



REPUBLIQUE TUNISIENNE

MINISTRE DES AFFAIRES LOCALES ET DE L'ENVIRONNEMENT

RAPPORT SUR L'ENERGIE DURABLE EN TUNISIE

RAPPORT SUR L'ENERGIE DURABLE EN TUNISIE

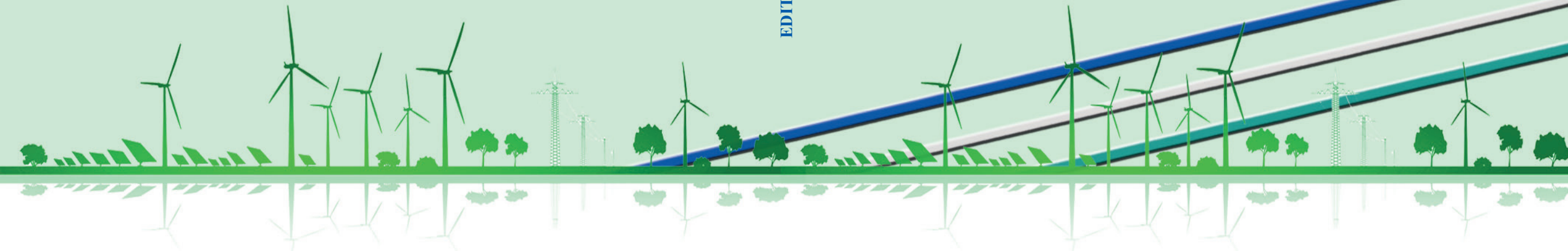
EDITION 2018



Observatoire Tunisien de l'Environnement et du Développement Durable

3, Rue de Kenya, 1002 Tunis Belvédère

Tél. : 71 845 006 - Fax : 71 845 004 - oted@anpe.tn





REPUBLIQUE TUNISIENNE

MINISTERE DES AFFAIRES LOCALES ET DE L'ENVIRONNEMENT

RAPPORT SUR L'ENERGIE DURABLE EN TUNISIE





TABLE DES MATIERES

PARTIE 1: INTRODUCTION AU CONCEPT D'ENERGIE DURABLE	11
PARTIE 2: LA DEMANDE D'ENERGIE	25
PARTIE 3: ETAT DES RESSOURCES ENERGETIQUES	47
PARTIE 4: EQUILIBRES ENERGETIQUES ET ADEQUATION ENERGIE-ECONOMIE	81
PARTIE 5: L'ENERGIE ET L'ENVIRONNEMENT	95
PARTIE 6: ETAT DES LIEUX DE LA POLITIQUE TUNISIENNE DE MAITRISE DE L'ENERGIE	151
PARTIE 7: PROSPECTIVE ENERGETIQUE ET INDICATEURS D'EVOLUTION	185
PARTIE 8: LES INDICATEURS D'ENERGIE DURABLE	203
PARTIE 9: COMMENTAIRES SUR LES INDICATEURS D'ENERGIE DURABLE	225





LISTE DES FIGURES

- Figure 1: Demande d'énergie primaire dans le monde (source AIE)
- Figure 2: Contribution des sources d'énergie 1973 vs 2013 (source AIE)
- Figure 3: Énergie primaire mondiale par région (source AIE)20
- Figure 4: Production du pétrole brut par région (source AIE)
- Figure 5: Production mondiale de Gaz Naturel par région (source AIE)
- Figure 6: Répartition de la production du charbon par région (source AIE)
- Figure 7: production mondiale d'énergie nucléaire (source AIE)
- Figure 8: Parts du nucléaire dans la production électrique dans le monde (source AIE)
- Figure 9: Production hydroélectrique par région(source AIE)
- Figure 10: Consommation mondiale finale par type de combustible (source AIE)
- Figure 11: parts de la consommation d'énergie primaire par type de combustible (2014)
- Figure 12: Evolution de la consommation d'énergie primaire conventionnelle période 1990-2014 .
- Figure 13: Évolution des indices du PIB et de la consommation d'énergie primaire sur la période 1990- 2014.
- Figure 14: Evolution de la consommation primaire conventionnelle par forme d'énergie
- Figure 15: Répartition de la demande des produits pétroliers en 2014(ource : ETAP)
- Figure 16: Historique de la contribution du gaz utilisé pour la production d'électricité
- Figure 17: Evolutions respectives de la consommation de pétrole et de gaz sur la période 2000-2014.
- Figure 18: Consommation d'énergie primaire par habitant (source ANME/ONE)
- Figure 19: Comparaison internationale: consommation énergie primaire par habitant (source AIE)
- Figure 20: Structure de la consommation d'énergie finale en Tunisie par forme d'énergie en 2014..
- Figure 21: Consommation énergie finale période 1990-2014 (source ONE)
- Figure 22: Structure de la consommation finale d'énergies conventionnelles par secteur d'utilisateur en 2014 (Source ANME)
- Figure 23: Évolution de la demande d'énergie finale répartie par secteur - période 1990-2014 (ktep)
- Figure 24: Evolution tendancielle de l'intensité énergétique primaire (Source ANME)
- Figure 25: Comparaison internationale de l'intensité énergétique (2013)
- Figure 26: Distribution des réserves de pétrole par région (Souce ETAP).
- Figure 27: Distribution des réserves de gaz naturel par région (Souce ETAP)
- Figure 28: Production nationale de brut et condensat (ktep) (source ONE)
- Figure 29: Production des différents gisements de pétrole (source ONE)
- Figure 30: Production nationale de gaz naturel (source ONE)
- Figure 31: Ressources et consommation d'énergie primaire
- Figure 32: Évolution du solde énergétique (source ONE)

- Figure 33: Nombre de permis d'exploration (Souce ETAP)
- Figure 34: Valeurs des investissements d'exploration (Souce ETAP)
- Figure 35: Évolution des exploration et des découvertes (Souce ETAP)
- Figure 36: Ressources en hydrocarbures (source ONE)
- Figure 37: Production nationale de gaz naturel (Souce ONE)
- Figure 38: Parts relatives Gaz nat./Pétrole (Souce ONE)
- Figure 39: Productions des gisements pétroliers 2005-2014 (Souce ONE)
- Figure 40: Le potentiel solaire et éolien tunisien
- Figure 41: Surface cumulée de capteurs installés
- Figure 42: Kits solaires par gouvernorat (source ANME) .
- Figure 43: Puissances PV raccordées au réseau (Source ANME)
- Figure 44: Répartition de la consommation de bois énergie par région
- Figure 45: Offre de bois énergie réalisée et disponible par type de ressources en 1997
- Figure 46: Répartition de l'offre de bois énergie disponible selon les régions
- Figure 47: Adéquation entre l'offre et demande régionales de bois énergie en Tunisie
- Figure 48: Bilan par région de bois énergie en Tunisie en 2010
- Figure 49: Évolution du taux de couverture de la demande par les ressources nationales decombustibles fossiles (Souce ONE)
- Figure 50: Historique des importations et des exportations d'énergie en Tunisie
- Figure 51: Historique de la balance des paiements énergétiques en Tunisie
- Figure 52: Historique du taux de couverture des importations énergétiques
- Figure 53: Historique des termes de l'échange entre les importations et
- Figure 54: Évolution des prix moyens des importations et des exportations d'énergie (DT/tonne)
- Figure 55: Evolution de la compensation des prix de l'énergie
- Figure 56: Évolution des émissions agrégées de GES dus à l'énergie
- Figure 57: Taux de croissances comparatifs des émissions de GES et du PI
- Figure 58: Croissances comparées des émissions de GES dues à l'énergie et de la population
- Figure 59: Évolutions contrastées des émissions de GES dues à l'énergie (Souce ANME)
- Figure 60: Evolutions des émissions des autres GES dues à l'énergie (Souce ANME) .
- Figure 61: Importation et exportation produits pétroliers -(Source ONE)
- Figure 62: Contributions respectives des secteurs aux économies d'énergie
- Figure 63: Économie d'énergie provenant des actions d'EE (Source ANME)
- Figure 64: Utilisation des ressources du FNME (source ANME)
- Figure 65: Scénarios de la demande d'énergie primaire (source ANME)
- Figure 66: Évolution prévisionnelle de la structure de la valeur ajoutée des secteurs économique
- Figure 67: Évolution du PIB (prix constant 90) 2010-2030

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau 1: Evolution de la demande d'énergie primaire (source ANME/OTE)
- Tableau 2: Consommation d'énergie primaire en Tunisie par forme d'énergie en 2014
- Tableau 3: Consommation d'énergie finale en Tunisie par forme d'énergie (Année 2014)
- Tableau 4: Réserves mondiales de pétrole par région (source ETAP)
- Tableau 5: Réserves mondiales de gaz naturel par région à fin 2014 (source ETAP)
- Tableau 6: Ressources nationales en énergie primaire (source ANME/ONE)
- Tableau 7: l'Energie éolienne en tunisie
- Tableau 8: Prévision du développement de l'éolien (PST)
- Tableau 9: Répartition des puits équipés de pompages photovoltaïques (source ANME)
- Tableau 10: Puissances photovoltaïques à intaller jusqu'à l'horizon 2030 (source PST)
- Tableau 11: Évaluation du gisement et du potentiel mobilisable et éparpillé des déchets organiques (hormis les Ordures ménagères) (source ANGeD)
- Tableau 12: Consommation de biomasse-énergie par type d'énergie en Tunisie (Rapport SCET Tunisie)
- Tableau 13: Évolution de la balance énergétique commerciale en Tunisie.
- Tableau 14: Evolution des prix internes et de la compensation de l'Etat des principaux produits pétroliers entre les deux réajustements tarifaires de septembre 2005 et janvier 2006
- Tableau 15: Taux de compensation des principaux produits pétroliers
- Tableau 16: Évolution des émissions agrégées de GES dus à l'énergie sur la décennie 1990-2013 en Tunisie (1000 Té-CO₂)
- Tableau 17: Evolution des émissions agrégées de GES par source d'émission sur la décennie 2000-2013 en Tunisie (1000 Té-CO₂)
- Tableau 18: Évolution des émissions de GES dues à l'énergie par secteur consommateur sur la période 2000-2013 en Tunisie (1000 Té-CO₂) (source ANME)
- Tableau 19: Évolution de la structure des émissions de GES dues à l'énergie par secteur consommateur sur la période 2000-2013 en Tunisie (%) (source ANME)
- Tableau 20: Évolution de la production d'électricité aux bornes centrales et des émissions en découlant sur la période 2000 - 2013 en Tunisie (source ANME)
- Tableau 21: Évolution de quelques indicateurs du secteur industriel sur la décennie 2000 - 2013 en Tunisie (source ANME)
- Tableau 22: Évolution de la part du gaz naturel et de l'électricité dans la consommation du secteur industriel sur la décennie 2003-2013 en Tunisie par à la consommation énergétique totale
- Tableau 23: Évolution des émissions de GES dues à l'énergie par gaz en unités originales
- Tableau 24: Évolution des émissions de GES dues à l'énergie par gaz en terme agrégés
- Tableau 25: Capacité de stockage par produit (source STIR)
- Tableau 26: Produits de raffinage en 2014 (source STIR)
- Tableau 27: Évolution du brut traité de 2001 au 2014 (source STIR)

- Tableau 28: Émissions de GES dues à l'activité de raffinage en Tunisie en 2010
- Tableau 29: Synthèse des résultats globaux du plan d'action
- Tableau 30: Actions du secteur industriel
- Tableau 31: Actions des secteurs résidentiel et tertiaire
- Tableau 32: Actions du secteur des transport
- Tableau 33: Impacts respectifs des Audits/CP et de l'efficacité énergétique dans le secteur électrique en terme d'économie d'énergie (ktep)
- Tableau 34: Ressources du FNME (ou FTE) en 1000 DT
- Tableau 35: Plan d'action EE (source ANME)
- Tableau 36: Résultats attendus (source ANME)
- Tableau 37: Consommations énergétiques primaires du scénario de prolongement des tendances (ktep)
- Tableau 38: Évolution de la production nationale de combustibles (ktep)
- Tableau 39: Consommations énergétiques finales et indicateurs du scénario de prolongement des tae
- Tableau 40: Consommations énergétiques primaires du scénario volontariste 2 (Mtep)
- Tableau 41: Consommations énergétiques finales et indicateurs du scénario volontariste 2
- Tableau 42: Evolution des indicateurs énergétiques du scénario de référence
- Tableau 43: Évolution des indicateurs énergétiques du scénario volontariste 2

ACRONYMES

ANME	: Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
ANGeD	: Agence Nationale pour la Gestion des Déchets
AFAT	: Agriculture, Forêt et les autres Affectations des Terres
ATFP	: Agence Tunisienne de Formation Professionnelle
CCNUCC	: Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CSNER	: Chambre Syndicale Nationale des Énergies Renouvelables
DT	: Dinar Tunisien
éCO ₂	: Tonne équivalent CO ₂
EE	: Efficacité Énergétique
ER	: Énergies Renouvelables
FNME	: Fonds National de Maîtrise de l'Énergie
FTE	: Fonds de Transition Énergétique
GES	: Gaz à Effet de Serre
GIZ	: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
Tonne eCO ₂	: Tonne équivalent CO ₂ (TeCO ₂)
KTeCO ₂	: 1000 Tonne équivalent CO ₂
Ktep	: 1000 Tonne équivalent Pétrole
MRV	: Measurement Reporting and Verification (Mesure-Notification et Vérification, MNV)
Mtep	: Million de Tonnes Équivalent Pétrole
MTéCO ₂	: Million Tonne équivalent CO ₂
MDP	: Mécanisme de Développement Propre
MW	: Méga Watt
ONAS	: Office National de l'Assainissement
ONE	: Observatoire National de l'Énergie
PIB	: Produit Intérieur Brut
PNUE	: Programme des Nations Unies pour l'Environnement
PV	: Photovoltaïque
PNUD	: Programme des Nations Unies pour le Développement
STEG	: Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz
TEP	: Tonne Équivalent Pétrole

AVANT PROPOS

Le présent rapport représente la mise à jour de l'étude initiale intitulée «Rapport sur l'énergie durable 2006. » dont les données s'arrêtaient à l'année 2004.

Afin de faciliter la référence à l'étude originale et la comparaison des mises à jour avec celle-ci, le présent rapport a adopté la même structure que le rapport initial à l'exception de la partie 1 intitulée :

« Introduction à l'énergie renouvelable » qui a été remplacé par « La demande de l'énergie dans le monde ». Ceci a été fait compte tenu du fait que les définitions et les concepts présentés dans la partie 1 du texte original demeurent valables et ne demandent donc pas une mise à jour, d'une part et que d'autre part, les termes de références relatifs à la nouvelle étude prévoient l'analyse de la conjoncture internationale.

L'étude initiale a été réalisée dans le cadre d'une initiative concertée du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable, à travers l'OTEDD, et appuyée par la coopération allemande par le biais de la GTZ, visant la réalisation d'études sur le développement durable dans plusieurs secteurs (pêche et aquaculture, forêt, industrie, tourisme, énergie, transports, etc.).

La dite étude a présenté un état de la situation du secteur de l'énergie en 2004, introduit le concept de développement durable appliqué à ce secteur ainsi que la démarche et les indicateurs permettant d'apprécier l'évolution constatée dans le passé et les perspectives futures offertes en rapport avec le développement durable.

