone de l'énergie produite.

Le premier de ces critères, la comparaison tout court de la teneur en CO₂ du bouquet énergétique, est l'une des solutions les plus immédiates, qui toutefois présente une limite du fait de ne pas considérer d'autres éléments tout aussi significatifs en vue d'une évaluation appropriée, tels que les volets économique et stratégique du projet.

L'identification d'un seuil d'admissibilité constitue pour autant une solution possible et souvent adoptée dans le domaine de l'environnement pour encourager l'utilisation de technologies à faible impact (par exemple les énergies renouvelables).

L'établissement d'un seuil d'admissibilité pour la réalisation de nouveaux pôles de production correspond à l'identification d'une valeur maximale d'émissions par MWh, au-dessus de laquelle la participation à l'appel d'offre est interdite.

En vue d'une application rationnelle de ce critère, il faut établir quel est le seuil le plus équitable à imposer: l'une des solutions possibles est d'imposer comme seuil le facteur d'émission moyen du pays ou celui du secteur électrique.

4. Appréciation des conditions techniques requises pour l'éligibilité au régime d'aides italien et délivrance de la Garantie d'Origine à l'électricité importée en Italie

4.1 L'article 9 de la Directive 2009/28

La Directive européenne 2009/28 en matière de promotion de l'utilisation d'énergie à partir de sources renouvelables – fixant un objectif obligatoire à l'horizon 2020, pour chaque État membre en termes de consommation d'énergie renouvelable sur l'ensemble de la consommation d'énergie – donne aux pays la possibilité d'atteindre leur objectif en recourant également auxdits Mécanismes de Coopération. Parmi ces derniers, l'article 9 de la Directive évoque les Projets communs avec des pays tiers, qui feront l'objet d'accords spécifiques conclus par les gouvernements concernés.

Cette partie de l'étude analyse les conditions techniques pouvant être adoptées par l'Italie en vue de l'éventuelle éligibilité au titre des mécanismes d'incitation à la production d'énergie électrique importée de la Tunisie. Sachant que l'intention est d'opter pour la délivrance de Certificats Verts – en tenant dûment compte toutefois des différences²⁷ par rapport au mécanisme accordé aux producteurs situés en Italie à l'heure actuelle – ce chapitre évoque le fonctionnement du système des Certificats Verts, en précisant son impact sur l'énergie conventionnelle importée dans notre pays.

Il convient de rappeler que l'article 9 prévoit que pour que la production réalisée dans un pays tiers entre en ligne de compte pour l'objectif d'un État membre, il faut qu'elle soit « consommée dans la Communauté » et que la réalisation de l'interconnexion entre l'Italie et la Tunisie constitue pour autant une condition nécessaire afin que les deux pays puissent conclure ce genre d'accords. Les procédures que le GSE sera éventuellement appelé à suivre afin de vérifier l'exportation effective en Italie de la production réalisée en Tunisie sont énoncées ci-dessous.

Un État membre ne peut bénéficier des projets communs que lorsque ceux-ci remplissent certaines conditions en matière de consommation de l'énergie électrique dans la Communauté. Cette condition est supposée remplie dès lors que:

- Une quantité d'électricité équivalente à celle imputée au projet a été définitivement affectée à la capacité d'interconnexion allouée par tous les gestionnaires de réseau de transport dans le pays d'origine et, le cas échéant, les pays de transit;

²⁷ La quantité d'énergie électrique produite dans un pays tiers et qui entre en ligne de compte pour l'objectif d'un État membre est destinée à entraîner des coûts pour ce dernier. Ce coût pourrait vraisemblablement se traduire dans la définition de mécanismes d'incitation ad hoc, aussi et surtout dans l'optique d'une efficacité accrue, sous le profil des coûts, que la directive réaffirme à plusieurs reprises. Sur la base de ces considérations, il y a lieu d'envisager que la définition d'un Projet Commun entre l'Italie et la Tunisie prévoit l'adoption de mécanismes d'incitation analogues à ceux prévus en Italie, dont le volume sera établie sur la base d'analyses coûts-bénéfices spécifiques (voir chapitre 4).

- Une quantité d'électricité équivalente à l'électricité considérée a été définitivement enregistrée dans le tableau d'équilibre par le gestionnaire de réseau de transport du côté communautaire d'une interconnexion; et
- L'électricité est produite par une installation récemment construite dont l'exploitation a débuté après le 25 juin 2009 ou par la capacité accrue d'une installation qui a été rénovée après cette date dans le cadre d'un projet commun;
- La quantité d'énergie produite et exportée n'a bénéficié d'aucun soutien au titre d'un régime d'aide d'un pays tiers autre que l'aide à l'investissement accordée à l'installation.

Les États membres peuvent demander à la Commission que soit prise en compte l'électricité provenant de sources renouvelables, produite et consommée dans un pays tiers, dans le contexte de la construction d'une interconnexion, avec des délais d'exécution très longs, si les conditions suivantes sont remplies:

- la construction de l'interconnexion doit avoir démarré au plus tard le 31 décembre 2016;
- l'interconnexion ne doit pas pouvoir être mise en service au 31 décembre 2020;
- l'interconnexion doit pouvoir être mise en service au plus tard le 31 décembre 2022;
- après sa mise en service, l'interconnexion est utilisée pour exporter vers la Communauté;
- la demande porte sur un projet commun qui utilisera l'interconnexion après sa mise en service et sur une quantité d'électricité ne dépassant pas la quantité qui sera exportée vers la Communauté après la mise en service de l'interconnexion.

Il n'en demeure pas moins, toutefois, que l'installation de production faisant l'objet du projet commun doit entrer en service au plus tard en décembre 2020.

Avant d'analyser les régimes d'aide dont pourrait bénéficier la production renouvelable réalisée en Tunisie (voir chapitre 4), le présent chapitre examine les conditions des installations de production devant être remplies afin que la production exportée en Italie soit éligible à un régime d'aide et/ou à la délivrance de la Garantie d'Origine (GO). Plus précisément, étant donné que l'éligibilité au régime d'aides et la délivrance de la GO en Italie sont subordonnés à l'obtention d'une qualification IAFR (Installations alimentées à partir de sources renouvelables), les paragraphes suivants présentent les principaux aspects de la procédure de qualification qui pourraient être repris par la Tunisie, dans le respect des dispositions en vigueur dans ce pays.

Toutefois, comme condition préalable pour la définition d'une procédure de qualification IAFR, y compris en Tunisie, il faudra d'abord identifier une entité responsable indépendante par rapport au marché, comme c'est le cas en Italie, où la promotion des sources d'énergie renouvelables est confiée au Gestionnaire des Services Énergétiques Spa (GSE). Cet organisme n'a aucun lien avec les activités de production, vente, distribution et transport de l'énergie électrique. En effet, cette condition constitue une garantie pour les opérateurs du fait

que toutes les procédures opérationnelles, de la qualification des installations à l'octroi des aides prévues par le législateur, sont réalisées d'une manière objective et non discriminatoire.

La présence dans le marché tunisien d'un acteur monopoliste tel que la STEG ne fait que renforcer ce genre de considération.

4.2 Le mécanisme des Certificats Verts (CV) en Italie

Les Certificats Verts sont un mécanisme d'incitation de la production d'électricité à partir de sources renouvelables introduit en Italie à partir de 1999 par le Décret législatif 79/1999 et modifications ultérieures.

Plus précisément, les Certificats Verts (CV) sont des titres délivrés par le GSE aux installations qui certifient la production d'énergie électrique à partir d'une source renouvelable et qui sont entrées en service après le 1^{er} avril 1999 (installations de nouvelle construction, rénovées ou dont la capacité a été renforcée²⁸).

Le Décret législatif a introduit l'obligation pour les producteurs et les importateurs d'énergie électrique produite à partir de sources conventionnelles d'injecter annuellement dans le réseau électrique national une quantité minimale d'électricité produite dans des installations alimentées à partir de sources renouvelables. Les CV constituent donc un mécanisme qui associe les « obligations » imposées aux producteurs à partir de sources fossiles aux « bénéfices » accordés aux producteurs à partir de sources renouvelables.

La quantité minimale à injecter dans le réseau équivaut à une proportion de l'énergie électrique produite ou importée à partir de sources conventionnelles l'année précédente et dépassant les 100 GWh. Les producteurs et les importateurs assujettis à cette obligation peuvent s'y conformer en injectant dans le réseau une proportion d'électricité produite à partir de sources renouvelables ou bien en achetant chez d'autres producteurs des Certificats Verts (CV) qui font état de la production d'une proportion équivalente.