Le document initial représente la première étape d'un travail qui a contribué à l'élaboration d'un guide tunisien sur l'énergie durable, devant servir comme outil d'aide à la décision, dans l'optique d'une recherche assidue du développement durable.

La mise à jour actuelle a respecté la structure du document initial tout en commentant ou complétant certaines parties en tenant compte du contexte actuel du secteur de l'énergie tant au niveau national qu'au niveau international.

Ce travail a été coordonné par «Amel Ben Mohamed» Cadre Technique à l'OTEDD

PARTIE 1

INTRODUCTION AU CONCEPT D'ENERGIE DURABLE





LE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Le rapport Brundtland définit le développement durable comme étant : «Un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs».¹ En 1991, la nouvelle stratégie de conservation de la nature publiée par l'UICN, le WWF et le PNUE définissaient le développement durable comme : le fait d'améliorer les conditions d'existence des communautés humaines, tout en restant dans les limites de la capacité de charge des écosystèmes.

Les deux perceptions du développement durable ne sont pas antinomiques. Elles sont en réalité très proches; voire complémentaires, puisqu'un développement qui répond aux besoins du présent signifie, évidemment qu'il permet d'améliorer les conditions de vie des communautés humaines. En outre, en respectant les capacités de charges des écosystèmes, on s'attache justement à ce que les générations futures puissent profiter d'écosystèmes équilibrés.

En réalité, même si la durabilité du développement est à entrevoir à un niveau planétaire, il n'existe pas une perception du développement durable qui soit unique. Depuis le rapport Brundtland, chaque pays a commencé à définir ses propres objectifs et priorités de développement durable. Chaque pays y reflètera ses propres ressources, besoins, aspirations, ainsi que ses conditions économiques et sociales.

Loin de toute rigidité imposée par l'universalité du concept, les stratégies de développement durable doivent donc amplement refléter ces différences, et par conséquent, intégrer des définitions différentes de ce qui serait le développement durable auquel un pays donné aspirerait.

L'épuisabilité des ressources est, en principe, à la base du risque de non durabilité. Toutes les ressources naturelles sont d'ailleurs épuisables. Mais même les ressources renouvelables sont épuisables; si elles sont surexploitées. Tel est notamment le cas des ressources halieutiques, forestières, de diversité biologique, etc.

¹ "Our Common Future", Oxford, UK, World Commission on Environment and Development, 1987.

Épuisables ou renouvelables, c'est la manière dont les ressources sont utilisées, et dont les revenus qui en découlent sont «réinvestis» qui détermine le caractère durable ou pas du développement.

Pour un pays donné, il s'agira de transposer un tel concept avec pragmatisme, selon ses propres conditions et aspirations, selon les types de ressources dont il est question, et selon leur poids et leur contribution au développement.

Un pays qui exploite totalement ses ressources épuisables, par exemple le gaz naturel, pour développer son présent, sans planifier les bases de son développement futur, est un pays qui s'écarte fondamentalement du développement durable. A l'inverse, pour un pays qui épuise par exemple ses ressources de gaz naturel, mais se construit grâce aux apports financiers de ce gaz, une infrastructure industrielle diversifiée avec une stratégie de positionnement économique judicieuse, l'épuisabilité de sa seule ressource n'affectera pas la durabilité de son développement.

1.1 Énergie et développement durable

L'énergie se trouve, justement, au centre des préoccupations liées au développement durable. En effet, l'énergie est indéniablement un des facteurs déterminants du développement économique et social, dans la mesure où elle soutient la croissance des activités économiques, d'une part, et elle répond à l'augmentation des besoins en confort et en services de la population, consécutivement à l'amélioration de leur niveau de vie.

L'énergie n'est, donc, pas une fin en soi. La fin c'est la prospérité économique, de meilleures conditions de vie, une économie durable et un environnement propre.²

Considérant la finalité de l'utilisation de l'énergie, aucune forme d'énergie ne pourrait être considérée comme bonne ou mauvaise. Toute énergie disponible et susceptible d'être transformée sous une forme appropriée devrait pouvoir être utilisée, pour satisfaire les besoins économiques et sociaux.

2 - Energy Indicators for Sustainable Energy Development: Guidelines and Methodologies. International Atomic Energy Agency-United Nations-International Energy Agency-EUROSTAT-European Environment Agency.

D'un autre côté, tous les systèmes d'offre et d'utilisation des énergies fossiles, déjà basés sur des ressources limitées, et donc non durables, génèrent des impacts, souvent importants; parfois irréversibles, sur l'environnement. Il n'existe aujourd'hui, aucun système de production ou conversion énergétique qui n'ait pas de risques ou qui ne génère pas de rejets. A tous les niveaux des filières d'énergie fossile, de la production à l'utilisation finale, des polluants sont générés, émis, rejetés, avec souvent des impacts sévères sur la santé et sur l'environnement.

A côté des impacts directs et visibles dans les sols, les eaux, l'air, etc., toutes les filières énergétiques basées sur des combustibles fossiles ont également des conséquences plus indirectes sur la santé, et à plus long terme sur le climat de la planète.

L'utilisation de l'énergie nucléaire est, quand à elle, source de préoccupations liées aux normes de sécurité durant le cycle de production, ainsi qu'au transport, traitement et stockage des déchets radioactifs.

L'utilisation de la biomasse-énergie, dans les pays en développement, induit également des risques écologiques importants (déforestation, désertification, perte de biodiversité), dans la mesure où les populations prélèvent souvent de manière excessive sur le capital du couvert végétal.

En outre, une forte proportion des habitants des pays en développement utilisent encore l'énergie animale pour la production agricole et pour se déplacer et n'ont pas accès à l'électricité. Ces populations n'ont, finalement, pas accès aux services énergétiques de base, ce qui limite leur développement socioéconomique, qui est pourtant une des composantes importantes du développement durable.

Les énergies renouvelables, elles, sont en principe infinies,³ mais elles ne permettent pas de satisfaire tous les besoins immédiats de la population, et économiquement elles ne sont pas encore à la portée, et en tout cas ne soutiennent pas encore la concurrence avec les énergies fossiles.

Quant aux énergies du futur proche comme les biocarburants, leur développement dépendra des prix des combustibles conventionnels, à condition

3- Certaines énergies renouvelables, comme la biomasse-énergie, sont cependant épuisables si les ressources sont mal gérées.

évidemment qu'ils ne viennent pas soustraire des terres fertiles à l'agriculture de subsistance, et donc mettre en péril les équilibres alimentaires.

En ce qui concerne les énergies du futur plus lointain, comme l'hydrogène, elles sont évidemment très prometteuses, mais il faudra encore des années, voire des décennies avant qu'elles ne passent au stade de la diffusion généralisée.

Pourtant, force est de reconnaître, qu'aujourd'hui, grâce au développement technologique et à une meilleure prise en compte des impacts des utilisations énergétiques, un pays en développement peut progresser plus rapidement dans le domaine industriel, et donc évoluer vers plus de prospérité économique à moindre coût et avec des impacts environnementaux moindres que ce qui avait été le cas pour les pays développés durant la phase de transition industrielle.

Comment donc trouver «l'équilibre parfait» entre, d'une part la satisfaction légitime des besoins immédiats d'amélioration des conditions de vie de la population et, d'autre part, la protection des équilibres écologiques et la préservation des ressources naturelles. La recherche d'un tel équilibre est d'autant plus utopique que le concept de durabilité est une responsabilité planétaire. Economie, Environnement, Technologies, tout est devenu trop lié pour qu'un pays, individuellement, puisse ambitionner de parvenir à cet équilibre.

Peut être que finalement, un développement énergétiquement durable, ne consisterait pas à atteindre le parfait équilibre, mais il s'agit plutôt de s'attacher à chercher le meilleur compromis possible ! Comment, justement, parvenir à un tel compromis ? Quels sont les outils nous permettant de savoir si l'on s'y rapproche ?

Réussir un développement économique durable nécessitera donc une utilisation judicieuse des ressources et des technologies ainsi que la mise en place de politiques/stratégies de développement et d'incitations économiques appropriées.

D'un autre côté, il est nécessaire de «surveiller» régulièrement les impacts de telles politiques/stratégies, pour s'assurer qu'elles suivent un profil de développement durable et pour être capable de les ajuster à temps, si nécessaire.

«Utilisation judicieuse» et «surveillance»; deux principes majeurs soutenant le développement durable, et qui doivent être appliqués à ce facteur de production et de bien être qu'est l'énergie.

1.2 Durabilité énergétique

Il est utile de rappeler ici, que le niveau de consommation d'énergie conventionnelle par tête, était considéré dans les années 60-70, et même 80, comme un indicateur fiable et pertinent du niveau de développement atteint par un pays. Il y avait alors une vision très mimétique du développement économique et social, où la demande d'énergie –pilier de la croissance économique- devait s'engager dans une croissance effrénée que l'offre «n'avait qu'à» satisfaire.

Pour se développer, les pays industrialisés étaient les modèles à suivre, or le niveau de prospérité de ces pays était jugé à l'aune de leur consommation d'énergie.

Cette perception qui était de mise à l'époque, n'est plus pertinente aujourd'hui, elle a même mené le monde à l'impasse. Pour preuve, on assiste aujourd'hui, presque impuissants, à la montée des risques «d'insécurité énergétique» liés aux perturbations des marchés énergétiques et on subit les retombées environnementales largement avérées des modèles énergétiques du passé et du présent.

Du point de vue des risques encourus, seul un développement «sobre en énergie» est en mesure d'éviter des ruptures majeures. Il est donc le seul gage de durabilité, perçu dans l'optique du «meilleur compromis».

Du point de vue économique, les scénarios sobres se comparent aujourd'hui très favorablement aux scénarios d'apparente abondance énergétique: les coûts de production et de distribution d'énergie y sont, en effet, bien souvent supérieurs aux coûts des mesures et actions de maîtrise de l'énergie.

Pour éviter l'inéluctable impasse et changer totalement l'avenir énergétique, une perception différente des modes d'utilisation de l'énergie et de leur liaison avec la prospérité économique et sociale était devenue indispensable.

Plusieurs études prospectives à long terme ont démontré qu'il existe aujourd'hui des marges de manœuvre très importantes pour la réduction spectaculaire de la consommation énergétique mondiale, sans ralentir la croissance des pays du Nord et sans entraver le développement des pays du Sud.

Le modèle le plus probant, aujourd'hui est à l'opposé de la politique de l'offre en vigueur dans les années 70-90, puisqu'il se fonde sur le « développement par la maîtrise de l'énergie » qui rééquilibre les politiques énergétiques. Ce modèle accordera évidemment une priorité forte à la satisfaction

des besoins énergétiques fondamentaux de la population, mais celle-ci se fera en favorisant la maîtrise de l'énergie (efficacité énergétique, énergies renouvelables, diversification énergétique), qui réduit la dépendance énergétique et donc la vulnérabilité économique du pays par rapport aux marchés internationaux. Ce modèle s'attachera également à maîtriser les impacts: sociaux, santé humaine, sols, eaux, air. C'est là le côté «utilisation judicieuse» de l'énergie.

L'autre aspect concerne la «surveillance» ou le suivi de l'évolution énergétique pour apprécier la manière dont nous utilisons l'énergie, et nous assurer que l'on se place vraiment dans la bonne trajectoire pour parvenir au meilleur compromis de durabilité, sinon essayer de corriger la trajectoire. Pour être à même d'assurer un tel suivi, les décideurs ont besoin d'indicateurs reflétant l'évolution de la situation énergétique nationale.

1.3 Les dimensions du développement appliquées à l'énergie

Dans son rapport sur le Développement Durable,⁴ l'AIEA a défini le développement durable comme étant l'amélioration de la qualité de vie de la population, tout en s'assurant qu'elle soit durable sur le double plan économique et environnemental, et qu'elle soit institutionnellement soutenue.

En se basant sur une telle définition de la durabilité, l'AIEA définit donc quatre dimensions du développement durable.

Une dimension sociale: elle concerne la disponibilité de l'énergie qui touche à l'équité sociale, laquelle a des incidences positives directes sur l'atténuation de la pauvreté, l'emploi, l'éducation, la transition démographique, la pollution dans les foyers, la santé, et la question des genres.⁵

Une dimension économique: elle concerne la disponibilité et la fiabilité de l'approvisionnement en énergies modernes et en particulier de l'électricité, lesquelles sont les bases de l'industrialisation et donc les piliers de la productivité et de la croissance économique.

Une dimension environnementale: elle concerne les impacts de l'utilisation de l'énergie sur l'environnement; sur l'ensemble des filières et des cycles d'extraction jusqu'à la consommation. La maîtrise de ces impacts est

4 Energy Indicators for Sustainable Energy Development: Guidelines and Methodologies. International Atomic Energy Agency-United Nations-International Energy Agency-EUROSTAT-European Environment Agency

5 Par exemple, la disponibilité des énergies modernes améliore sensiblement la condition de la femme, qui peut se consacrer, ainsi à des activités plus productives.

un garant de la prospérité et de la santé de la population et de la poursuite d'un développement équilibré.

Une dimension institutionnelle: elle concerne, par exemple, l'existence et la stabilité d'un cadre institutionnel favorable au développement durable et capable de soutenir et d'appliquer une stratégie cohérente de développement durable; en y incluant le développement des compétences dans le domaine statistique, des capacités analytiques, de l'éducation, de la recherche et du développement.

Cette classification du développement durable se retrouve effectivement dans la majorité des travaux qui ont traité de la question. Pour être capable de juger si l'on est dans une trajectoire menant vers le développement durable, l'Agenda 21, présenté au Sommet de la Terre de Rio en 1992 a justement requis à ce que les pays développent le concept d'indicateurs de développement durable. Ainsi, Le Département des Nations Unies pour les Affaires Économiques et Sociales (UNDESA), l'Agence Internationale de l'Énergie, et l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) ont joint leurs efforts pour réfléchir à la manière de formaliser le concept de développement durable appliqué à l'énergie, et d'élaborer une démarche d'évaluation. L'Office des statistiques de la Communauté européenne et l'Agence Européenne de l'Environnement se sont joints à ces organismes pour contribuer à ce travail collectif sur le développement durable.

Si les trois premières dimensions (sociale, économique et environnementale) se retrouvent finalement dans tous les travaux précédents, et ont été repris intégralement par ce travail collectif, la dimension institutionnelle a été mise en «attente» en attendant de pouvoir définir des indicateurs appropriés.

En effet, pour les aspects institutionnels, les indicateurs sont, par nature, beaucoup plus difficiles à cerner et à quantifier. De plus, ce sont les développements énergétiques futurs qui détermineront les réponses politiques et institutionnelles à leur associer. Il s'agit donc d'objectifs «mouvants», dont il n'était pas possible de cerner les contours dans le travail de l'AIEA.

Par conséquent, de manière similaire par rapport à ces travaux récents, le présent rapport définira le concept de développement durable, autour des trois principales dimensions: sociale, économique et environnementale.

1.3.1 Dimension sociale: Accès à l'énergie pour tous et à des coûts abordables

Pour être harmonieux, un développement énergétique durable doit nécessairement donner l'accès à l'énergie à toutes les couches de populations. C'est là, la condition basique d'un développement durable.

Ainsi, l'accès aux services énergétiques de base doit être généralisé; en particulier l'électricité et les énergies les plus propres, les plus saines pour la santé et les plus pratiques; comme le gaz butane (GPL) ou le gaz naturel pour les usages cuisson, chauffage de l'eau ou chauffage. Pour le citoyen tunisien, se développer c'est aussi accéder à des niveaux plus élevés de bien-être économique et social. Or, la recherche du bien-être impose nécessairement la satisfaction de ses aspirations de confort, et celles-ci passe par l'accès systématique aux énergies les plus propres, les moins nuisibles à sa santé, et à des coûts abordables.

Sur un autre plan, la croissance économique se « nourrit » de l'énergie. Pour toutes les activités économiques ; industrielles, transport, tertiaires, agricoles, l'énergie est un facteur déterminant de production. Toute croissance de ces secteurs appelle donc une hausse de la consommation d'énergie. Celle-ci garantit la poursuite de la croissance économique, et donc favorise le raffermissement de du bien être social.

Toutefois, l'énergie peut-être aussi source de déséquilibres, et spécialement dans le contexte actuel de montée des tensions sur les marchés énergétiques mondiaux, où se conjuguent, pêle-mêle, diminution des réserves, saturation des capacités de raffinage du pétrole, croissance forte et ininterrompue de la demande d'énergie des grands pays émergents comme la Chine et l'Inde, contextes géopolitiques incertains dans les principales régions dotées de réserves de pétrole et de gaz.

En raison de ce contexte, l'énergie facteur de développement peut alors devenir, au mieux un obstacle au développement, au pire, un facteur d'appauvrissement.

En effet, le renchérissement des coûts de l'énergie peut grever dangereusement les budgets des entreprises, ce qui les amènera à réduire leurs marges ou à répercuter les hausses de prix sur le produit ou service final, et donc à rétrécir leurs marchés. L'entreprise en devient, évidemment, plus vulnérable. La crise de l'énergie peut donc engendrer des effets en chaîne, où les effets à

l'origine microéconomiques affecteront inévitablement la croissance économique globale du pays.

D'autre part, l'énergie consommée immodérément, peut mettre à mal les équilibres énergétiques d'un pays. L'indépendance énergétique, ou du moins un niveau élevé d'indépendance énergétique, paramètre important dans la stratégie énergétique d'un pays, ne peut plus être assurée. Le pays se retrouve donc à la merci des perturbations énergétiques mondiales, et sa croissance s'en trouvera inévitablement vulnérabilisée; d'où des impacts sociaux susceptibles d'être difficiles à supporter par la population.

Dans ce genre de situation, l'État tente toujours de s'interposer, afin de garantir, d'une part l'accès de l'énergie à tous, et d'autre part, amortir les chocs énergétiques sur les opérateurs économiques. Mais l'État est aussi, lui-même, confronté à des contraintes et pressions diverses. Or, à court terme, et pour parer au plus pressé, l'État est amené à compenser l'énergie, ce qui, non seulement grève lourdement son budget et affecte les équilibres des finances publiques, mais réduit surtout les capacités de l'Etat à concrétiser ses programmes prioritaires de développement.

Dans un tel contexte, l'énergie durable est assurément la préservation des équilibres à tous les niveaux : microéconomiques et macroéconomiques.

1.3.2 Dimension économique: Maîtrise de l'énergie, diversification énergétique et préservation des équilibres

Les économies modernes dépendent largement de la disponibilité des énergies les plus modernes et de la qualité de la fourniture de ces énergies. Mais si l'utilisation de celles-ci n'est pas maîtrisée, l'énergie peut peser négativement sur le développement, dans la mesure où, surtout dans un contexte de perturbations des marchés internationaux de l'énergie, des dépenses énergétiques immodérées peuvent affecter la compétitivité des opérateurs économiques d'un pays, amplifier la dépendance énergétique et déséquilibrer la balance des paiements.

La maîtrise de l'énergie est donc un des piliers du développement énergétique durable.

Maîtriser l'énergie, c'est **développer l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE)** dans tous les secteurs économiques, et dans tous les usages. L'avantage de l'URE est d'assurer le découplage entre croissance économique

et consommation d'énergie. C'est un processus « Win-Win » où le coût des actions est largement en dessous du coût de prolongement des mêmes modes de consommation. Ceci est valable évidemment pour le court et le moyen terme mais également pour le long terme.

Maîtriser l'énergie, c'est **également développer l'utilisation des énergies renouvelables (ER)** là où le pays dispose d'un potentiel. Les énergies renouvelables, certes rentables pour les plus matures, comme le solaire thermique, l'éolien ou le biogaz, restent, cependant, encore loin des minima de compétitivité par rapport des sources conventionnelles d'énergie.

Mais les ER ne répondent pas seulement à des préoccupations purement énergétiques, elles peuvent favoriser le développement technologique, économique et social, à travers l'émergence d'industries de base et d'industries de pointe, le développement des compétences et la création d'emploi. Dans un nombre de cas, comme l'éolien et le photovoltaïque, les ER permettent également, dès aujourd'hui, de se positionner sur le plan technologique, pour des énergies qui joueront, assurément, un rôle croissant dans la satisfaction des besoins énergétiques.

Maîtriser l'énergie, c'est aussi **diversifier ses sources d'énergie** et donc ses sources d'approvisionnement. Stratégiquement et pour assurer un développement durable, un pays doit sécuriser son approvisionnement énergétique, favoriser la souplesse de son outil de production, de façon à ce qu'il puisse s'accommoder de l'utilisation d'une énergie ou d'une autre. L'option gaz, par exemple, était pour la tunisienne option fondamentale de diversification énergétique pour la Tunisie, puisqu'elle permet, simultanément, de s'affranchir un peu d'un marché pétrolier durablement déstabilisé, de réduire ses dépenses énergétiques compte tenu des prix plus stables du gaz, d'améliorer les rendements énergétiques, et enfin de se baser sur une énergie disponible aussi bien au niveau national que chez ses voisins immédiats. Autre avantage et non des moindres, celui de consommer une énergie propre et donc assurant une meilleure préservation de l'environnement.

1.3.3 Dimension environnementale: maîtrise des rejets à tous les stades des filières énergétiques

La question environnementale découlant de l'utilisation de l'énergie se trouve au cœur des dimensions du développement durable d'un pays. En effet, parallèlement aux avantages qu'elle offre et au confort qu'elle procure, l'utilisation de l'énergie génère de multiples impacts sur l'environnement.

Les installations fixes on-shore et off-shore (forages et puits de production de pétrole et de gaz, centrales électriques, raffineries, barrages, installations de combustion, stations d'essence, etc.), engendrent d'importants rejets, aussi bien dans l'atmosphère que dans les milieux naturels (eaux, sols, milieu côtiers, écosystèmes, etc.), et favorise l'occurrence de risques qu'il est indispensable de gérer à bon escient.

Il est de même des installations mobiles (transport marin ou terrestre des hydrocarbures, gazoduc, etc.), qui doivent être bien gérés afin d'assurer une sécurité maximale et un impact minimisé sur l'environnement.

Enfin, l'autre aspect fondamental de la durabilité de l'énergie se rapporte aux émissions de gaz de combustion dont notamment le gaz carbonique et dans des proportions plus faibles, le méthane, le monoxyde de carbone et les oxydes de soufre et d'azote. Ainsi, la consommation d'énergie contribue d'une manière significative aux émissions des GES et donc aux changements climatiques. Ce phénomène pose bien entendu un sérieux problème en termes de développement durable, puisque le réchauffement planétaire met en péril l'existence même des générations futures.

Les préoccupations environnementales donnent encore plus d'importance à la maîtrise de l'énergie, avec ces trois composantes d'utilisation rationnelle de l'énergie, de recours aux énergies renouvelables, et de diversification énergétique via le recours à des énergies plus propres. En effet, la maîtrise de l'énergie permettra aussi bien de répondre à des préoccupations nationales, que de réagir face à la montée des périls environnementaux au niveau planétaire.





PARTIE 2

LA DEMANDE D'ENERGIE





2.1 La demande d'énergie primaire dans le monde :

La consommation énergétique mondiale (énergie primaire) s'est élevée, selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), à 13,541 milliards de tep en 2013 alors qu'elle était de 6,1 milliard de tep en 1973 ; soit un taux de croissance annuel moyen de 2,03%. En 2013, 81,4 % de la demande primaire provient des énergies fossiles ; le reste provient du nucléaire (4,8 %) et des énergies renouvelables (13,8 %) : bois énergie, énergie hydraulique, éolien, solaire, agro carburants,....

Le graphique ci-dessous donne l'évolution de la demande mondiale d'énergie primaire sur la période 1971 à 2013 ainsi que la contribution de chaque type d'énergie.

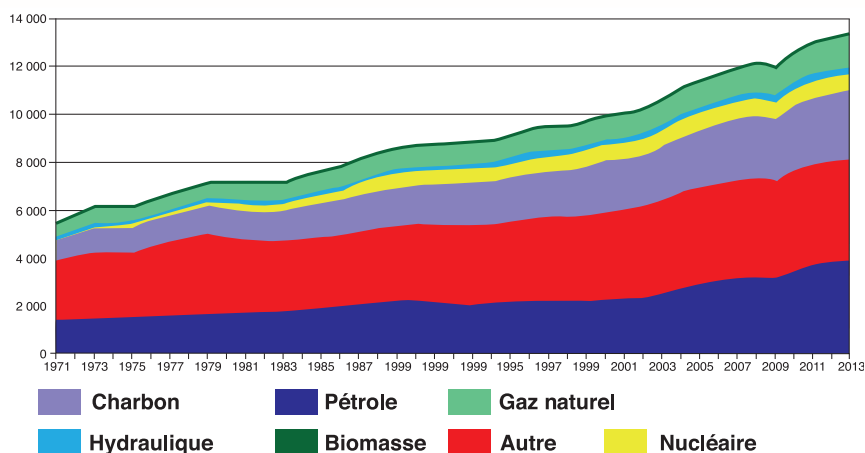


Figure 1: Demande d'énergie primaire dans le monde (source AIE)

Le graphique ci-dessus montre que le pétrole et le charbon continuent à représenter une part importante de la demande totale d'énergie primaire sur toute la période (70,7% en 1973 et 60 % en 2013). Le gaz naturel et les énergies renouvelables prennent de plus en plus de place dans le bilan énergétique mondial.

Les graphes ci-dessous montrent la contribution de chaque type d'énergie dans la demande totale d'énergie primaire respectivement en 1973 et en 2013.

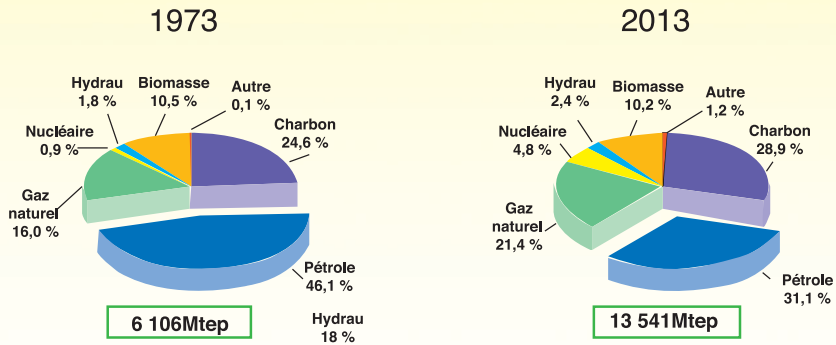


Figure 2 : Contribution des sources d'énergie 1973 vs 2013 (source AIE)

Ces graphes font apparaître une contribution décroissante du pétrole, tout en demeurant à la première place. Cette décroissance de la contribution du pétrole est compensée par les autres types d'énergie notamment le gaz naturel dont la contribution est passée de 16% en 1973 à 21.4% en 2013, le charbon qui a participé à concurrence de 28,9% en 2013 contre 24,6% en 1973, le nucléaire qui passe de 0.9% à 4.8% et les énergies renouvelables de 12.4% à 13.8%.

Répartition de la consommation d'énergie primaire mondiale (TPES) par région :

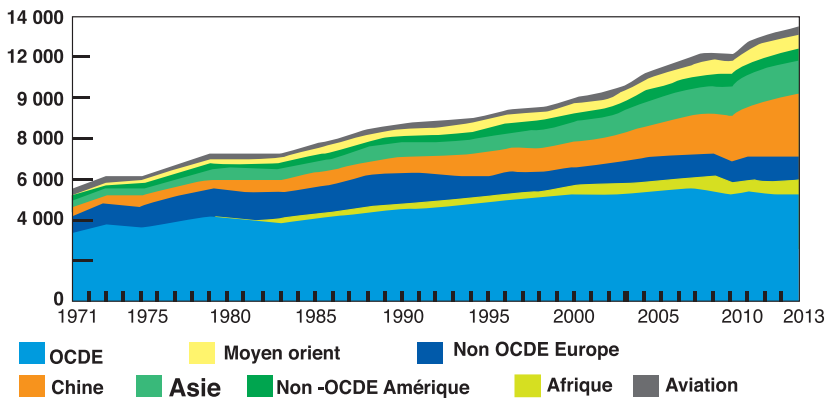


Figure 3 : Énergie primaire mondiale par région (source AIE)

Ces graphes montrent la part importante de la consommation des pays de l'OCDE et son évolution décroissante passant de 61,3% en 1973 à 39,2% en 2013, d'une part et d'autre part la croissance rapide de la demande des pays

asiatiques (passant de 12,6% en 1973 à 34,5% en 2013) et notamment celle de la Chine dont la part a grimpé de 7% en 1973 à 22,3% en 2013 occupant ainsi la deuxième place après l'ensemble des pays de l'OCDE. Quant à l'Afrique, elle n'a consommé que 5,5% de l'énergie totale primaire mondiale en 2013 et 3,4% de celle de 1973.

Demande d'énergie primaire de l'OCDE :

L'OCDE est le premier consommateur d'énergie dans le monde. La demande en énergie primaire des pays de l'OCDE a atteint 5273 Mtep en 2013 contre 3740 Mtep en 1973, soit une évolution de 40% sur la période de 40 ans (contre une évolution au niveau mondial de plus de 120% sur la même période). Les formes d'énergie utilisées sont le pétrole avec une part de 35,8% de l'ensemble de l'énergie primaire demandée, suivi du gaz naturel représentant une part de 25,8%, puis du charbon avec 19,4%, le nucléaire avec 8,7% et enfin les énergies renouvelables avec 9,3%.

2.1.1 Production mondiale de pétrole :

La production mondiale du pétrole a évolué entre 1973 et 2013 avec un taux annuel moyen de l'ordre de 1%. Cette évolution relativement lente est essentiellement due à l'utilisation d'autres formes de combustibles dont notamment le gaz naturel et le charbon. En effet, la Chine utilise majoritairement le charbon dans son mix énergétique. Entre 2009 et 2012, la consommation de charbon de la Chine a évolué avec un taux annuel moyen de 6,5% passant de 527,6 Mtep en 1990 à 1969 Mtep en 2012.

Le graphique suivant indique l'évolution de la production mondiale du pétrole par région. La part de la production dans la région du Moyen Orient représente environ le tiers de la production mondiale.