Plus précisément, pour ce qui est des importateurs, le respect de l'obligation par l'injection dans le réseau électrique national d'une proportion équivalente d'énergie produite à partir de sources renouvelables doit être certifié par la présentation au GSE d'un nombre correspondant de Garanties d'Origine délivrées par le pays où se trouve l'installation de production. À cette date, dans le cas de la production et de l'importation à partir de pays tiers, la délivrance de titres certifiant la production renouvelable par le GSE est subordonnée à la conclusion d'accords spécifiques entre les ministères compétents, en Italie et dans le pays tiers concerné.

En fonction du volume de la part annuelle obligatoire se développe un marché des Certificats Verts qui voit d'une part les producteurs à partir de sources renouvelables, qui définissent l'offre des CV et, de l'autre, les entités soumises à l'obligation qui, chaque année, sont tenues de prouver leur conformité en présentant une quantité appropriée de CV, et qui en définissent la demande. L'issue des négociations, qui peuvent être de nature bilatérale ou intervenir dans un marché organisé par le Gestionnaire des Marchés Énergétiques SpA (GME) définit le volume des aides. Le GME enregistre et publie en ligne toutes les informations sur les

²⁸ dans ce cas la certification ne concerne que la production supplémentaire.

échanges des certificats (quantités et prix) aussi bien ceux qui ont lieu sur le marché que ceux qui ont lieu au niveau bilatéral.

Les résultats du marché au cours des deux dernières années ont produit les prix qui figurent dans le tableau ci-dessous:

Tab. 7: Évolution des prix des CV du GSE (hors TVA), suite à la révision de la méthode de calcul introduite par la Loi de finances 2008.

Année	Valeur de référence	Prix moyen de l'énergie cédée l'année précédente	Prix des CV proposé par le GSE
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
2008	180	67,12	112,88
2009	180	91,34	88,66

Les certificats ont une bancabilité de trois ans, à l'issue desquels, s'ils n'ont toujours pas été vendus, ils pourront être récupérés par le GSE à un prix dit "de retrait", correspondant à la moyenne des prix de toutes les négociations enregistrées par le GME au cours de l'année écoulée. En réalité, la rémunération de l'investissement est moins certaine, du fait de l'adoption, le 28 juillet 2010, du projet de loi de conversion du Décret législatif 78/10, qui prévoit une limitation de cette possibilité.

Il convient en outre de souligner que la vente des Certificats Verts ne représente pas la seule source de rémunération de la production électrique à partir de sources renouvelables, en ce qu'elle s'ajoute à la valorisation de l'énergie électrique: cette forme de rémunération persiste, bien évidemment, même au-delà de la période d'incitation.

Le régime d'aide est constamment soumis à des révisions. La Loi 244/2007, notamment, présente des éléments intéressants, tels que l'introduction d'une différenciation technologique de la quantité de CV à délivrer aux producteurs, au moyen d'un tableau de coefficients multiplicateurs en vertu desquels le nombre de CV pouvant être délivrés varie en fonction de la source renouvelable utilisée; cette différenciation a fait l'objet d'une nouvelle révision dans la Loi 99/2009.

La Loi 244/2007 prévoit en outre que les coefficients multiplicateurs soient revus tous les trois ans par des décrets ministériels, en vue d'assurer la conformité de la rémunération, de même que la quantité obligatoire pour les années successives à 2012.

Il convient de souligner que les modifications apportées à ce régime au fil des années ont en tout cas préservé les droits acquis antérieurement; aussi, toute révision du mécanisme pouvant avoir une incidence sur la définition d'éventuels Projets Communs ne pourra en aucun cas revoir à la baisse les conditions de droits déjà acquis.

4.3 La Garantie d'Origine dans le cadre de la publicité du bouquet énergétique (fuel mix disclosure)

En vue de l'ouverture accrue du marché et de la transparence des informations, la Directive européenne 2003/54/CE sur le marché intérieur de l'énergie électrique introduit l'obligation pour les fournisseurs d'énergie électrique de spécifier aux clients finals la contribution de chaque source d'énergie au bouquet énergétique ainsi que l'impact environnemental y afférent (article 3, paragraphe 6).

Cette déclaration doit concerner la totalité des sources d'énergie utilisées pour la production de l'énergie électrique vendue au cours de l'année écoulée.

Cette obligation est réaffirmée dans la nouvelle Directive 2009/72/CE, qui met davantage l'accent sur la nécessité de publier ces informations dans une forme "compréhensible et facilement comparable à l'échelle nationale". La directive 2009/28/CE prévoit en outre que, pour la part renouvelable, le fournisseur d'électricité puisse utiliser ses Garanties d'Origine (GO) dans le cadre des informations qu'il donne à ses clients finals au sujet de la composition du bouquet énergétique. La GO correspond à un volume type de 1MWh, en format électronique, dont le transfert peut être pris séparément par rapport à la commercialisation physique de l'énergie certifiée (art. 15, directive 28) ; elle ne peut être utilisée que dans les douze mois suivant la production et elle est annulée dès qu'elle a été utilisée.

L'obligation pour les fournisseurs visée à l'article 3.6 de la Directive 2003/54 a été transposée dans la législation italienne par la Loi n°125 du 3 août 2007 qui, toutefois, renvoie à un décret ministériel ultérieur la fixation des modalités opérationnelles pour les entreprises de vente, les fournisseurs d'électricité, pour la définition et la publication de ces données, de façon à ce que les informations fournies soient claires et facilement comparables à l'échelle nationale.

Dans ce cadre s'inscrit le Décret du Ministère du développement économique, adopté le 31 juillet 2009 et publié au Journal Officiel du 25 août 2009, portant sur les: "*Critères et modalités pour la fourniture aux clients finals des informations sur la composition du bouquet énergétique utilisé pour la production de l'énergie électrique fournie et sur l'impact environnemental de la production*".

Ce décret attribue un rôle central au GSE dans la réalisation de la procédure d'une "garantie d'origine" de l'énergie électrique produite par les installations alimentées à partir de sources renouvelables et de transférabilité de ces titres des producteurs aux fournisseurs selon des principes de transparence et de traçabilité, en anticipant en quelque sorte les dispositions communautaires en matière de publicité du bouquet énergétique (« fuel mix disclosure »).

4.4 Lignes directrices pour la procédure de qualification des installations alimentées à partir de sources renouvelables situées en Tunisie

Dans le système italien, la qualification des installations alimentées à partir de sources renouvelables (IAFR) est une condition préalable fondamentale pour avoir accès au principaux régimes d'aide nationaux. La qualification des installations alimentées à partir de sources renouvelables est du ressort du GSE.

L'activité de qualification fait l'objet d'une procédure spéciale, approuvée par le Décret ministériel 21/12/2007.

Dans le cas de l'exportation vers l'Italie, la définition d'une procédure analogue de qualification des installations alimentées à partir de sources renouvelables en Tunisie pourrait être finalisée à:

- a) délivrer, une fois remplies les conditions requises, les Certificats Verts selon les modalités prévues dans le cadre de projets communs entre les gouvernements italien et tunisien et/ou;
- b) accorder le titre de Garantie d'Origine à utiliser dans la procédure de certification du bouquet énergétique et pour l'exemption de l'obligation d'achat des Certificats Verts.

Il est donc essentiel d'identifier un acteur indépendant tunisien qui exerce l'activité de qualification qui, en Italie, relève du GSE. En fait, il s'agit d'identifier une entité responsable indépendante par rapport aux activités du marché, comme dans le cas de l'Italie, où la promotion des sources énergétiques renouvelables est assurée par le Gestionnaire des Services Énergétiques Spa (GSE), un organisme indépendant des activités de production, vente, distribution et transport d'électricité.

Le GSE estime que cette condition constitue une garantie pour les opérateurs, afin que toutes les procédures opérationnelles, de la qualification des installations à l'octroi des incitations prévues par le législateur, soient effectuées d'une manière objective et non discriminatoire.

Le paragraphe suivant fait état de la documentation actuellement prévue en Italie pour la délivrance de la qualification IAFR, en vue d'identifier les lignes directrices d'une procédure de qualification analogue à appliquer aux installations alimentées à partir de sources renouvelables en Tunisie.

À cet égard, il convient de souligner que le GSE pourrait non seulement être l'interlocuteur de l'organisme tunisien compétent mais qu'il pourrait également se réserver le droit de mener des inspections sur place, auprès des unités de production, pendant toute la durée de la période d'incitation, afin de vérifier le respect des conditions établies dans la phase de qualification.