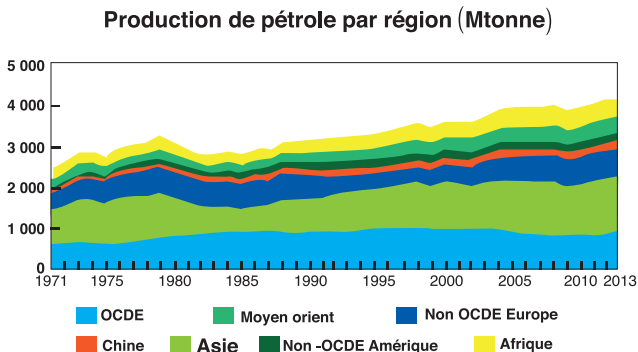


Figure 4: Production du pétrole brut par région (source AIE)

2.1.2 Production mondiale de gaz naturel :

La production mondiale de gaz naturel a évolué plus rapidement que la production du pétrole, en effet depuis 1971 jusqu'à 2013 la production du gaz naturel a enregistré un taux annuel moyen de 2,56 % .

Le graphique suivant indique l'évolution de la production par région. La région Non OCDE Europe-Eurasie (essentiellement la Russie) a enregistré une part de plus en plus importante de la production du gaz naturel.

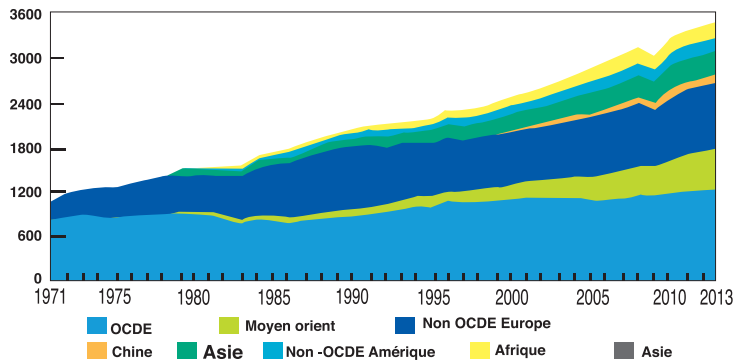


Figure 5: Production mondiale de Gaz Naturel par région (source AIE)

2.1.3 Production mondiale de charbon :

La production mondiale du charbon a enregistré pendant la période 1973-2013 une évolution relativement rapide, elle est passée de 3074 Mtonne à 7823 Mtonne, soit un taux annuel moyen de 2,4%.

La Chine a produit plus de 45% de production mondiale en 2013, en effet sa part est passée de 13,6% en 1973 à 45,6% en 2013. Cette progression s'explique par les besoins énergétiques important de la Chine et les disponibilités du charbon sur son territoire

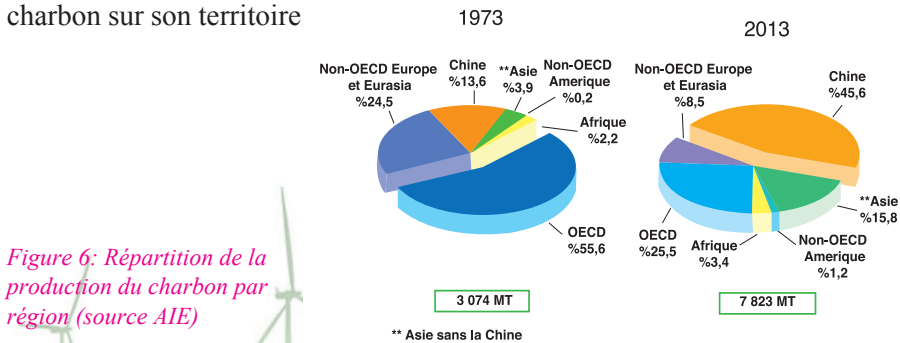


Figure 6: Répartition de la production du charbon par région (source AIE)

2.1.4 Production mondiale de nucléaire :

La production de l'énergie nucléaire est quasi réservée au club fermé des pays de l'OCDE notamment les États Unis et la France et l'Angleterre. Pour les pays non OCDE de l'Eurasie c'est essentiellement la Russie qui dispose de plusieurs centrales nucléaires.

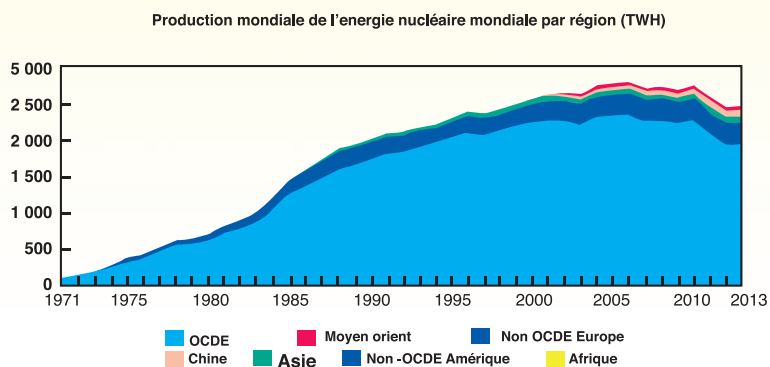


Figure 7: production mondiale d'énergie nucléaire (source AIE)

La carte du monde suivante montre les parts du nucléaire dans la production électrique dans les différents pays.

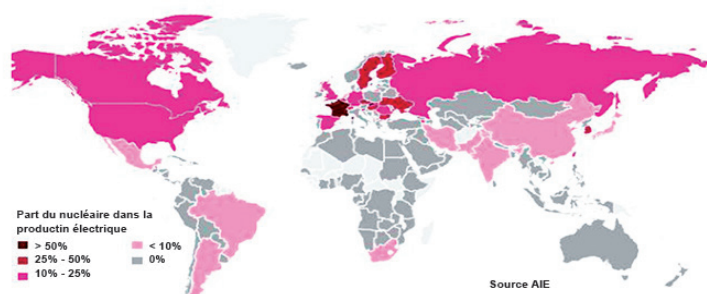


Figure 8: Parts du nucléaire dans la production électrique dans le monde (source AIE)

2.1.5 Production hydroélectrique mondiale :

La production hydroélectrique dans le monde a évolué avec un taux de croissance annuel moyen de 2,7% pendant la période 1973-2013, cette évolution est essentiellement due au développement des projets hydroélectriques en Amérique latine et en Chine (Barrage Itaipu de 14 GW entre le Brésil et le

Paraguay, le barrage de Belo Monte au Brésil de 11 GW, le barrage des Trois Gorges en Chine de 22,7 GW etc.

Le graphique suivant montre la répartition de la production hydroélectrique entre les différentes régions du monde.

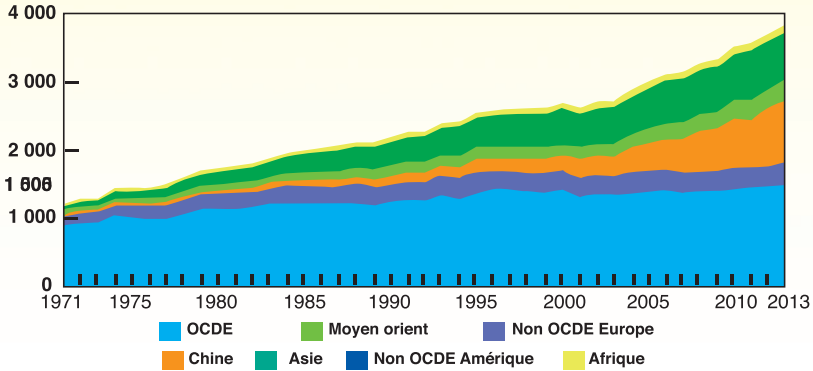


Figure 9: Production hydroélectrique par région (source AIE)

2.1.6 Consommation d'énergie finale mondiale :

La consommation mondiale d'énergie finale a atteint environ 9 301 Mtep en 2013 alors qu'elle était de 4 667 Mtep en 1973, soit une croissance annuelle moyenne de 1,7%. Le graphique suivant donne l'évolution de la consommation finale sur la période 1971-2013 et sa composition par type d'énergie.

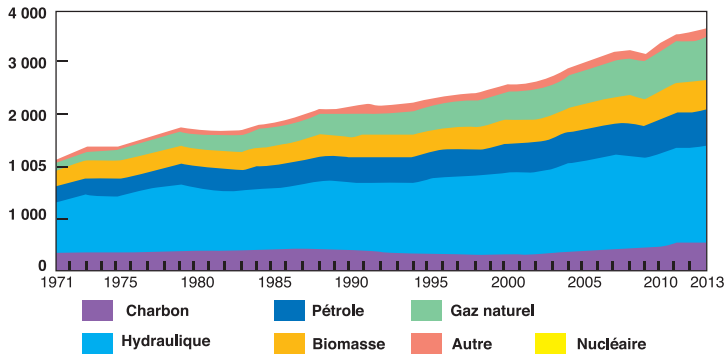


Figure 10: Consommation mondiale finale par type de combustible (source AIE)

Le graphique ci-dessus montre la prédominance du pétrole pendant toute la période 1971-2012. Bien que cette part a légèrement diminué en 2012, elle reste supérieure à 40%.

2.2 La demande d'énergie primaire en TUNISIE :

2.2.1 Analyses globales

La consommation tunisienne d'énergie primaire conventionnelle a atteint environ 8,8 Mtep en 2013. La répartition de cette consommation montre l'importance du gaz naturel qui représente 54,9% de l'énergie primaire totale, puis celle des produits pétroliers, qui représentent 44,7%.

Le tableau suivant montre l'évolution de la demande d'énergie primaire hors biomasse depuis 1990.

Tableau 1: évolution de la demande d'énergie primaire (ktep-pci)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Produits pétroliers	3072	3394	3387	3542	3336	3177	3306	3496	3578	3723	3821	3877	3851
Gaz naturel	1211	857	1250	1219	1713	1951	2006	2081	2291	2428	2580	2862	2864
Electricité primaire	4	9	6	6	3	3	6	4	6	8	8	7	8
Coke	70	77	74	73	71	69	69	75	61	87	82	75	64
Total	4286	4260	4642	4766	5052	5132	5318	5580	5874	6159	6409	6746	6723

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produits pétroliers	3859	4010	4017	7111	4248	4075	3964	3972	3691	3836	3925	4318
Gaz naturel	3030	3160	3255	3269	3467	3804	4012	4369	4300	4712	4793	4895
Electricité primaire	17	17	15	11	8	7	15	16	14	26	36	48
Coke	18	0	0	0	0	0	0	75	61	87	0	0
Total	6906	7187	7288	7390	7724	7885	7952	5580	5874	6159	8756	9261

(Source ANME/OTE)

Une appréciation plus complète des besoins énergétiques doit inclure la biomasse-énergie, qui reste une énergie importante, surtout en milieu rural. En incluant la biomasse, la consommation tunisienne d'énergie primaire totale aura atteint 10331 millions de tep en 2014. Cette demande reste caractérisée par l'importance du gaz naturel qui représente 47,4% puis des produits pétroliers qui représentent 41,8%, La biomasse contribue avec 10,4% du bilan

total en énergie primaire alors que l'électricité renouvelable (Hydroélectricité, éolien et solaire) ne représente que 0,6% de la demande d'énergie primaire.

Tableau 2: Consommation d'énergie primaire en Tunisie par forme d'énergie en 2014

	Consommation d'énergie primaire « TPES » (ktep)	Répartition hors biomasse (%)	Répartition incluant la biomasse (%)
Produits pétroliers y compris coke de pétrole	4318	46,6%	41,8%
Gaz naturel	4895	52,8%	47,4%
Électricité primaire	48	0,6%	0,46%
TOTAL hors biomasse	9261	100%	89,6%
Biomasse	1 070		10,4%
TOTAL incluant la biomasse ⁶	10332		100%

(Source ANME/OTE)

En ce qui concerne les énergies renouvelables (hydroélectricité et éolien), leur contribution à la demande d'énergie primaire conventionnelle reste timide avec 0,6%.

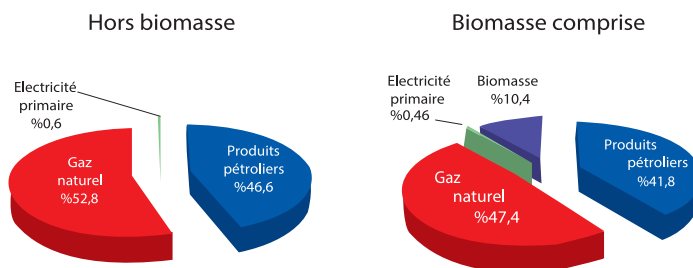


Figure 11: parts de la consommation d'énergie primaire par type de combustible (2014)

2.2.2 Analyses tendancielle

2.2.2.1 Évolution de la consommation conventionnelle d'énergie

La consommation primaire d'énergie conventionnelle n'a cessé de croître durant les trois dernières décennies soutenant ainsi la croissance économique du pays.

La demande d'énergie primaire conventionnelle était de 4,5 Mtep en 1990, elle est passée à 9,2 Mtep en 2014 soit une multiplication par un facteur de 1,95 correspondant à une croissance annuelle moyen de 2,9% sur la période

⁶ - Source ANME

de 23 ans allant de 1990 à 2014. Cette croissance reste cependant inférieure à la croissance économique qui s'est établie à 4,2% par an sur la même période.

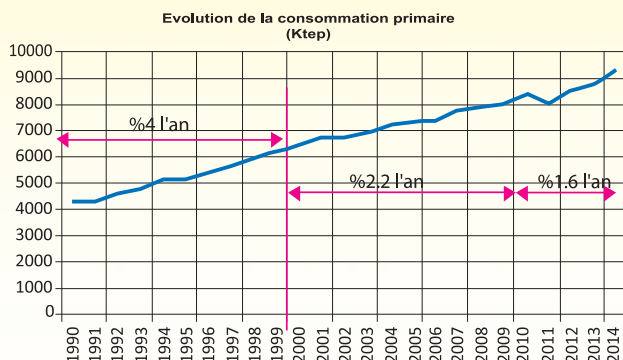


Figure 12: Evolution de la consommation d'énergie primaire conventionnelle période 1990-2014

Il est intéressant de noter que l'évolution de la demande d'énergie primaire conventionnelle par période, se distingue par une croissance moyenne annuelle de 4,0% sur la décennie 90, puis une croissance moyenne annuelle nettement inférieure de 2,2% par an sur la décennie 2000 puis de 1.6% par an sur la période 2010- 2014.

En parallèle, le PIB a enregistré une croissance globalement supérieure avec une croissance moyenne annuelle de 4,7% sur la décennie 90, de 4,6% sur la décennie 2000 et de 4,2% sur la période 2010-2014 où la croissance du PIB a enregistré une régression à la suite des événements sociopolitiques de 2011.

Ce découplage entre la croissance du PIB et celle de la consommation primaire conventionnelle traduit une tendance vers une économie moins intensive en énergie, consécutive à une mutation structurelle de l'économie tunisienne, qui s'oriente de plus en plus vers des secteurs moins énergivores, alliée à une amélioration des performances énergétiques découlant simultanément de la politique de maîtrise de l'énergie et de la modernisation de l'appareil productif tunisien.

Le graphique suivant représente l'évolution des indices⁷ respectifs du PIB et de la consommation d'énergie primaire et montre le découplage croissant

7- Valeurs indexées sur le PIB et la consommation d'énergie de l'année 1990 (indice 1990=100)

entre les deux valeurs indexées sur le PIB et la consommation d'énergie primaire de l'année 1990.

Croissance économique et Consommation

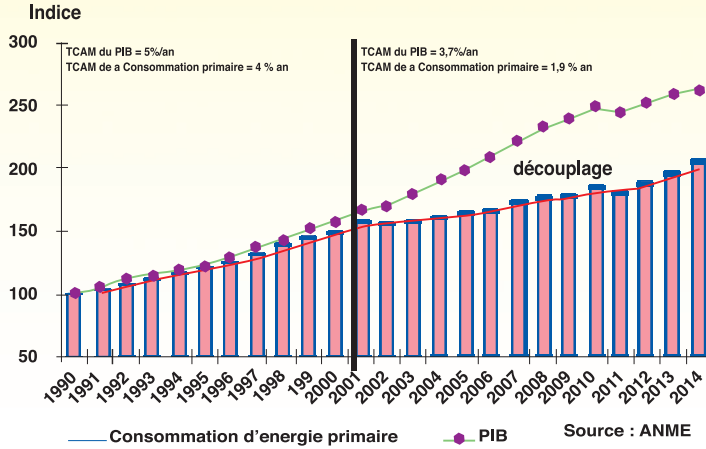


Figure 13: Évolution des indices du PIB et de la consommation d'énergie primaire sur la période 1990-2014

2.2.3 Évolution de la structure du bilan primaire par source d'énergie

La demande tunisienne d'énergie primaire conventionnelle se caractérise par une pénétration progressive du gaz naturel aux dépens des produits pétroliers. En effet, alors que le gaz naturel ne représentait que 13% de la demande primaire conventionnelle en 1980, sa part est passée à 26% en 1990 et à 54% en 2014 jouant ainsi un rôle majeur dans le bilan primaire.

Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

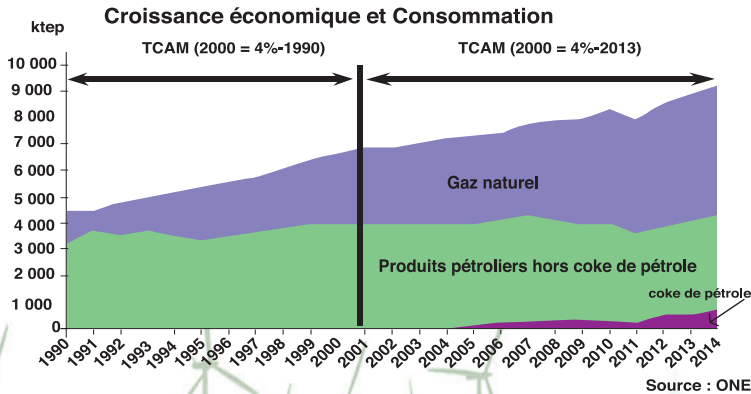


Figure 14: Évolution de la consommation primaire conventionnelle par forme d'énergie

Cette forte pénétration du gaz traduit une volonté politique de diversifier les sources d’approvisionnement du pays dans le but d’une meilleure sécurité énergétique. Ce choix stratégique se traduit par des implications environnementales positives, puisque l’utilisation accrue du gaz, énergie propre par excellence, se traduit par une réduction de la pollution et des émissions de gaz à effet de serre.

2.2 4 Évolutions respectives de la consommation des énergies conventionnelles :

2.2.4.1 Demande des produits pétroliers :

La consommation de produits pétroliers passe de 3,3 Mtep en 1990 à 4,3 Mtep en 2014 représentant une hausse d’un facteur 1,3 sur cette période; soit une croissance annuelle moyenne inférieure à 0,7%.

La progression de la consommation de produits pétroliers a présenté une croissance de 1,8% en moyenne par an sur la période 80-90, de 2,5% par an durant la décennie suivante (90-2000) et à partir de l’an 2000 la consommation des produits pétroliers marque une régression moyenne annuelle de 0,27% durant la période 2000-2011. Cette régression est due essentiellement à la substitution du gaz naturel au gasoil et au fuel oil.

Le graphique ci-après donne la répartition de la demande des différents produits pétroliers en 2013. Il est à noter l’accroissement de la consommation du gasoil 50 de 18,4% entre 2012 et 2013 (tendance à la diésélisation du parc auto) et celle du coke de pétrole de 17,3% (orientation de plus en plus des cimenteries vers ce combustible considéré plus économique que le fuel et l’entrée en production d’une 8ème unité en 2012 et d’une 9ème en novembre 2013). En revanche, la consommation du jet aviation (étroitement lié à l’activité touristique) a stagné au niveau des 300 ktep en 2013 et 2014.

■ Essences ■ pétrole lampant ■ fuel BTS ■ Gasoil total ■ Jet A1 ■ GPL ■ Petcoke

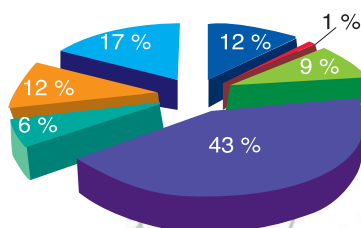


Figure 15: Répartition de la demande des produits pétroliers en 2014 (Source : ETAP)

2.2.4.2 Demande de gaz naturel :

La consommation de gaz est passée de 1,2 Mtep en 1990 à 4,9 Mtep en 2014 représentant une hausse d'un facteur 4 sur cette période; soit une croissance annuelle moyenne de 6,4%.

Cette hausse s'est manifestée, aussi bien pour le gaz naturel consommé comme combustible pour la production de l'électricité, que pour le gaz naturel à usage final en moyenne et basse pression (suite à l'évolution du nombre d'abonnés raccordés par la STEG dans le cadre du «programme national d'encouragement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur résidentiel»).

C'est essentiellement sous l'impulsion du secteur électrique, qui a constitué le «client» majeur du gaz naturel en Tunisie, que cette énergie a connu une telle croissance de la demande. En effet, la consommation du secteur électrique a représenté plus que les 70% de la demande de gaz naturel et ceci depuis 1980. En 2014, la production électrique a consommé environ 80% de la demande nationale en gaz naturel.

Cette forte croissance de l'utilisation du gaz naturel par le secteur électrique, est bien évidemment, la résultante des conditions d'achat plus avantageuses du gaz naturel, par rapport au fuel. Ainsi, le gaz avait commencé à jouer un rôle important dans le bilan combustible du secteur électrique, déjà en 1980 avec 37%. Ce rôle devenait prépondérant dès 1985 avec une contribution atteignant 79% et un pic à 93% en 1987. Mais c'est finalement à partir de 1995 que le gaz avait définitivement pris le pas sur le fuel, et ceci avec une contribution allant jusqu'à 98% du bilan de combustibles de la production électrique. En 2014, le gaz a représenté 95% du combustible utilisé pour la production de l'énergie électrique, laquelle a utilisée 78 % de la totalité de la consommation nationale en gaz naturel.

Parts du gaz dans la production électrique

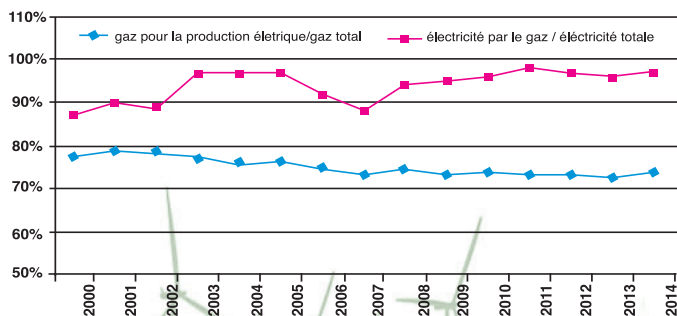


Figure 16: Historique de la contribution du gaz utilisé pour la production d'électricité

2.2 4.2 Évolutions respectives de la demande de gaz naturel et celle des produits pétroliers :

Le graphique suivant montre la progression soutenue de l'utilisation du gaz naturel et la régression de celle des produits pétroliers à partir de 2005. A partir de 2008, la consommation du gaz naturel dépasse celle des produits pétroliers.

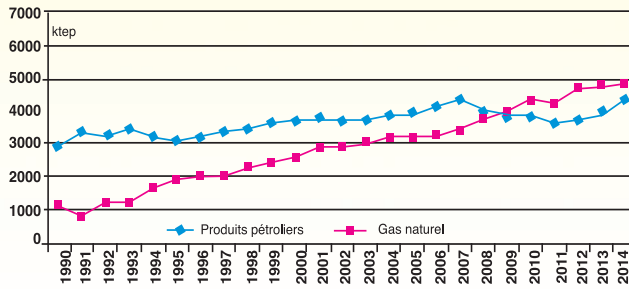


Figure 17: Évolutions respectives de la consommation de pétrole et de gaz sur la période 2000-2014.

2.2 5 Analyses des consommations unitaires

La consommation d'énergie conventionnelle en Tunisie s'est élevée à 0,84 tep par habitant par an en 2014 (en tenant compte de la biomasse, elle passe à 0,9 tep par habitant). Cette consommation unitaire a été à 0,55 tep/habitant par an en 1990, soit une croissance moyenne de l'ordre de 1,7% par an sur l'ensemble de la période. Le niveau tunisien de consommation d'énergie par habitant est d'environ cinq fois inférieur à la moyenne des pays de l'OCDE qui a dépassé les 4,2 tep/habitant par an en 2013 et représente moins de la moitié de la consommation moyenne mondiale qui s'établit à 1,9 tep par habitant par an en 2012.

Le graphique suivant donne l'évolution de la consommation de l'énergie primaire par habitant sur la période 2000-2014.

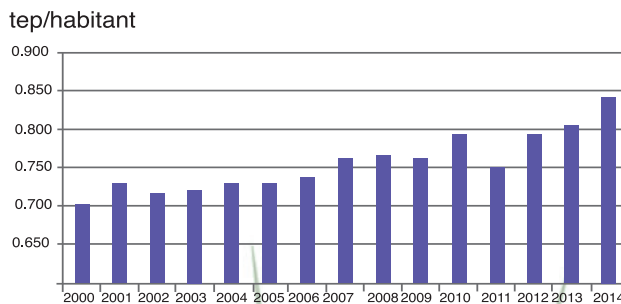


Figure 18: Consommation d'énergie primaire par habitant (source ANME/ONE)⁸

8 - Energie primaire y compris biomasse

Comparaison internationale (2013) :

Le graphique suivant montre la position de la Tunisie pour la consommation énergétique primaire par habitant comparée à d'autres pays, il est intéressant de remarquer que la consommation d'énergie par habitant en Tunisie est environ 2 fois inférieure à la consommation moyenne mondiale.

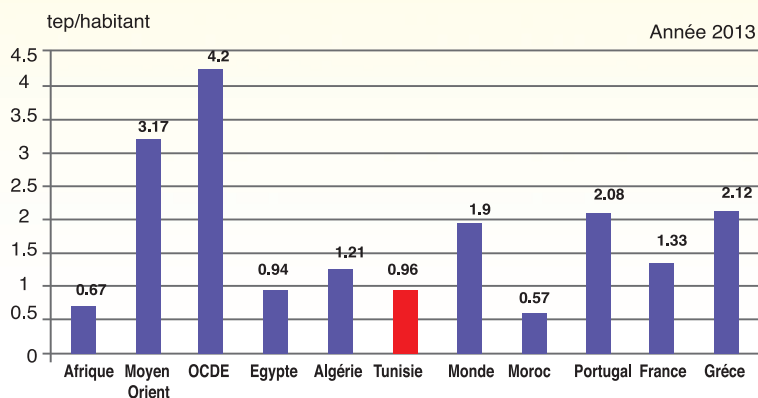


Figure 19: Comparaison internationale: consommation énergie primaire par habitant (source AIE)⁹

2.3 La demande d'énergie finale

2.3.1 Analyses globales

Une appréciation adéquate des pratiques énergétiques nécessite des analyses plus fines, descendant au moins au niveau des consommations finales sectorielles. Par ailleurs, il serait également indispensable de faire des analyses spécifiques se rapportant aux énergies conventionnelles.

2.3.2 La demande d'énergie finale incluant la biomasse-énergie

La demande d'énergie finale, toutes formes d'énergies confondues (biomasse-énergie comprise), s'est élevée à 7,7 millions de tep en 2014. Le profil de cette demande finale par forme d'énergie est présenté dans le tableau et la figure suivants. Ceux-ci montrent l'importance des produits pétroliers, avec 59,7% du bilan en énergie finale. Le gaz naturel et l'électricité ont représenté respectivement 20,4% et 19,8% du bilan énergétique.

⁹ - Energie primaire y compris biomasse

Tableau 3: Consommation d'énergie finale en Tunisie par forme d'énergie
(Année 2014)

	Consommation d'énergie finale (1000 tep)	Répartition hors biomasse (%)	Répartition incluant la biomasse (%)
Produits pétroliers (*)	4350	62,5%	55,5%
Gaz naturel	1320	19,0%	16,9%
Électricité	1288	18,5%	16,5%
Total hors biomasse-énergie	6959	100 %	89,0%
Biomasse	870		11,0%
Total incluant la biomasse-énergie	7829		100 %

(*) Données incluant les consommations non énergétiques (source : ONE).

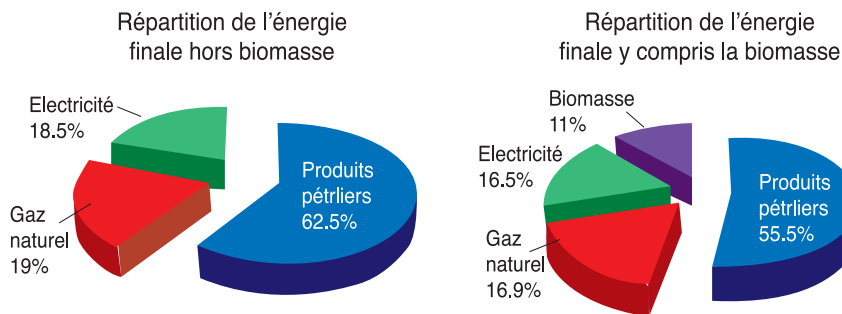


Figure 20: Structure de la consommation d'énergie finale en Tunisie par forme d'énergie en 2014

La répartition sectorielle de la demande en énergie finale montre l'existence de deux groupes de secteurs. Le premier groupe, constitué de l'Industrie, des Transports et du Résidentiel qui se caractérisent par leur poids important avec respectivement 35 %, 35% et 16% du bilan en énergie finale. Le second groupe, constitué du tertiaire et de l'Agriculture, qui restent bien loin derrière avec respectivement 7% et 7% du bilan en énergie finale.

2.3.3 La demande finale d'énergies conventionnelles :

En 2014, la demande tunisienne d'énergies finales conventionnelles a atteint 6,9 Mtep alors qu'elle ne représentait que 3,5 Mtep en 1990, soit une multiplication d'un facteur 1,86 correspondant à une croissance annuelle moyenne de 2,7% sur la période 1990-2014, légèrement inférieure (2,9%) à la croissance de la consommation d'énergie primaire. Cet écart négatif de la croissance de l'énergie finale par rapport à celle de l'énergie primaire est relevé dans la période de 2011-2013 où la consommation de l'énergie finale a régressé sensiblement (-4% entre 2010 et 2011) et l'écart entre l'énergie finale et l'énergie primaire a augmenté par rapport aux années antérieures.