4.5 Modalités proposées pour la demande de qualification IAFR en Tunisie

Le producteur qui souhaite obtenir la qualification d'une installation de production d'énergie électrique alimentée à partir de sources renouvelables, qu'il s'agisse d'un projet ou d'une centrale en service, doit transmettre une demande écrite à l'Autorité tunisienne compétente, assortie de la documentation prévue à cet effet.

Dans le respect de la réglementation en vigueur en Tunisie et au vu de la documentation requise en Italie aux fins de la délivrance de la qualification IAFR, l'Opérateur de l'installation tunisienne pourrait être appelée à transmettre le Rapport Technique de Reconnaissance (RTR) qui a pour objet d'identifier la source renouvelable et de caractériser l'installation du point de vue technique. Le RTR fournira donc une description de la technologie utilisée, les données relatives à la puissance installée (des moteurs primaires) et à la puissance maximale active débitable (spécifications techniques des moteurs primaires et des alternateurs), la production annuelle, brute et nette, attendue pour l'installation, l'appréciation de l'énergie électrique imputable uniquement à la source renouvelable, en cas de centrale hybride, ainsi que l'énergie imputable au pompage en cas d'installations hydroélectriques.

Plus précisément, les données relatives à la production annuelle attendue sont nécessaires en Italie afin d'identifier le montant approximatif de l'aide qui, toutefois, sera établi sur la base de la production effectivement réalisée, sachant que l'aide ne sera octroyée que sous forme de remboursement.

Les documents suivants devraient être annexés au RTR :

- chorographie ;
- planimétrie générale ;
- schéma fonctionnel (profil hydraulique en cas de centrale hydroélectrique) ;
- schéma électrique unifilaire (indiquant les compteurs installés); liste des utilisateurs des services auxiliaires, des puissances engagées et facteurs d'utilisation ;
- détails relatifs au point de connexion au réseau électrique ;
- fiche de caractérisation des biomasses (pour les centrales thermoélectriques à biomasse solide, biocombustibles liquides et biogaz produits à partir de boues d'épuration) ;
- déclaration documentée certifiant que la part d'énergie électrique imputable au combustible fossile éventuellement utilisé (par exemple dans les phases de démarrage et d'arrêt) ne dépasse pas 5% du total de l'énergie produite.

En vue de la délivrance de la qualification, une documentation supplémentaire concernant la typologie de source d'alimentation de l'installation est en outre souhaitable:

Pour la source ÉOLIENNE :

- Étude anémologique ;
- Procédure d'exclusion de l'EIE ;

- EIE (si nécessaire) ou avis de Compatibilité environnementale ;
- Habilitation délivrée par l'entité nationale de l'aviation civile ;
- Habilitation délivrée par l'Armée de l'air ,
- Permis de construire .

Pour la source SOLAIRE:

- Procédure d'exclusion de l'EIE (liée à la puissance de l'installation) ;
- EIE (si nécessaire) ou avis de Compatibilité Environnementale (lié à la puissance de l'installation) ;
- Permis de construire.

Pour la source HYDROÉLECTRIQUE:

- Procédure d'exclusion de l' EIE ;
- EIE (si nécessaire) ou avis de Compatibilité Environnementale ;
- Habilitation délivrée par l'entité nationale en charge de surveiller l'exploitation des eaux du domaine public ;
- Concession de prélèvement d'eau destiné au fonctionnement d'une installation hydroélectrique ,
- Permis de construire .

Pour la source THERMOÉLECTRIQUE:

- Procédure d'exclusion de l'EIE ;
- EIE (si nécessaire) ou avis de compatibilité environnementale ;
- Permis de construire ;
- Autorisation aux émissions en atmosphère ;
- Autorisation de déversement des eaux usées des centrales ;
- Autorisation à la gestion intégrée des déchets issus des centrales (si nécessaire).

Si une documentation analogue est prévue par la législation en vigueur en Tunisie, notamment en matière d'environnement, il serait souhaitable que les pièces suivantes soient demandées au cours de cette phase de la procédure.

1. projet définitif de l'installation (le même qui est soumis aux autorités publiques en vue d'obtenir les autorisations);
2. notification d'ouverture d'usine électrique à l'entité compétente: aux termes du régime fiscal appliqué en Italie dans le secteur de la production d'électricité, le producteur doit notifier le démarrage de la production au Bureau Technique des Finances. Si la Tunisie dispose d'un régime fiscal en matière de production et de consommation d'électricité, il conviendrait de soumettre une documentation analogue à l'Autorité compétente, parallèlement à la présentation de la demande de qualification de l'installation de production.

En outre, si la qualification demandée concerne une installation à l'état de projet, il convient de fixer une limite au délai qui s'écoule entre la délivrance de la qualification et le début des travaux de construction de la centrale. En Italie, notamment, pour que la qualification ne perde pas sa validité, la construction doit démarrer **au plus tard dix-huit mois après la délivrance de celle-ci**. À cet égard, le Producteur sera tenu de transmettre une notification formelle à l'Autorité Compétente, assortie de la documentation y afférente (ouverture du chantier, délai de livraison, éventuelles communications aux autorités locales...).

Une fois que l'installation entre en service, l'Opérateur est tenu de transmettre à l'Autorité Compétente la documentation suivante, ainsi que tout autre document qu'il n'aurait pas pu produire durant la phase de projet:

1. Déclaration de toutes les modifications éventuellement apportées par rapport au projet soumis dans la phase de qualification et concernant les combustibles utilisés, les caractéristiques techniques de l'installation et le système électrique;
2. Règlement d'exploitation avec le gestionnaire du réseau et annexes relatives au premier raccordement de l'installation et à la mise sous tension de la sous-station électrique;
3. Procès-verbal de vérification par l'entité compétente, incluant les lectures et le scellement des compteurs présents dans l'installation (l'entité italienne compétente est le Bureau Technique des Finances);
4. Dossier photographique (incluant les photos des plaques d'identification des groupes de production).

4.6 Délivrance de la Qualification IAFR

Après avoir examiné la documentation ci-dessus, l'Autorité compétente pourra, le cas échéant, demander des intégrations; la « qualification IAFR » ne pourra être délivrée qu'au terme de la phase de vérification et en cas d'appréciation positive. Lors de la phase successive, finalisée à vérifier l'éligibilité au régime d'aides prévu par l'Italie et/ou à la délivrance de la Garantie d'Origine, l'Autorité Compétente sera appelée à partager la documentation avec le GSE qui, le cas échéant, pourra se réserver de demander des intégrations supplémentaires.

La qualification perdra sa validité si l'installation n'entre pas en service au plus tard trois ans après le début des travaux, à l'exception de cas de force majeure ou de situations indépendantes de la volonté du producteur et qui seraient intervenues au cours des travaux dans l'installation qualifiée, notifiés par l'Opérateur à l'Autorité compétente et vérifiés par cette dernière.

Le GSE estime qu'un décret ministériel spécifique, qui pourrait identifier les incitations à accorder à la production renouvelable tunisienne destinée au marché italien, devrait également préciser les modalités et les délais de perfectionnement des droits reconnus aux opérateurs.

4.6.1 Critères d'admissibilité au régime d'aides italien

L'obtention de la qualification IAFR est une condition nécessaire en vue d'établir l'éligibilité aux mesures d'incitation prévues par le Gouvernement italien pour la production d'énergie renouvelable réalisée en Tunisie et exportée en Italie, aux termes des accords spécifiques signés par les deux gouvernements.

Sur la base d'un certain nombre de considérations liées à des critères d'efficacité des coûts, d'allègement des procédures, des activités de vérification et de contrôle qui relèvent du GSE, certaines typologies de **sources énergétiques renouvelables** ne sont pas éligibles au régime d'aides italien. Seront considérées comme éligibles, notamment, les sources *éolienne, solaire, hydraulique, des vagues et la biomasse*. On entend par "biomasse" uniquement la biomasse solide et les bioliquides et le biogaz produit à l'intérieur de stations d'épuration des eaux usées domestiques.

Plus précisément, l'exclusion du biogaz issu des déchetteries et de la fermentation anaérobie de lisier et/ou rejets agricoles est due à la difficulté d'obtenir, dans le premier cas, des informations fiables quant aux autorisations délivrées aux déchetteries tunisiennes et, dans le deuxième, à l'origine de la matrice destinée à la digestion.