Le graphique suivant montre l'évolution de la consommation énergétique finale :

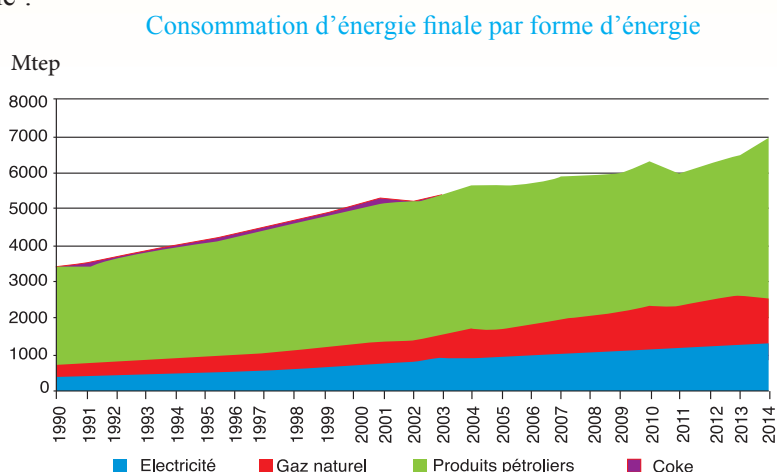


Figure 21: consommation énergie finale période 1990-2014 (source ONE)

Il est intéressant de noter que l'évolution de la demande d'énergie finale conventionnelle par période, observe une tendance globale à la baisse, avec une croissance moyenne annuelle de 4,1% sur la décennie 80, de 3,9% sur la décennie 90 et de 2,3% sur la période 2000-2010. Entre 2010 et 2013, elle a été exceptionnellement basse avec une moyenne annuelle de 0,24% ; ceci s'explique en grande partie par les événements sociopolitiques qu'a connus le pays durant cette période, la tendance à la hausse réapparaît en 2014.

Cependant, le recul de la progression de la consommation finale conventionnelle qui s'est amorcé déjà depuis quelques années confirme la tendance vers une économie moins intensive en énergie, alliant mutations structurelles et amélioration des performances énergétiques.

2.3.4 Structure de la demande d'énergie finale :

La structure de la demande d'énergie finale conventionnelle de 2014 montre la domination du secteur industriel et des transports, qui ont représenté ensemble 66% de la demande, alors que les trois autres secteurs réunis (Résidentiel, Tertiaire et Agriculture), ont représenté 34% de la demande.

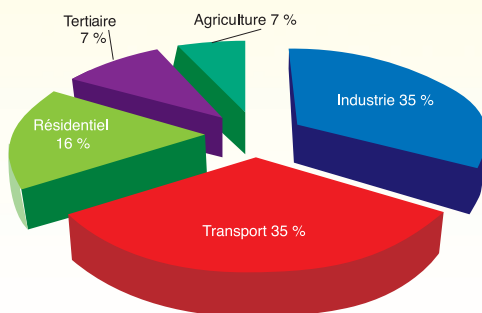


Figure 22: Structure de la consommation finale d'énergies conventionnelles par secteur d'utilisateur en 2014 (Source ANME)

Le graphique suivant montre l'évolution de la consommation d'énergie finale par secteur :

Consommation d'énergie finale par secteur

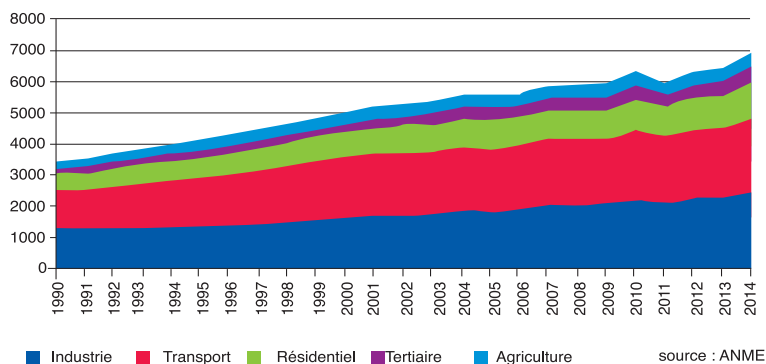


Figure 23: Évolution de la demande d'énergie finale répartie par secteur - période 1990-2014 (ktep) source : ANME

2.4 Analyses des intensités énergétiques

2.4.1 Intensité énergétique globale

L'intensité énergétique primaire est passée de 0,416 tep/1000 Dinars de PIB en 1990 à 0,323 tep/1000 Dinars en 2014 en passant par un minimum de 0,303 tep/Dinars en 2011. En effet, les années 90 marquent une tendance

générale à la baisse de l'intensité énergétique passant de 0,416 en 1990 à 0,389 en 2000. Cette tendance à la baisse a été accélérée durant la décennie 2000-2010 où elle a atteint 0,310 tep/1000 Dinars de PIB en 2010. Cependant, durant la période 2011-2014 a été marquée par une augmentation de l'intensité énergétique atteignant 0,323 tep/1000 Dinars de PIB qui s'explique par la conjoncture exceptionnelle vécue par le pays.

Evolution de l'intensité énergétique primaire 1990-2014

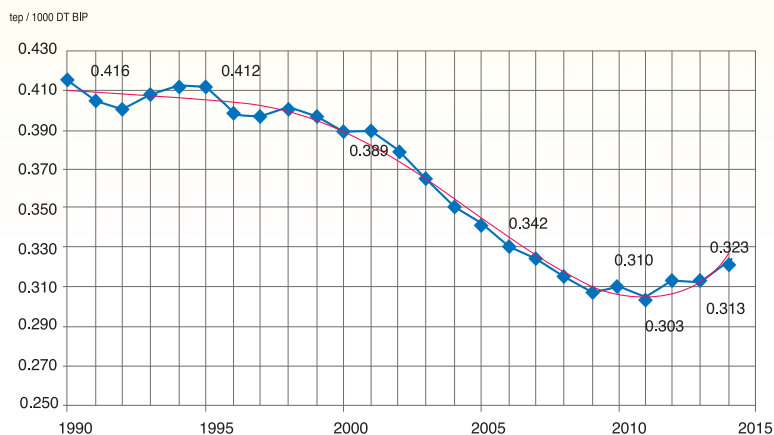


Figure 24: Evolution tendancielle de l'intensité énergétique primaire (Source ANME)

La figure ci-dessus et la courbe de tendance qui lui est associée (courbe rouge en tirets) montrent la tendance à la baisse de l'intensité énergétique sur la période 1990-2014. Ainsi, les moyennes par période s'établissent à 0,403 sur la décennie 90, à 0,346 sur la décennie 2000 et à 0,312 sur la période 2010-2014.

La baisse de l'intensité énergétique peut s'expliquer notamment par la mise en place des programmes de maîtrise de l'énergie à partir de 1990, l'intensification de la politique de maîtrise de l'énergie à partir 2005. En effet, plusieurs mesures ont été adoptées dont notamment la loi dédiée à la maîtrise de l'énergie et la mise en place du Fonds de transition énergétique.

Par ailleurs, depuis plusieurs années, l'économie tunisienne s'est engagée dans une mutation structurelle profonde, caractérisée par la prépondérance accrue de la valeur ajoutée des industries légères et par la tertiarisation de plus en plus marquée de l'économie.

D'autre part, le poids de plus en plus important du gaz naturel dans le bilan énergétique, et plus particulièrement dans le secteur électrique, s'est traduit par de meilleures performances énergétiques. La substitution énergétique a contribué à la baisse de l'intensité énergétique.

Tous ces facteurs réunis, alliés à la politique de maîtrise de l'énergie, expliquent donc, dans une large mesure, la baisse de l'intensité énergétique globale de la Tunisie.

On peut cependant, faire des approximations et des recoupements, pour les intensités énergétiques sectorielles, dans le but d'avoir, ne serait-ce que des repères sur ce que pourrait être l'influence des programmes sectoriels d'efficacité énergétique, sur l'intensité énergétique.

2.4.2 Comparaison internationale de l'intensité énergétique primaire :

Le graphique suivant montre les niveaux de l'intensité énergétique par mille dollars pour différents pays et ensemble économique, la Tunisie occupe une position médiane entre les pays industrialisés et le reste des pays.

Comparaison internationale : intensité énergétique primaire

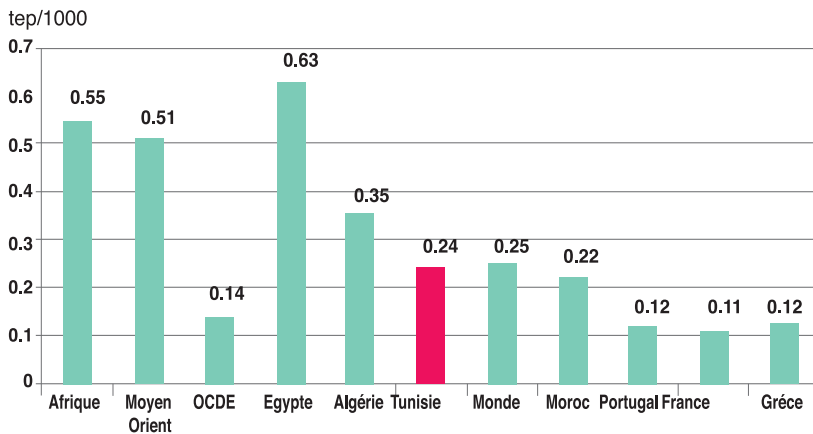


Figure 25: Comparaison internationale de l'intensité énergétique (2013)10

10 - 1000 US \$ 2005



PARTIE 3

ETAT DES RESSOURCES ENERGETIQUES





3.1 Ressources énergétiques dans le monde :

3.1.1 Le pétrole :

Le tableau suivant donne les réserves mondiales de pétrole annoncées à fin 2014.

Tableau 4: Réserves mondiales de pétrole par région (Source ETAP)

En milliards bbl

Région	Réserves	Part du total
Amérique	548,050	33,0 %
Europe & Eurasie	131,167	7,9 %
Moyen Orient	803,604	48,5 %
Afrique	126,011	7,7 %
Asie Pacifique	46,011	2,8 %
Total	1655,561	100,0 %
OPEP	1205,840	72,8 %
Nom OPEP	449,721	27,2 %

Source : US Energy Information Administration

Distribution des réserves de pétrole par région fin 2014

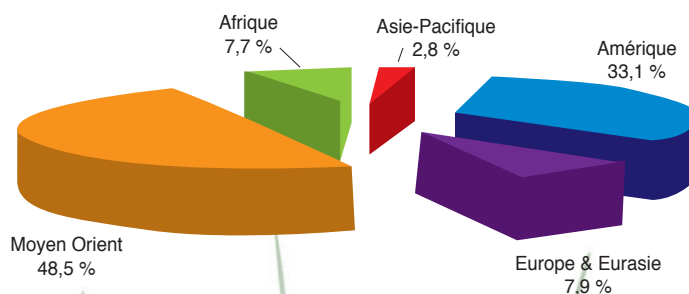


Figure 26 : Distribution des réserves de pétrole par région (Source ETAP)

3.1.2 Le gaz naturel :

Le tableau suivant montre les réserves mondiales de gaz naturel annoncées à fin 2014.

Tableau 5: Réserves mondiales de gaz naturel par région à fin 2014 (Source ETAP)

Région	Réserves	Part du total
Amérique	19,8	10,6 %
Europe & Eurasie	58,0	31,0 %
Moyen Orient	79,8	42,6 %
Asie-Pacifique	15,3	8,2 %
Afrique	14,2	7,6 %
Total	187,1	100,0 %
OCDE	19,5	10,4 %
Nom OCDE	167,6	89,6 %

Billons m³

Source : BP/statistical review of world energy 2015

Distribution des réserves de gaz naturel par région à fin 2014

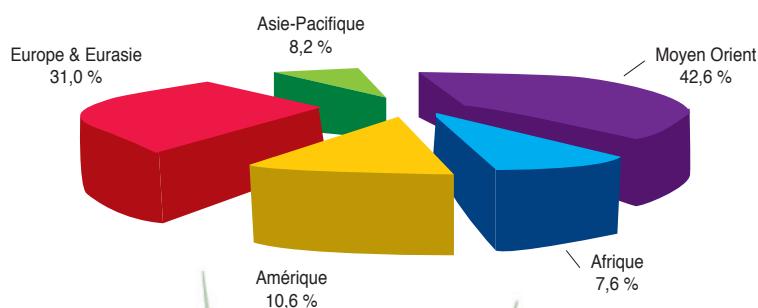


Figure 27: Distribution des réserves de gaz naturel par région (Source ETAP)

3.2 Ressources énergétiques en Tunisie

3.2.1 Ressources nationales

Les ressources nationales en énergie primaire (y compris les redevances en gaz naturel perçues sur le gazoduc Transméditerranéen) ont été de 5557 ktep en 2014.

Le tableau suivant montre l'évolution de ces ressources depuis 1990 (Source ANME).

Tableau 6: Ressources nationales en énergie primaire (source ANME/ONE)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Pétrole brut	4615	5292	5302	4745	4462	4326	4264	3871	3976	4027	3741	3421	3553
Gaz Naturel	784	856	903	796	704	931	1587	2294	2642	2718	2936	3033	2876
Électricité primaire	10.0	23.0	14.0	14.0	9.0	9.0	15.0	9.8	16.1	19.9	19.4	17.3	21.0
Total	5409	6171	6219	5556	5175	5265	5865	6175	6635	6765	6696	6472	6450

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Pétrole brut	3233	3411.8	3477.9	3335	4653	4237	4 006	3 834	3 413	3524	3248	2903
Gaz Naturel	2923	3157.2	3264.2	3081	2871	2985.3	3 229	3903	3555	3380	3060	2606
Électricité primaire	44.0	43.8	41.6	11.0	8.0	6.6	15.2	16.2	14.0	26.5	36	48
Total	6200	6612.8	6784	6427	7532	7228.9	7208	7753	6982	6989	6353	5557

La production de pétrole brut de l'année 2014 a atteint 2903 ktep et les ressources nationales en gaz commercial ont atteint 2606 ktep. La production de pétrole aussi bien que celle du gaz durant la période 2009-2014 ont accusé une baisse telle qu'illustrée dans les graphiques suivants.

production nationale du brut et de condensat

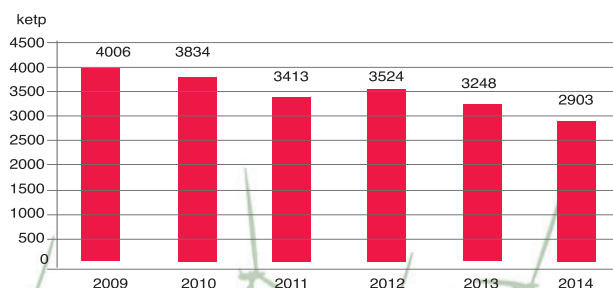


Figure 28: Production nationale de brut et condensat (ktep) (source ONE)

Le graphique suivant montre la production des différents gisements de pétrole en Tunisie

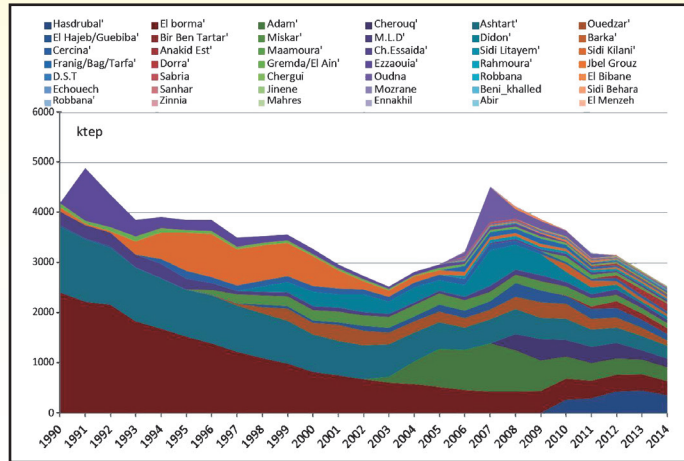


Figure 29: Production des différents gisements de pétrole (source ONE)

On constate sur ce graphique le déclin de l'ensemble des gisements et plus particulièrement des plus importants, à savoir El Borma et Ashtart. Par ailleurs tous les gisements découverts depuis les années 1980 présentent de faibles productibles.