Pour ce qui est de l'exclusion des déchets, il convient de noter qu'en vertu des dispositions nationales qui ont transposé les directives européennes en matière de régimes d'aide aux sources renouvelables, l'Italie a exclu desdits régimes la production d'énergie électrique imputable à la part non biodégradable, et donc non renouvelable, des déchets incinérés. Étant donné les difficultés liées à l'identification des déchets destinés à l'incinération (le code CED n'est en effet retenu qu'au niveau européen), qui compliqueraient davantage l'établissement de la part biodégradable de ceux-ci, un problème qui pour l'instant n'a pas trouvé de solution y compris en Italie, il serait impossible de calculer avec précision la part d'énergie éligible au régime d'aides pour cette typologie d'installations.

La source marémotrice, qui n'est utilisée en Italie que dans une installation de 50KW, a été exclue à cause des difficultés évidentes de mener les activités de vérification sur place. En outre, sachant que par l'expression "installation de production à partir de sources renouvelables" on entend le système intégré d'ouvrages et d'équipements finalisés à la production d'électricité, formé d'un ou de plusieurs groupes de production, les **typologies et sous-typologies d'installations de production alimentées à partir de sources renouvelables** qui, une fois obtenue la qualification IAFR par l'Autorité compétente, peuvent demander à bénéficier des incitations prévues par le Gouvernement italien figurent au Tableau ci-dessous:

Tab. 8: Classement des installations alimentées à partir de sources renouvelables

Typologie d'installation	Sous-typologie d'installation	Source
Hydroélectrique	· Eau courante	
Éolienne	· terrestre · Off-Shore	

Géothermoélectrique		Ressources géothermiques
Solaire	· Photovoltaïque · Photothermoélectrique	Soleil
Thermoélectrique	· À vapeur · À combustion interne · À cycle combiné · À gaz · Autre	Biomasse Biogaz
Autre	Hybride*	Source conventionnelle et Source renouvelable
Co-combustion*		
Marine		Marées Vagues

* Les installations hybrides produisent l'énergie électrique à partir de sources non renouvelables et renouvelables, y compris les installations de co-combustion.

** La co-combustion est la combustion simultanée de combustibles non renouvelables et de combustibles solides, liquides ou gazeux, obtenus à partir de sources renouvelables. La sous-typologie d'installation correspond à celle des centrales thermoélectriques.

Le classement suivant s'applique en particulier aux biomasses:

- Biomasses combustibles (bois vierge, coques de noisettes, balle de riz, etc.);
- Biocombustibles liquides: bioéthanol et biométhanol, huiles végétales et biodiesel.

Aux termes de l'article 9 de la directive UE28, qui identifie dans la **date de mise en service** de l'installation un facteur discriminant additionnel aux fins de la prise en compte de la production étrangère pour la réalisation de l'objectif national, de même qu'en vertu des critères d'efficacité accrue en termes de coûts et de procédures, l'éligibilité aux régimes d'aide ne pourra concerner que les installations "nouvelles", soit de nouvelle construction, et entrées en service après le 25.06.2009.

Dans un souci de clarté, les conditions nécessaires pour assurer le respect des critères de durabilité sont énumérées ci-dessous.

3.6.2 Le respect des critères de durabilité pour les bioliquides, les biocarburants et la biomasse

Le présent paragraphe décrit les critères de durabilité qui doivent être remplis en cas d'utilisation de biocombustibles, y compris lorsque ces derniers sont importés dans l'Union Européenne à partir de pays tiers, et qui doivent donc être pris en compte lors du choix de la typologie d'installation que l'on souhaite réaliser en vue d'exporter l'énergie électrique vers le marché européen.

Le cadre normatif communautaire prévoit à l'heure actuelle le respect de critères de durabilité pour les biocarburants et les bioliquides, alors qu'aucun critère analogue n'a été introduit pour les biomasses solides et gazeuses. Seule l'énergie produite en respectant ces critères pourra entrer en ligne de compte pour le calcul de la part SER en vue de la réalisation de l'objectif.

L'article 5 de la directive 2009/28/CE précise en effet que pour le calcul de la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables "les biocarburants et bioliquides qui ne satisfont pas aux critères de durabilité énoncés dans l'article 17, paragraphes 2 à 6, ne sont pas pris en compte".

L'article 17 précise en outre que "indépendamment du fait que les matières premières ont été cultivées sur le territoire de la Communauté ou en dehors de celui-ci, l'énergie produite à partir des biocarburants et des bioliquides est prise en considération aux fins visées aux points a), b) et c) uniquement si ceux-ci répondent aux critères de durabilité [...] :

- a) pour mesurer la conformité aux exigences de la présente directive en ce qui concerne les objectifs nationaux;
- b) pour mesurer la conformité aux obligations en matière d'énergie renouvelable;
- c) pour déterminer l'admissibilité à une aide financière pour la consommation de biocarburants et de bioliquides."

Les critères de durabilité sont classés en termes de:

1. Émissions de CO₂ évitées ;
2. Affectation des sols ;
3. Respect des conventions internationales (viabilité sociale) .

Une exception est prévue pour les biocarburants et bioliquides produits à partir de déchets et de résidus issus de l'agriculture, aquaculture, pêche et sylviculture, auxquels s'applique le seul critère de la réduction des émissions (point 1).

4.6.2.1 Émissions de CO₂ évitées

La réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cycle de vie du combustible obtenue à partir de l'utilisation de biocarburants et bioliquides doit être d'au moins 35%. À compter de la date du 1^{er} janvier 2017, cette réduction doit être d'au moins 50%. À compter du 1^{er} janvier 2018 elle doit être d'au moins 60% pour les biocarburants et bioliquides produits par les installations où la production a démarré le 1^{er} janvier 2017 ou après.

La directive indique le système de calcul des émissions de dioxyde de carbone équivalent et la réduction de ces dernières pour les bioliquides.

Pour ce qui est des pays tiers, la directive établit que “Le 31 mars 2010 au plus tard la Commission présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur la faisabilité de l’établissement de listes des zones des pays tiers dans lesquels les émissions types prévues de gaz à effet de serre résultant de la culture des matières premières agricoles sont inférieures ou égales aux émissions détectées sous le titre “Culture” de l’annexe V, partie D, accompagné, si possible, de ces listes et d’une description de la méthode et des données utilisées pour les établir. Le rapport est accompagné, le cas échéant, des propositions appropriées”. Pour l’instant, aucune information n’a été donnée quant à la publication de ce rapport.

L’Italie n’a pas encore transposé cette directive, ni adopté les méthodologies finalisées à vérifier les parts d’émissions de CO₂ équivalent en Italie.

Pour ce qui est des bioliquides, le projet de communication de la Commission européenne à l’étude en ce moment explique quand et comment utiliser les valeurs par défaut indiquées à l’annexe V de la directive pour établir les émissions de CO₂ équivalent, et comment calculer les valeurs réelles si les valeurs par défaut ne correspondent pas à la réalité examinée.

Un certain nombre de valeurs par défaut ont été publiées dans la précédente communication de la Commission COM(2010)11, concernant les biomasses solides et gazeuses.

Pour ce qui est des biomasses solides et gazeuses, pour l’instant la Commission européenne, dans sa communication COM(2010)11 n’a fourni que des “recommandations” aux États membres, en suggérant – s’ils l’estiment approprié – d’adopter pour les biomasses solides et gazeuses les mêmes critères de durabilité des biomasses liquides et en précisant, en tout état de cause, que les critères adoptés ne doivent pas représenter une barrière au commerce intérieur des biomasses solides.

4.6.2.2 Affectation des sols

L’article 17, alinéas 3, 4 et 5, dresse une liste ponctuelle d’exclusions et précise quels sont les terres dont la biomasse produisant des bioliquides et biocarburants ne peut pas être prise en compte.

Les terres qui ne sont pas prises en compte pour la culture de biomasse sont les suivantes:

- Les terres de grande valeur en termes de diversité biologique:
 - Forêts primaires;
 - Zones protégées (par exemple: oasis);
 - Prairies présentant une grande valeur sur le plan de la biodiversité
- Terres présentant un important stock de carbone:
 - Zones humides;

- Zones forestières continues;
- Tourbières

Le premier paragraphe de l'article 17, alinéa 7, prévoit que "La Commission présente tous les deux ans au Parlement européen et au Conseil, en ce qui concerne à la fois les pays tiers et les États membres qui sont une source importante de biocarburants ou de matières premières pour les biocarburants consommés au sein de la Communauté, un rapport sur les mesures nationales prises en vue de respecter les critères de durabilité (...), et pour la protection des sols, de l'eau et de l'air. Le premier rapport est présenté en 2012".

Des critères identiques à ceux prévus pour les bioliquides et biocarburants pourraient être établis pour les cultures énergétiques de biomasses solides. La COM(2010)11 affirme que la biomasse d'origine communautaire, du fait des protections environnementales, est suffisamment durable pour ne pas devoir faire l'objet de contrôles à l'origine. Cette considération ne s'applique pas aux pays tiers.

Il faudra donc vérifier, par exemple, que le pays tiers interdit la coupe indiscriminée des réserves boisées et, en même temps, observer l'incidence des abattages illicites, en vue d'établir si ce pays offre suffisamment de garanties en termes de biomasses utilisées.

D'après l'étude commandée par le GSE, à cette date les parcs nationaux tunisiens pour lesquels on pourrait imaginer une limitation à l'utilisation des terres sont les suivants:

- Bou-Hedma;
- Boukornine;
- Chambi;
- Djebel Sahara;
- El-Feidja;
- Ichkeul;
- Sidi Toui;
- Tabarka;
- Îles de Zembra et Zembretta.

Il existe un grand nombre de réserves naturelles, marines, fauniques et avifauniques, de zones humides d'intérêt national, ou de parcs inscrits sur la liste du patrimoine de l'humanité de l'UNESCO.

Les règles sont établies par le Code forestier (loi 88-20 du 13 avril 1988) qui définit, entre autre, les différentes catégories de zones protégées.

4.6.2.3 Respect des conventions internationales

L'article 17, alinéa 7, de la directive 28 prévoit que la Commission présente, en 2012 et ensuite tous les deux ans, un rapport relatif à l'incidence de l'augmentation de la demande en biocarburants sur la viabilité sociale dans la Communauté et les pays tiers et à l'incidence de la politique communautaire en matière de biocarburants sur la disponibilité des denrées alimentaires à un prix abordable, en particulier pour les personnes vivant dans les pays en

développement, et à d'autres questions générales liées au développement. Ces rapports examinent le respect des droits d'affectation des sols.

Les rapports précisent en outre, tant pour les États membres que pour les pays tiers qui sont une source importante de matières premières pour les biocarburants consommés au sein de la Communauté, si ces pays ont ratifié et mis en oeuvre les conventions de l'Organisation internationale du travail (abolition du travail forcé, liberté syndicale, égalité homme-femme, travail des enfants, etc.) ainsi que le Protocole de Carthagène sur la prévention des risques biotechnologiques et la Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction (les deux ayant déjà été promulgués par le gouvernement tunisien).

La Commission propose, le cas échéant, des mesures correctives, en particulier en présence d'éléments attestant que la production de biocarburants a un impact important sur le prix des denrées alimentaires.

Il y a lieu de prévoir l'adoption de mesures correctives y compris pour la biomasse solide, si celle-ci n'était plus viable d'un point de vue socio-économique.

4.6.2.3 Conditions possibles pour la production à partir de biomasses en Tunisie

Un projet de communication de la Commission européenne à l'étude en ce moment indique la procédure à suivre pour soumettre à cette dernière les schémas volontaires de certification de la durabilité de bioliquides et biocarburants ainsi que les critères de validation.

Parmi les critères principaux figurent la présence d'un certificateur expérimenté, recruté à l'extérieur et indépendant par rapport à l'activité contrôlée, la nécessité d'assurer la transparence et la disponibilité de tout document lié à l'activité pour au moins cinq ans, et un système de chaîne de conservation capable de surveiller le bilan de masse.

Les systèmes volontaires pour les bioliquides ne pourront toutefois pas être explicitement reconnus par la Commission en tant que source de données pour le critère de l'affectation des sols, tant que la Commission n'aura pas établi la fiabilité des ces schémas.

Afin de respecter le critère de durabilité concernant les émissions de gaz à effet de serre évitées, les producteurs extracomunautaires d'énergie électrique à partir de biomasses pourraient être appelés à produire les mêmes documents et certifications qui seront demandés aux producteurs italiens, en vertu de la transposition de la directive dans la loi italienne.

Il y a lieu en outre d'envisager l'intégration des bioliquides utilisés en Tunisie dans la base de données AGEA (MIIPAAF– *Ministère des politiques agricoles, alimentaires et forestières*) qui sera vraisemblablement l'entité italienne chargée de contrôler la traçabilité des bioliquides, biocarburants et biomasses utilisés dans le pays.

Pour ce qui est de la certification d'origine de la biomasse, qui demeure une question ouverte en Italie, il faudra établir les documents devant être produits pour prouver que la biomasse ne provient pas des terres exclues par la directive 2009/28/CE. Le GSE estime qu'une méthode assez simple, qui doit toutefois être soumise à l'examen de la Commission européenne, pour prouver le respect de cette condition pourrait être celle de la chaîne de conservation volontaire, actuellement utilisée pour garantir la traçabilité des matières premières pour la

production du produit fini. Ce critère pourrait également s'appliquer à la biomasse destinée à la production électrique, en vue de garantir la gestion durable des sols.

À la lumière de ce qui précède, le GSE estime qu'il conviendrait de demander aux opérateurs tunisiens une déclaration assermentée attestant que la biomasse utilisée pour la production d'électricité ne provient pas de terres exclues par la Directive ou de zones protégées, de coupes illicites, etc. Ces déclarations pourraient être vérifiées au moyen d'une "carte" à demander au gouvernement tunisien (annexée à l'accord) des zones où la culture de biomasse est interdite, en vertu de la Directive. Cette option devra en tout état de cause être soumise à l'examen de la Communauté européenne, en vue de prendre en compte l'énergie produite par ces fournisseurs dans l'établissement des parts renouvelables.

L'étude de la législation tunisienne en matière d'environnement est en tout cas nécessaire: en effet, si cette étude permettait de prouver l'existence de contrôles fiables sur les abattages illicites, le respect des dispositions environnementales, de durabilité et de protection du territoire, on pourrait constater le même degré de protection environnementale qui permet à la Commission européenne de traiter en toute sécurité la biomasse ligneuse d'origine communautaire.

En conclusion, il convient de rappeler que pour ce qui est du respect des critères de durabilité, l'analyse ne peut pas se limiter au territoire tunisien puisque, dans le cas d'importations de biomasse, les mêmes principes devront s'appliquer au pays d'origine de la biomasse.

4.7 La délivrance de Certificats Verts et/ou de la Garantie d'Origine à la production d'électricité renouvelable réalisée en Tunisie

Pour ce qui est de l'octroi d'une aide par la délivrance de Certificats Verts et/ou de la Garantie d'Origine aux producteurs d'énergie électrique à partir de sources renouvelables qualifiés IAFR en Tunisie, le GSE estime que l'octroi sera effectué sur une base annuelle et au vu de l'énergie effectivement produite, injectée dans le réseau et exportée vers l'Italie dans l'année écoulée, dûment tracée.

Chaque demande, à soumettre par écrit, sera accompagnée de la Qualification IAFR et de la documentation attestant l'importation en Italie.

Plus précisément, l'importation effective en Italie sera prouvée par:

- a) une certification, délivrée par le gestionnaire du réseau tunisien, attestant que la capacité d'interconnexion accordée pour l'électricité produite en Tunisie et importée en Italie correspond à l'énergie importée sur base horaire;
- b) une certification délivrée par Terna S.p.A. attestant le volume d'électricité effectivement importée pour la consommation en Italie sur base horaire;
- c) une déclaration assermentée attestant que l'énergie électrique faisant l'objet d'une demande d'éligibilité au régime d'aide prévu n'a pas bénéficié d'un régime de soutien autre qu'une aide aux investissements éventuellement octroyée pour la centrale en question;
- d) les mesures de la production sur base horaire/journalière.

En vue d'obtenir le Certificat Vert et/ou la Garantie d'origine, les opérateurs qui exportent l'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables seront tenus de transmettre au GSE:

- les certificats d'étalonnage des instruments de mesure de l'énergie et d'autres valeurs éventuellement utilisées pour calculer la part imputable à la source renouvelable;
- si elle est prévue, la déclaration de consommation transmise à l'entité compétente, en cas d'existence d'un régime fiscal en matière de production et de consommation d'électricité.

En cas d'installations HYDROÉLECTRIQUES, le paiement de la redevance pour l'utilisation des eaux du domaine public, si elle est prévue et, pour les installations THERMOÉLECTRIQUES:

- une déclaration documentée certifiant que la part d'énergie électrique imputable au combustible fossile éventuellement utilisé (par exemple dans les phases de démarrage et d'arrêt) est inférieure ou égale à 5% du total de l'énergie produite;
- en cas d'installation hybride, les quantités et les pouvoirs calorifiques inférieurs aussi bien des combustibles renouvelables que des combustibles fossiles.