Le graphique suivant montre la production sur le territoire national de gaz naturel depuis 1990. On constate que la production gazière marque une légère décroissance depuis 2011 due essentiellement aux mouvements sociaux de ces dernières années.

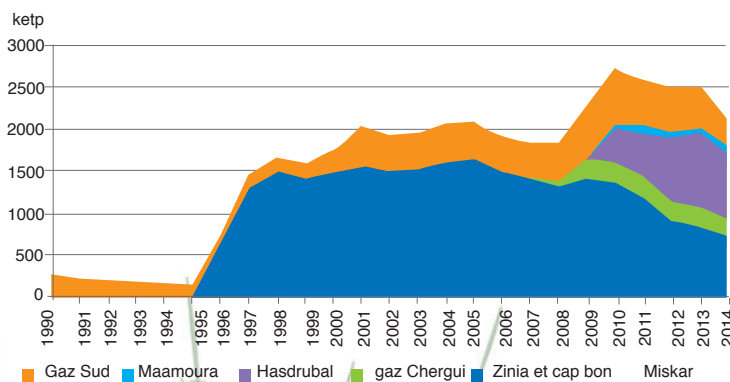


Figure 30: Production nationale de gaz naturel (source ONE)

3.2.2 Bilan de l'énergie primaire :

Le bilan énergie primaire est déficitaire depuis l'année 2000. Ce déficit s'est particulièrement accentué à partir de 2011 (voir graphique ci-après) où ce déficit est passé de 592 ktep en 2010 à 3996 ktep en 2014. Cet important déficit s'explique notamment par la forte baisse des ressources en énergie primaire et une augmentation de la consommation d'énergie primaire. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources nationales d'énergie primaire par la consommation d'énergie primaire, est passé de 90,9% en 2010 à 60% en 2014.

La forte baisse des ressources énergétiques durant la période 2011-2014 est due essentiellement au déclin de la production voire à l'arrêt de champs pétroliers, à la régression de certains gisements gaziers, à la forte baisse du forfait fiscal prélevé sur le gazoduc Transméditerranéen (diminution des approvisionnements en gaz algériens des clients italiens sous l'effet de la crise économique) ainsi qu'aux mouvements sociaux et difficultés politiques et sécuritaires qu'a connus le pays après les événements du 14 janvier 2011.

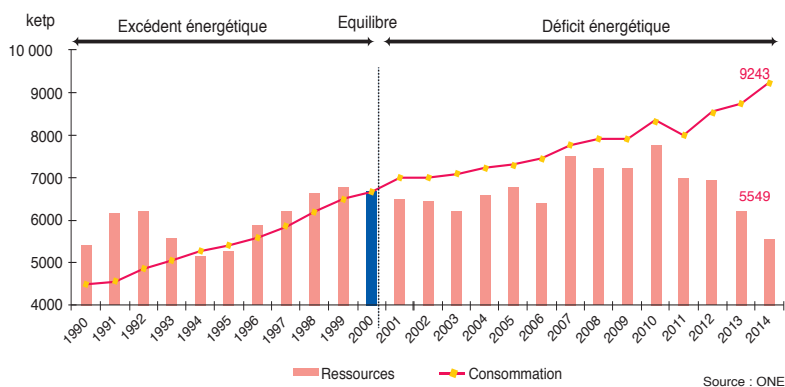


Figure 31: Ressources et consommation d'énergie primaire

Le graphique suivant montre clairement l'aggravation du déficit énergétique et la dépendance énergétique de l'extérieur. Cette situation a amené les autorités publiques à accélérer les programmes d'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables.

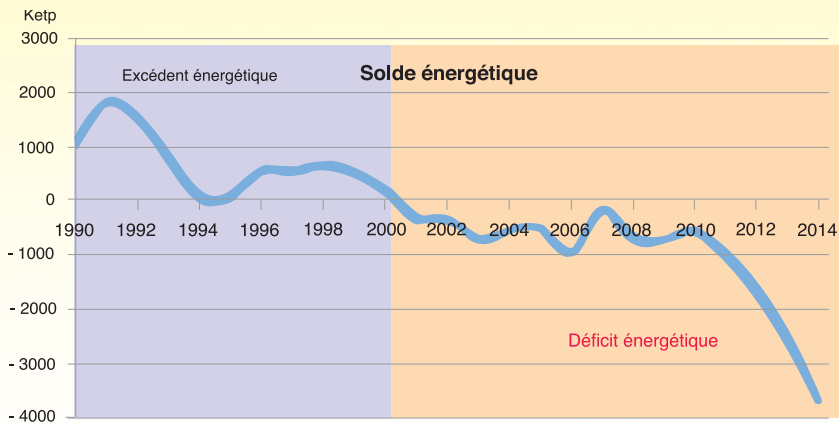


Figure 32: Évolution du solde énergétique (source ONE)

3.2.3 L'effort d'exploration

L'année 2013 a été marquée par une stagnation de l'activité d'exploration en Tunisie. Le nombre total de permis en cours de validité pour 2013 s'élève à 45 permis (38 permis de recherche et 07 permis de prospection), couvrant une superficie totale de 143 513 km², (83 586 km² en on shore et 59 927 km² en offshore). Ces permis sont opérés par 36 compagnies pétrolières nationales et internationales parmi 60 compagnies actives dans le domaine de l'exploration.

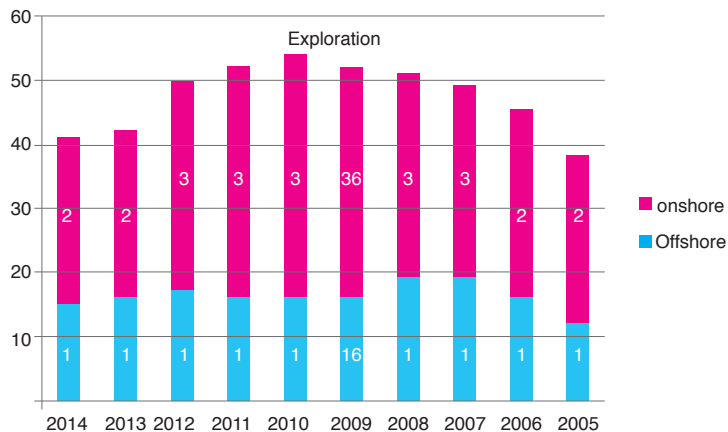


Figure 33: Nombre de permis d'exploration (Source ETAP)

Les investissements dans l'exploration se sont élevés à 350 Millions \$US en 2013. Le graphique suivant montre l'évolution des investissements sur la période 2007-2013. Ils ont atteint un pic de 398 Millions US\$ en 2008.

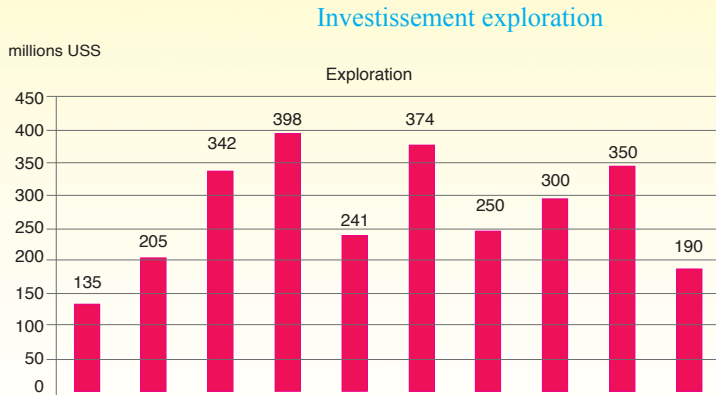


Figure 34: Valeurs des investissements d'exploration (Source ETAP)

3.2.4 Évolution des découvertes :

Le graphique suivant donne l'évolution du nombre de puits et des découvertes sur la période 2004-2014 :

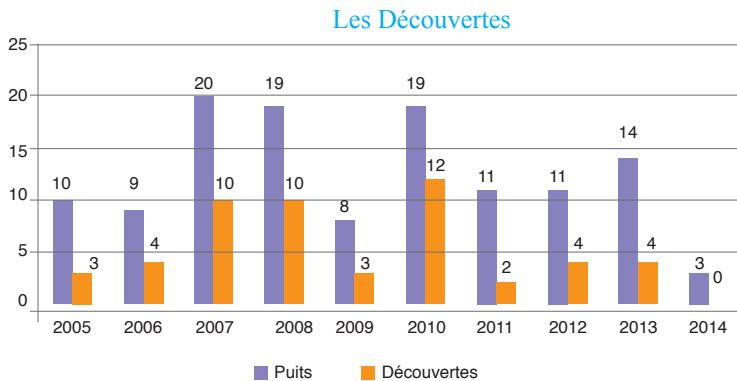


Figure 35: Évolution des exploration et des découvertes (Source ETAP)

Durant la période 2005-2014, un total de 124 puits ont été explorés et ont permis de réaliser 50 découvertes, soit un rythme annuel moyen de 5 découvertes par an.

Les ressources sur le territoire national d'hydrocarbures restent relativement modestes, les nouvelles découvertes (notamment le champ Hasdrubal) compensent à peine la décroissance de production des gisements existants.

Il est à noter une légère diminution de la production nationale du gaz commercial (-0,2%) résultant de la régression de la production des champs

de Miskar (-9%), Maâmoura /Baraka (-35%) et celle des gisements Franig & Baguel/Tarfa (-24%), et ce malgré la progression de la production du champ Hasdrubal (+19%). Il est à noter aussi une diminution des quantités du gaz redevance.

3.2.5 Les ressources d'hydrocarbures en Tunisie

Le graphique suivant montre les ressources nationales en hydrocarbures et notamment les parts du gaz produit sur le territoire national et celui provenant de la redevance sur le gazoduc Transméditerranéen.

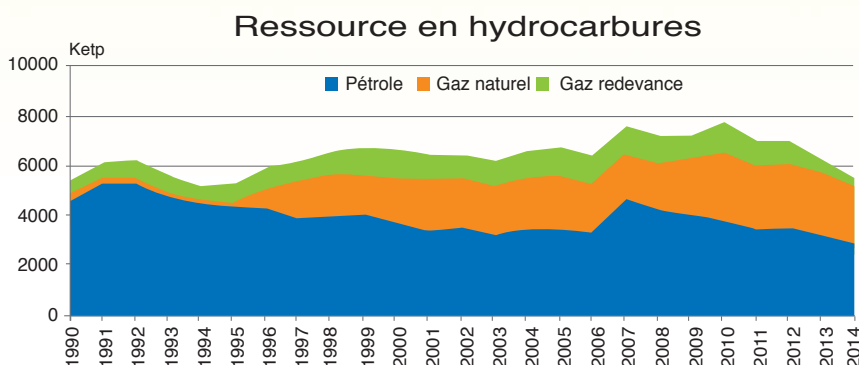


Figure 36: Ressources en hydrocarbures (source ONE)

Les ressources tunisiennes d'hydrocarbures regroupent la production nationale de pétrole et de gaz, d'une part, et les redevances de gaz naturel sur gazoduc transcontinental, d'autre part.

Comme le montre l'historique décrit par le tableau et la figure suivante, les ressources tunisiennes en hydrocarbures auront connu une hausse quasiment continue jusqu'au début des années 1990, atteignant les 6 Mtep en 1991-1992. Il s'en est suivie une période régression jusqu'en 1995.

Depuis 1997 les ressources tunisiennes d'hydrocarbures se sont maintenues à un niveau dépassant les 6 Mtep jusqu'en 2006. Une relance de la production pétrolière en 2007 fait monter le niveau des ressources jusqu'à 7 Mtep et c'est à partir de 2011 où on constate une décroissance de ces ressources.

Pendant toute la période le déclin de la production de pétrole a été compensé par une hausse des ressources en gaz naturel, et plus particulièrement le gaz redevances et les apports du gisement de Miskar dès 1996.

3.2.5. 1 Le Gaz naturel

Les disponibilités du gaz redevance à partir de l'année 1984 et les gisements nationaux ont contribué à raison d'environ 15% en moyenne dans les ressources nationales totales d'hydrocarbures avec une part maximale d'environ 18% en 1995.

A côté de la production nationale de gaz, les ressources tunisiennes comprennent également les redevances de gaz correspondant aux droits de passage du gazoduc Transméditerranéen sur le territoire national. Oscillant généralement aux alentours de 400-500 ktep de 1985 à 1990, ces redevances ont significativement augmenté dès 1995, à la faveur du doublement de la capacité du gazoduc, se maintenant à plus de 800 ktep pendant plusieurs années, pour se stabiliser finalement aux alentours de 1 Mtep à partir de 1999, voir plus 1.4 Mtep pendant les années 2005-2008 et enfin de baisser à partir de 2009.

L'entrée en production du gisement de Miskar en 1996, du gisement EChouch Essaïda en avril 2009 et du gisement Hasdrubal à la fin de l'année 2009 a marqué la confirmation de l'apport du gaz dans les ressources nationales en hydrocarbures avec une contribution supérieure à 40% à partir de 1998.

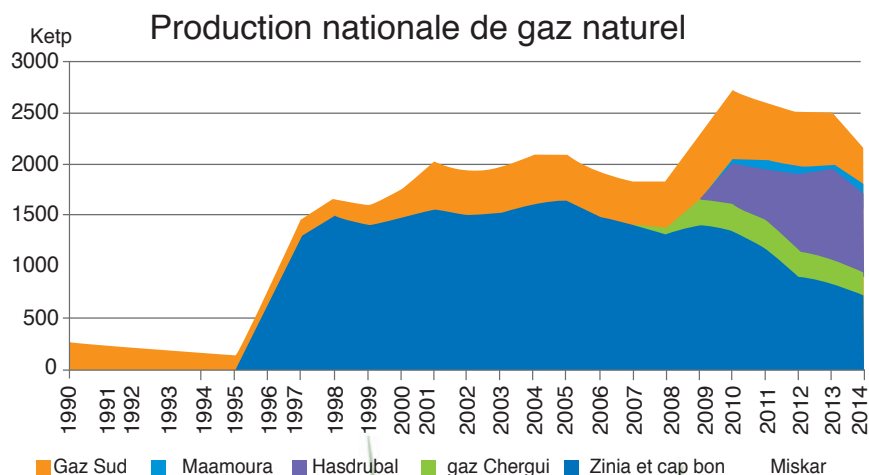


Figure 37: Production nationale de gaz naturel (source ONE)

Le graphique suivant montre la part prise par le gaz naturel dans les ressources nationales en hydrocarbures.