Pour ce qui est du mécanisme d'incitation, il convient de préciser que, contrairement à la procédure prévue pour les producteurs italiens, le Certificat Vert, un titre électronique d'un volume type de 1MWh, accrédité dans le système informatique du GSE dans des comptes

spécifiques, ne sera délivré qu'à titre de remboursement. Les CV pourront faire l'objet de transactions avec d'autres opérateurs.

Pour ce qui est de la Garantie d'Origine, il convient de signaler qu'elle n'est cumulable qu'avec le Certificat Vert, à moins que l'installation, quoique qualifiée IAFR, ne remplisse pas les critères susmentionnés, et notamment qu'elle soit entrée en service avant le 25 juin 2009 et alimentée à partir d'une source renouvelable identifiée par la Directive 28 mais exclue du tableau 2. Il convient de rappeler, en effet, qu'aux termes des dispositions communautaires les installations alimentées à partir de sources renouvelables sont uniquement celles qui utilisent l'énergie éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique et océanique, hydraulique, biomasse, gaz de déchetterie, gaz issus des processus d'épuration et biogaz.

Le respect de cette condition permet aux producteurs de demander la délivrance de la Garantie d'Origine au GSE sur une base annuelle et au vu de l'énergie effectivement produite, injectée dans le réseau et exportée vers l'Italie dans l'année écoulée.

Le GSE mettra à la disposition du producteur un compte électronique pour le dépôt de ces titres, qui sont transférables aux entreprises de vente soumises à l'obligation de communication du bouquet énergétique relatif à la fourniture d'énergie électrique y compris par des intermédiaires tels que les opérateurs et les grossistes du marché électrique.

À cette date, il n'existe toujours pas de véritable marché de titres, bien que l'obligation de communication prévue pour les entreprises de vente pourrait transformer ces dernières en des acheteurs potentiels, au cas où elles décidaient de modifier la part renouvelable du bouquet destiné à leurs clients. En tout état de cause, la délivrance de titres de Garantie d'Origine par le GSE en échange d'une production d'électricité renouvelable réalisée en Tunisie pourra envisager un potentiel transfert et une annulation ultérieure de ces derniers uniquement dans le territoire national et aux fins de d'exemption de l'obligation d'achat des CV ou dans le cadre du processus de certification du bouquet énergétique.

À cet égard, le GSE est en train de préparer les plateformes informatiques, ainsi que les manuels d'utilisation y afférents, auxquelles pourront accéder, après avoir effectué les procédures d'enregistrement au portail GSE et s'être dotés du logiciel d'application, les producteurs, les entreprises de vente et les opérateurs.

Le choix d'un outil électronique à la disposition des entreprises de vente pour prouver aux clients finals qu'une certaine quantité d'électricité a été produite (et injectée dans le réseau) à partir de sources renouvelables correspond à une disposition de la directive 2009/28/CE prévue à cet effet. Dans le respect de cette directive, les titres délivrés devront présenter au moins les caractéristiques suivantes:

- a) la source énergétique utilisée pour produire l'énergie et les dates de début et fin de la production;
- b) si la garantie d'origine concerne:
 - i) l'électricité; soit
 - ii) le chauffage et/ou le refroidissement (uniquement pour les installations situées en Italie);
- c) la dénomination, l'emplacement, le type et la capacité de l'installation de production de l'énergie;

- d) si, et dans quelle mesure, l'installation a bénéficié d'aides à l'investissement, si et dans quelle mesure l'unité énergétique a bénéficié, sous quelque forme que ce soit, d'un régime national de soutien et le type de régime;
- e) la date de mise en service;
- f) la date et le pays de délivrance ainsi que le numéro d'identification unique.

Le système de certification italien fonctionne actuellement sur une base volontaire.

Aux fins de la présente étude, il convient de signaler que pour les deux procédures de délivrance des CV et de la GO il faudra envisager la définition de spécifications techniques supplémentaires, approuvées par les entités compétentes de chaque pays, dont la formalisation des communications entre le GSE et l'Autorité compétente tunisienne, y compris par rapport au détail des contenus des lettres de notification demandées par la Commission européenne aux termes de la Directive 28.

5. Analyse des conditions réglementaires italiennes en vue de l'éligibilité à un régime d'aide national pour l'énergie électrique importée de la Tunisie

5.1 Conditions en vigueur pour l'éligibilité à une aide à la production à partir de sources renouvelables importée en Italie

Le Décret législatif n. 387 du 29 décembre 2003 qui a transposé la Directive 2001/77/CE en matière de promotion de l'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables dans le marché intérieur de l'électricité, a établi à l'article 20, alinéa 4, que la délivrance de Certificats Verts à l'électricité produite par des installations alimentées à partir de sources renouvelables situées dans des pays tiers, ayant adopté des régimes d'aide semblables à ceux de l'Italie et ayant reconnu les mêmes possibilités aux installations situées sur le territoire italien, doit s'effectuer sur la base d'accords conclus entre le Ministère des activités productives et le Ministère de l'environnement de la République italienne et les ministères compétents du pays étranger.

Suite à l'introduction du critère de réciprocité des régimes d'aide, l'accord susmentionné a perdu sa validité et, par conséquent, le 10 mai 2006 le Ministère des activités productives et le Ministère de l'Environnement de la République italienne et le Ministère de l'économie, du commerce et de l'énergie de l'Albanie ont signé un accord visant à identifier les principales conditions utiles pour la reconnaissance réciproque des Certificats Verts aux productions venant de sources renouvelables d'un pays et exportées vers l'autre.

Sur la base de cet accord, l'ERE (le Régulateur albanais) et le GSE ont établi une procédure de reconnaissance qui satisfait au principe de réciprocité retenu par le Décret législatif n. 387 du 29 décembre 2003.

Cependant, les mesures réglementaires introduites par la Loi de finances 2008 de l'État italien ont modifié de manière substantielle le mécanisme d'aide des Certificats Verts au point de déterminer la résolution de l'Accord susmentionné, conformément à l'art. 7, alinéa 2 de ce même accord.

À l'heure actuelle, le Ministère italien du développement économique et le Ministère albanais compétent sont en train d'examiner la possibilité de parvenir à un nouvel accord, après les nécessaires adaptations du régime d'aides en vigueur en Albanie afin de l'aligner au nouveau mécanisme applicable en Italie, sachant que l'Italie est en train de définir le contenu du texte législatif de transposition de la directive 28.

5.2 La stratégie italienne et le Plan d'Action national pour les sources renouvelables : le recours aux mécanismes de coopération

La nouvelle réglementation européenne en matière de promotion des sources renouvelables fixe les nouveaux objectifs pour les États membres à l'horizon 2020 : un pourcentage (global) de 20% d'énergie renouvelable sur la consommation énergétique communautaire (répartie sur une base nationale) et de 10% de biocombustibles dans le secteur du transport routier. L'objectif européen de 20% - réparti en sous-objectifs nationaux contraignants pour les États membres – se traduit pour l'Italie dans un pourcentage de 17%, contre une valeur globale de 5,2% en 2005.

La Directive 2009/28/CE stipule que les États notifient à la Commission un Plan d'Action national en matière d'énergies renouvelables, qui identifie les objectifs nationaux pour la part d'énergie renouvelable dans les secteurs des transports, de l'électricité, du chauffage/refroidissement à l'horizon 2020, incluant la quantité prévue imputable aux transferts statistiques et aux projets communs. En outre, les États membres sont tenus de transmettre un document provisionnel à la Commission, avec une prévision de la production excédentaire d'énergie renouvelable par rapport aux orientations de base ; la prévision potentielle pour les projets communs jusqu'à 2020 et une prévision de la demande en énergie renouvelable à satisfaire par des moyens autres que la production nationale. À cet égard, l'Italie estime que, pour ce qui est du secteur électrique, les besoins devraient être satisfaits à 25% par la production à partir de sources renouvelables.

La directive prévoit en outre la possibilité de comptabiliser, en vue de la réalisation de l'objectif national, la production réalisée dans d'autres pays membres, préalablement notifiée à la Commission, y compris en l'absence d'un échange réel d'énergie électrique, sous réserve d'une compensation statistique entre les pays impliqués. Dans ce cas, la Commission doit également être informée de la quantité d'énergie et du prix payé par le pays acheteur. De son côté, le pays vendeur peut effectuer la cession à condition de ne pas compromettre la réalisation de son objectif national. Les États ont en outre la possibilité d'opter pour des projets communs entre États membres et pays tiers (art. 9), qui consistent à attribuer à un pays de l'UE une proportion de SER produite dans des pays tiers, mais uniquement si l'échange statistique est associé à un flux d'électricité dûment tracé vers l'Union européenne et si la production est réalisée par des installations qui n'ont pas bénéficié de régimes d'aide dans les pays d'origine, exception faite d'apports en compte courant pour la réalisation de l'installation. Cependant, l'attribution au pays membre de la part renouvelable venant d'un pays tiers peut être accordée y compris en l'absence d'importation physique à condition d'entamer, au plus tard en 2016, la construction de la ligne d'interconnexion nécessaire qui, en tout cas, devra entrer en service avant la fin de 2022.

C'est dans cette optique que l'Italie vise à renforcer la coopération avec les pays de l'UE et les pays tiers, pour encourager le développement d'initiatives susceptibles de faciliter le respect des obligations italiennes en termes d'utilisation de sources renouvelables.

Le Plan d'Action national présenté par l'Italie en juillet 2010 indique qu'en raison de la position géographique du pays de tels accords pourront concerner avant tout la région des

Balkans, dans le cadre des initiatives déjà mises en place, et les pays de l'Afrique du Nord les plus proches du bassin méditerranéen.

En outre, l'extension des connexions électriques avec ces pays par le biais de l'Italie pourra favoriser d'autres pays européens et permettre d'exploiter le grand potentiel énergétique du nord de l'Afrique, avec des bénéfices importants pour les secteurs productifs des États intéressés à coopération.

Le paragraphe suivant trace un aperçu des politiques et des mesures adoptées dans le cadre de projets communs avec des pays tiers, en vue de la réalisation des objectifs fixés par la Directive :

1. l'accord avec l'Albanie fait l'objet d'une révision, finalisée à :
 - a) la reconnaissance mutuelle de la modalité de certification de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ;
 - b) établir la réciprocité des régimes d'aide pertinents ;
 - c) envisager la possibilité d'octroyer une aide à l'électricité produite à partir de sources renouvelables produite en Albanie et importée en Italie.
2. Un accord a été conclu avec le Monténégro, en vue de soutenir la réalisation de l'interconnexion Italie-Monténégro et les connexions entre le réseau du Monténégro et les pays limitrophes des Balkans. En outre, toujours dans la région des Balkans, un accord a été conclu avec la Serbie, pour la réalisation d'installations SER sur son territoire et sur celui des zones limitrophes. Dans les deux cas, on envisage la possibilité d'octroyer une aide à l'électricité produite à partir de sources renouvelables au Monténégro, en Serbie et dans les zones limitrophes et importée en Italie ;
3. Un accord est en vigueur avec la Suisse pour la reconnaissance réciproque de la garantie d'origine ;
4. Une déclaration conjointe a été signée avec la Tunisie pour la réalisation d'une interconnexion, susceptible d'assurer une part de capacités pour des énergies renouvelables à importer en Italie.

Pour ce qui est des projets communs, le tableau ci-dessous précise les quantités d'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables qui ont été indiquées dans le document provisionnel en vue de l'importation annuelle après la réalisation des projets d'infrastructures d'interconnexion.

Tab. 9: Quantités d'énergie électrique produite à partir de sources renouvelables qui ont été indiquées dans le document provisionnel

Pays Tiers	Début importation	TWh de SER/an	Mtep de SER/an
Suisse	*	4	0,344
Monténégro et pays des Balkans connectés au réseau du Monténégro	2016	6	0,516
Albanie	2016	3	0,258
Tunisie	2018	0,6	0,052

*L'Italie importe à l'heure actuelle une part d'énergie renouvelable de la Confédération Helvétique, qui ne fait toutefois pas l'objet d'un projet commun. La proportion indiquée dans le tableau concerne la quantité maximale importée qui pourrait être atteinte à partir de 2018.

En outre, la carte ci-dessous indique les principales interventions possibles au niveau européen pouvant avoir un impact sur la capacité italienne d'interconnexion.



Figura 4: Principaux dispositifs d'interconnexion susceptibles d'être réalisés

Les interventions sont réparties dans le cadre de deux groupes: Central South Regional Forum, dont l'Italie assure la coordination, et South Est Regional Forum, dont l'Italie est un pays membre.

5.3 L'état de transposition de la Directive 2009/28 en Italie

La Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir des sources renouvelables a introduit des modifications importantes au cadre réglementaire en vigueur en la matière : la distinction en trois volets - électricité, chaleur et transport – l'abrogation des Directives 2001/77/CE et 2003/30/CE et l'introduction de nouveaux mécanismes et de nouvelles contraintes pour les états membres.

En ce qui concerne sa transposition, cette directive ne semble pas appartenir à la catégorie des sources normatives communautaires directement applicables.

L'art. 27, en effet, prévoit comme date butoir pour la transposition le 5 décembre 2010 et établit que : *« Sans préjudice de l'article 4, paragraphes 1, 2 et 3, les États membres mettent en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la présente directive, le 5 décembre 2010 au plus tard. Lorsque les États membres adoptent des mesures, celles-ci contiennent une référence à la présente directive ou sont accompagnées d'une telle référence lors de leur publication officielle. Les modalités de cette référence sont arrêtées par les États membres. »*

2. Les États membres communiquent à la Commission le texte des dispositions essentielles de droit interne qu'ils adoptent dans le domaine régi par la présente directive ».

Des délais différents sont prévus pour les contraintes visées à l'art. 4, paragraphes 1, 2 et 3 qui fixent les objectifs nationaux obligatoires pour la part totale d'énergie venant des sources renouvelables par rapport à la consommation finale brute, pour la part d'énergie venant des sources renouvelables utilisée pour les transports, ainsi que pour les critères de durabilité des biocarburants et de bioliquides.

Chaque État membre est tenu d'assurer que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables par rapport à la consommation finale brute en 2020, calculée conformément aux critères établis par la directive, soit au moins égale à son objectif national général pour cette année.

De surcroît, tous les objectifs nationaux doivent être établis conformément à l'objectif de la Communauté pour 2020, c'est à dire qu'au moins 20% de la consommation finale brute d'énergie doit être produite à partir de sources renouvelables.

Avant d'aborder plus en détail les contenus de la directive pertinents aux fins de la présente étude, il convient de rappeler qu'en Italie la loi nationale transposant la directive pourrait fournir l'occasion de rationaliser l'ensemble des dispositions qui réglementent aujourd'hui cette matière.

Comme on a vu, au fil du temps un certain nombre de directives ont été abrogées, de surcroît plusieurs dispositions différentes se sont superposées, telles que les décrets de transposition, les lois de finance ou d'autres mesures plus spécifiques, voilà pourquoi on pourrait saisir cette occasion pour revoir de manière systématique et organisée les différentes dispositions, ainsi qu'un certain nombre de lois subjacentes devenues désormais obsolètes ou difficiles à interpréter en raison de la quantité excessive de dispositions parfois non totalement cohérentes les unes avec les autres.

Par souci de brièveté, bien que souhaitant une transposition complète du contenu de la directive ainsi qu'une harmonisation de l'ensemble des dispositions aujourd'hui en vigueur dans notre pays, on n'indiquera ici que les innovations principales que le dispositif réglementaire italien doit mettre en œuvre et on analysera seulement les éléments de la directive qui pourraient avoir un impact immédiat sur la réalisation de projets communs.

Pour ce faire, les paragraphes suivants présentent les articles de la directive, en indiquant pour chaque disposition prévue si la mise en conformité de la réglementation italienne a déjà eu lieu, en donnant les références relatives aux dispositions nationales spécifiques, ou bien si les prévisions communautaires représentent une innovation et nécessitent pour leur transposition l'adoption de nouvelles dispositions spécifiques.

5.3.1 Mécanismes de flexibilité (articles 6-12)

La directive introduit les mesures dites de flexibilité qui se distinguent en : transferts statistiques, projets communs et régimes de soutien communs visant à permettre à un État d'utiliser une partie de sa consommation d'énergie renouvelable pour permettre à un autre État (y compris les pays non UE) de réaliser ses objectifs contraignants.

Afin de mieux coordonner d'éventuelles actions en ce sens, il convient de rappeler que l'Italie a conclu deux accords avec des pays « tiers », bien qu'avec des objectifs différents :

- l'Accord du 10 mai 2006, stipulé avec l'Albanie qui, à partir de l'existence de mécanismes analogues de promotion et d'incitation de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, établit la délivrance de Certificats Verts et de Garanties d'Origine à la production verte (effectivement réalisée et exportée) venant d'installations qualifiées sur la base de procédures techniques réciproquement approuvées. Comme on a déjà vu, cet Accord fait actuellement l'objet d'une révision à la suite de modifications importantes apportées au régime d'aides dans le dispositif réglementaire italien (voir notamment les lois de finances 296/06 et 244/07).
- le Memorandum d'Entente du 6 mars 2007, conclu avec la Confédération Helvétique pour la reconnaissance réciproque des Garanties d'Origine et la définition des modalités d'exemption pour l'énergie produite en Suisse et exportée en Italie et vice-versa, à partir de 2006 .

Il est donc nécessaire de mettre en place des dispositions nationales plus détaillées pour permettre d'appliquer les mesures de soutien introduites par la directive.

5.3.2 Garantie d'Origine (article 15)

Le système de délivrance des Garanties d'Origine étant déjà bien réglementé, il convient cependant de souligner les aspects d'innovation introduits par la directive (entre autres : l'extension de ce mécanisme à la production de chauffage et de refroidissement à partir de sources renouvelables, l'interdiction explicite du double comptage, les modalités d'interaction avec les mesures de flexibilité, la durée annuelle) et de rappeler que l'Italie a attribué une

valeur économique à cette certification, qui a été utilisée pour reconnaître l'exemption des obligations visées à l'art. 11 du décret législatif 79/99.

L'Italie est en effet le seul État membre à avoir opté pour cette utilisation, ce qui a eu de nombreuses retombées sur les importations d'énergie provenant d'autres pays, y compris des pays non frontaliers, dont la nécessité de « reconstruire » les transits, et sur les contrôles à effectuer pour vérifier la nature effectivement renouvelable de cette énergie.

On attire enfin l'attention sur le décret ministériel du 31 juillet 2009 en matière de divulgation d'informations détaillées sur les sources énergétiques pour analyser ses implications et ses éventuelles superpositions avec d'autres mesures.

5.4 La Loi communautaire pour 2009

La transposition de la Directive 2009/28/CE est presque achevée, en effet le 12/05/2010 le Sénat²¹ a approuvé ladite « loi communautaire » qui discipline les modalités de mise en œuvre de la réglementation communautaire dans le dispositif italien.

Dans le décret législatif transposant la Directive 2009/28/CE, le Gouvernement, par le biais du Ministère du développement économique chargé de définir les orientations nécessaires, doit suivre les critères et les principes directeurs du texte de l'UE. Aux fins des objectifs poursuivis dans cette étude il convient de rappeler que parmi les principes que le Gouvernement italien est appelé à garantir figurent :

- a) la réalisation des objectifs contraignants de l'État par la promotion conjointe de l'efficacité énergétique et de l'utilisation de sources renouvelables pour la production et la consommation d'électricité, de chauffage et de biocarburants, à mettre en œuvre, entre autres, par la régulation de l'Autorité pour l'Énergie Électrique et le Gaz ;
- b) dans la définition du plan national, à adopter avant le 30 juin 2010, il faut tenir compte de la nécessité de garantir un développement équilibré des différents secteurs qui contribuent à la réalisation des objectifs nationaux et cela sur la base de critères tenant compte du rapport coûts-bénéfices ;
- c) favoriser les initiatives de coopération pour les transferts statistiques et les projets communs avec les États membres et les pays tiers en impliquant également les régions et les opérateurs privés, dans le respect des critères d'efficacité en vue de la réalisation complète des objectifs nationaux ;
- d) adapter et renforcer le régime d'incitations des sources renouvelables, de l'efficacité et des économies énergétiques sans charges supplémentaires pour les finances publiques ;
- e) sans augmenter les tarifs pour les utilisateurs, mais en améliorant le système d'aides à la production d'énergie électrique des installations alimentées à partir de biomasse et biogaz afin de promouvoir, conformément à la réglementation de l'UE en matière d'aides de l'État, la réalisation et l'utilisation d'installations servant aux activités agricoles de la part des entrepreneurs de ce secteur.

Comme il ressort de cette synthèse des lignes directrices pour la transposition, le Gouvernement italien est très attentif aux mécanismes de coopération utiles pour la réalisation de l'objectif national.

En outre, le texte de la Loi communautaire affirme explicitement que l'adéquation et le renforcement du mécanisme d'incitations des sources renouvelables doit se faire sans engager de nouvelles dépenses ni augmenter celles déjà existantes pour les finances publiques et sans augmenter les tarifs payés par les utilisateurs, mais en procédant à une révision des aides à la production d'énergie électrique venant d'installations alimentées par la biomasse et le biogaz.

²¹LOI 4 juin 2010, n. 96, Dispositions en matière d'exécution des obligations découlant de l'appartenance de l'Italie à la Communauté Européenne - Loi communautaire 2009

Tout ce qui précède a des répercussions directes sur le choix de l'aide à accorder à la production tunisienne venant de sources renouvelables. Les régimes d'aide pris en considération par le GSE pour la production SER en Tunisie sont les Certificats Verts ou le Tarif Global.

SOURCES

- MEDRING *Update: Volume I- Overview of Power Systems of the Mediterranean Basin*, final draft, April 2010
- GTZ, *Energy – policy framework conditions for electricity markets and renewable energies*, November 2009
- RCREEE, *Appui techniques/prestations de services pour l'évaluation de l'impact économiques, environnementale de la réglementation nationale et des incitations relatives aux énergies renouvelable et l'efficacité énergétique*, May 2010
- *Market Status: Tunisia - Strategy to encourage more private investment* Jan Dodd, Wind power Monthly Magazine, 01 March 2010
- *Le Plan Solaire Tunisien*, Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des PME, Décembre 2009
- Kfw Carbon Fund; DEG - Deutsche Investitions - und Entwicklungsgesellschaft mbH (advice/project finance), Pubblicato a Giugno 2009
- GTZ, *Energy-policy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies 16 Country Analyses Eschborn*, Energy-policy Framework Papers, Section Energy and Transport, November 2009
- World Bank, *State and trends of the carbon market 2010*
- U.S. Department of Energy Information Administration Form EIA-1605 (2007); Form Approved OMB No. 1905-0194 Expiration Date: 07/31/2010 “Foreign Electricity Emission Factors, 1999-2002”
- *Document accompanying the Commission Decision determining a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage pursuant to the Directive 2003/87/EC*. Impact assessment, Brussels, 4 September 2009. Commission of the European Communities
- *National Communication of Tunisia to the UNFCCC*, October 2001
- *Renewable Energy in the Southern and Eastern Mediterranean Countries*, Current situation, Observatoire Méditerranéen de l'Energie June 2007
- IEFE, *I costi di produzione delle energia elettrica da fonti rinnovabili*, dicembre 2008
- Camera Tunisino-Italiana di Commercio ed Industria Business Atlas 2009

WEBGRAPHIE

- Site officiel de la CCNUCC pour le MDP: <http://unfccc.int>
- Site officiel CD4CDM, initiative PNUD de soutien du MDP dans les PED: www.cd4cdm.org
- Site de l'AND tunisienne: <http://www.cdmtunisia.tn/en/index2.php>
- Site officiel du Ministère tunisien de l'industrie, de l'énergie et des PME: <http://www.anme.nat.tn/index.asp?pId=149>
- Site officiel de l'Agence tunisienne de promotion de l'industrie: www.tunisieindustrie.nat.tn
- Site officiel du Centre tunisien de promotion des exportations : www.cepex.nat.tn
- Site officiel du Ministère italien de l'environnement, de la protection du territoire et de la mer: <http://www.minambiente.it>
- Communication Nationale de la Tunisie à la CCNUCC, octobre 2001, <http://unfccc.int>
- Lois et décrets publiés au Journal Officiel tunisien à partir de 1992 <http://www.iort.gov.tn/>
- Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.: www.gse.it
- Ministero dello Sviluppo Economico: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/>
- Terna –S.p.A.: <http://www.terna.it/>
- Gestore dei Mercati Energetici – GME .S.p.A.: <http://www.mercatoelettrico.org>
- Autorità per Energia elettrica e il Gas: <http://www.autorita.energia.it>
- UNFCCC pour le CDM: <http://unfccc.int>
- DNA Tunisina: <http://www.cdmtunisia.tn/en/index2.php>
- <http://www.mincomes.it/>
- ANME: <http://www.anme.nat.tn/index.asp?pId=118>
- IDEX gesticato da Borsa Italiana: www.idx.it
- www.undp.org
- Doing business: <http://www.doingbusiness.org/economyrankings/?regionid=4>
- Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz - STEG: <http://www.steg.com.tn/>