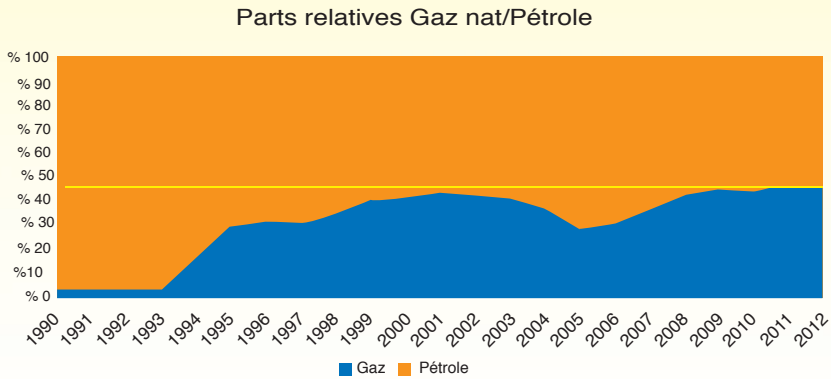


Figure 38: Parts relatives Gaz nat./Pétrole (source ONE)

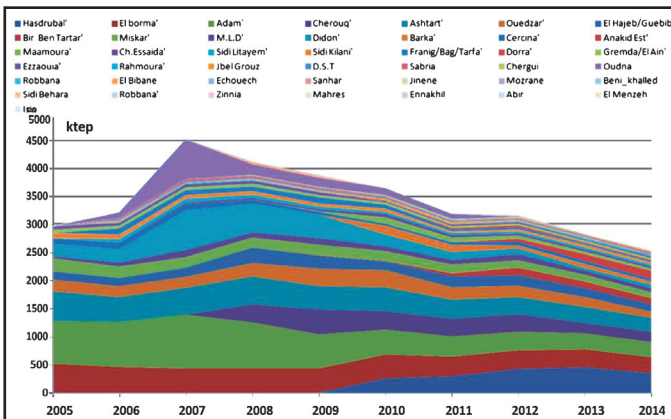
3.2.5.2 Le pétrole

La production du pétrole en Tunisie a commencé à partir de l'année 1966 avec la découverte du champ d'El Borma.

Depuis, la production a enregistré une hausse continue, atteignant un pic de 5,6 millions de tep en 1979 et en 1980. Cette tendance c'est infléchiée en 1981 et la décroissance s'est maintenue depuis cette date avec le déclin quasi-définitif des gisements d'Ashtart et d'El Borma.

La production pétrolière a atteint ses niveaux les plus bas à partir de 2001, avec des productions oscillant entre 3,2 et 3,5 Mtep.

Le graphique suivant montre les tendances de la production des différents gisements pétroliers et notamment le déclin très rapide de certains gisements tel que Ezzaouia, MLD etc.



*Figure 39:
Productions des
gisements pétro-
liers 2005-2014
(Source ONE)*

3.3 Les ressources renouvelables

3.3.1 Orientation politique et cadre réglementaire

Dès le début des années 1980, la Tunisie a progressivement mis en place les instruments institutionnels et réglementaires pour la promotion des ER. Au plan institutionnel, l'ANME constitue aujourd'hui le principal outil pour la conception et la mise en œuvre de la politique en matière d'Énergie renouvelables et d'économies d'énergie. L'Agence est placée sous la tutelle du Ministère de l'Industrie et de la Technologie.

En 1985 et 1986, les grandes lignes du cadre réglementaire qui va progressivement évoluer sont définies par la promulgation de plusieurs lois et décrets, notamment le Décret-loi n°85-8 du 14 septembre 1985 relatif à l'économie d'énergie, ratifié par la Loi n°85-92 du 22 novembre 1985. C'est en vertu de ce texte qu'a été créée l'Agence de Maitrise de l'Énergie (AME) qui deviendra ANER et actuellement ANME.

Comme précédemment énoncé, la mise en place du cadre réglementaire tunisien relatif aux énergies renouvelables s'est faite par la loi du 2 août 2004 amendée par la loi du 9 février 2009, qui prévoit :

- Tout établissement ou groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriels, agricoles et tertiaires sont autorisés à produire de l'énergie pour leur consommation propre et bénéficient du droit de.
 - Transport de l'électricité produite par le réseau électrique national jusqu'à leurs points de consommation.
 - Vente des excédents exclusivement à la STEG (selon un contrat type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie).
- Les conditions de transport, de vente des excédents et des limites supérieures sont fixées par décret.

Selon l'article 14 Ter de la loi n°2009-7, les particuliers et les connectés au réseau de basse tension sont autorisés à produire de l'énergie électrique pour leur consommation propre. La limite de la puissance installée sera fixée par décret.

Le décret n°2009-2773 du 28/09/2009, quant à lui, fixe les conditions de transport de l'électricité, produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la STEG.

- La vente exclusive à la STEG des excédents de l'électricité doit rester dans la limite de 30% de l'électricité produite annuellement.
- Cette limite pourrait être dépassée pour les projets de production à partir de la biomasse sans dépasser 15 MW.
- La puissance électrique installée des équipements de production de l'électricité doit être inférieur à la puissance électrique souscrite basse tension du producteur auprès de la STEG.

La loi 12-2015 du 11 mai 2015 relative à la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables a pour objectif de définir le régime juridique qui régit la réalisation des projets de production d'électricité à partir des énergies renouvelables pour l'autoconsommation, la satisfaction des besoins de la consommation locale et pour l'exportation. Cette nouvelle loi définit par ailleurs, le régime juridique régissant les installations, les équipements, les matériels et les biens immeubles nécessaires pour la production et le transport d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables.

Les textes d'application de cette loi sont en cours de préparation.

3.3.2 Les incitations financières

Dès le milieu des années 1980, la loi de finances 1985 et son article 79 instituent le fonds spécial des hydrocarbures et de la maîtrise de l'énergie financé par une taxe sur les hydrocarbures. Ce fond spécial du trésor a été créé afin de promouvoir les réalisations dans le domaine des énergies renouvelables et de l'économie d'énergie. Ce fonds n'a fonctionné que très peu de temps. Il fut supprimé en 1987. Même s'il est difficile d'évaluer l'impact de ce fonds, il a l'avantage de poser les jalons pour les futurs mécanismes de financement indispensables au développement des ER. En matière de financement par des sources nationales, la loi du 15 août 2005 a créé le Fonds National de Maîtrise de l'Énergie (FNME), alors que le décret du 22 août 2005 définit les montants et modalités d'octroi.

Un cadre incitatif pour la maîtrise de l'énergie a été établi par le gouvernement tunisien. Le décret n°2009-362 du 09/02/2009 fixe les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par le régime pour la

maîtrise de l'énergie ainsi que les conditions et les modalités de leur octroi comme suit :

- Projet d'éclairage rural et pompage de l'eau par énergie solaire et énergie éolienne pour les fermes agricoles et les projets ruraux : une prime de 40% et un plafond de 20.000 DT (dinar tunisien) .
- Installations photovoltaïques connectées au réseau : une prime de 30% avec un plafond de 15000 DT.
- Production de biogaz : une prime de 40% avec un plafond de 20.000 DT .
- Installations de biogaz dans le but de produire de l'électricité : une prime de 20% et un plafond de 100.000 DT.
- Chauffage solaire de l'eau :
 - Secteur résidentiel et petits métiers.
 - 200 DT pour les systèmes dont la surface de capteur est comprise entre 1 et 3 m².
 - 400 DT pour les systèmes dont la surface de capteur est comprise entre 3 et 7 m² ; Secteur industriel et tertiaire : 30% de l'investissement.

D'autre part, les matières premières, produits semi-finis et équipement utilisés dans la maîtrise de l'énergie bénéficient d'avantages fiscaux comme la suspension de la TVA et la réduction de 10% des droits de douanes.

Une réforme du FNME est en cours, elle débouchera sur la création du Fonds de Transition Énergétique (FTE) qui remplacera le FNME et aura de nouvelles prérogatives en cours de définition.

Par ailleurs, des exonérations fiscales et douanières : sont prévues par le 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'Incitation aux Investissements. Les investissements dans le domaine de la production et de la commercialisation des énergies renouvelables bénéficient de la réduction des droits de douane au taux minimum de 10%, la suspension de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) au titre des biens d'équipement et matériels importés n'ayant pas de similaire fabriqués localement, et la suspension de la taxe sur la valeur ajoutée des biens d'équipement et matériels acquis localement.

3.3.3 Le potentiel du renouvelable en Tunisie :

3.3.3.1 Le potentiel solaire :

La Tunisie dispose d'un gisement solaire important surtout dans les zones du sud du pays, l'indice d'irradiation direct varie en moyenne de 1700 kWh/m²/jour à l'extrême nord, à 2300 kWh/m²/jour dans les zones de l'extrême sud.

3.3.3.2 Le potentiel éolien :

La Tunisie a publié fin 2009, un Atlas éolien très détaillé qui a nécessité l'installation, pendant plus d'une année, d'instruments de mesure de vent à hauteur de 20 et 40 mètres dans 17 sites différents du pays, hormis l'exploitation des statistiques collectées par l'Institut National de Météorologie dans ce domaine. Le Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz dispose aussi de ses propres masts de mesures.

Le potentiel technique est déterminé essentiellement par la contrainte de capacité d'absorption du réseau électrique de la production éolienne.

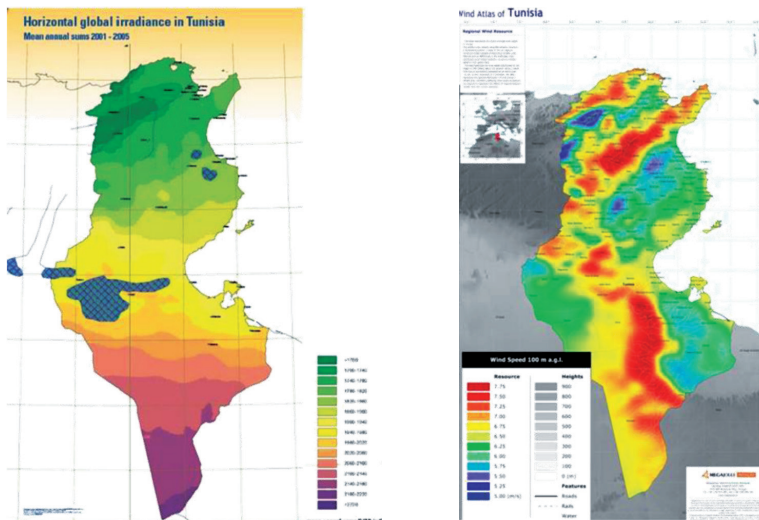


Figure 40: Le potentiel solaire et éolien tunisien

3.3.4 Les réalisations

Suite à des évaluations poussées du potentiel éolien dans les différentes régions du pays plusieurs sites ont été sélectionnés. Une première centrale éolienne d'une puissance de 10,6 MW a été construite à Sidi Daoud et mise en production en aout 2000. Les estimations du productible ont été confirmés

pendant les premières années de fonctionnement et deuxième tranche de 8,7 MW, a été mise en service en 2004.

Compte tenu des résultats encourageants de ces deux tranches la STEG a décidé d'installer 34 MW supplémentaires sur le site de Sidi Daoud. Cette extension a été mise en service pendant l'année en 2009. Cette extension a fait l'objet d'un projet MDP enregistré en 2012 (UNFCCC).

Le développement de la technologie de l'éolien a permis de construire des machines avec des puissances unitaires plus importantes et mieux adaptées aux conditions des vents, ceci s'est traduit par des coûts de production du kWh plus compétitifs.

Avec le développement de la capacité de transport du réseau électrique national, la STEG a construit une deuxième centrale éolienne à Metline et à Khabta totalisant une puissance installée de 190 MW. Cette centrale a fait l'objet d'un projet MDP enregistré en 2012 (UNFCCC), bien que la mise en service des dernières tranches n'a été prononcée qu'en 2015.

Le tableau suivant montre la capacité éolienne installée et l'énergie électrique produite.

Tableau 7: l'énergie éolienne en tunisie (source STEG)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Puissance (MW)	10.6	10.6	10.6	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	54	54	54	173	200	233
Energie (GWh)	23.1	23.6	30.1	33.4	43.7	42.4	37.6	43	39.4	97.5	138.6	109.2	196	358	507

Les prévisions du plan solaire tunisien (PST) et du Mix énergétique pour la production électrique montrent une augmentation importante de la puissance éolienne installée en Tunisie, le tableau suivant donne les prévisions retenues dans le plan solaire tunisien .

Tableau 8: Prévision du développement de l'éolien (PST)

	2016	2020	2030
Puissance éolienne installée (MW)	405	835	1755

Le développement de l'éolien en Tunisie est subordonné à la capacité d'intégration des énergies renouvelables du réseau national de transport de l'électricité et des interconnexions. L'introduction du palier 400 kV améliorera d'une manière significative cette capacité.

3.3.4.1 Le solaire thermique

3.3.4.2 Les installations solaires thermiques en Tunisie

La Tunisie bénéficie d'un niveau d'ensoleillement favorable au développement de l'utilisation des techniques de chauffage de l'eau dans les différents secteurs (habitat, hôtellerie, industrie etc...).

Les programmes mis en place depuis les années 80 et en particulier le «Prosol thermique» ont permis l'introduction de cette technique et la réalisation d'environ 766 000 m² de capteur à la fin de l'année 2014.

Il est à signaler que les subventions du gaz naturel et du GPL domestique sont des facteurs qui freinent le développement du chauffe solaire. En effet, malgré les incitations financières accordées dans le cadre du programme « Prosol thermique », le temps de retour sur investissement pour les utilisateurs reste supérieur à 9 ans.

Le graphique suivant montre les réalisations pendant la période 1990-2014 :

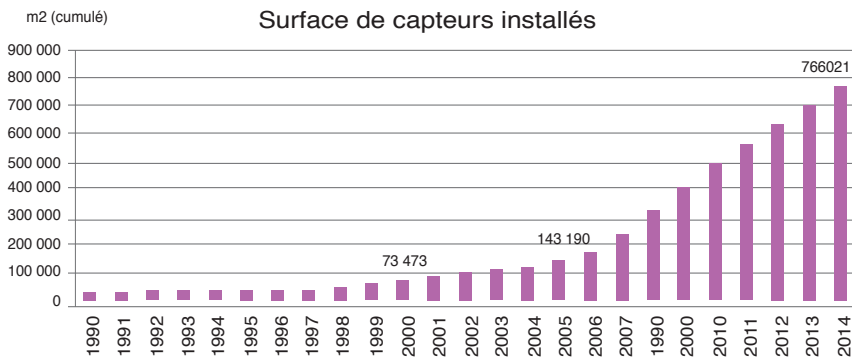


Figure 41: Surface cumulée de capteurs installés

3.3.4.3 Aspects réglementaires et incitatifs

À l'instar des énergies renouvelables, le chauffe-eau solaire, bénéficie du cadre général des dispositions incitatives de la maîtrise de l'énergie. Ce cadre est régi essentiellement par les dispositions de la Loi n° 93-120 du 27 décembre

1993, portant promulgation du code d'incitation aux investissements, qui régit également la maîtrise de l'énergie sous toutes ses formes.

Les avantages accordés par ce code, et s'appliquant au chauffage solaire de l'eau, sont les suivants.

Application de droits de douane minimum (10%) et suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas de similaires fabriqués localement.¹¹

Suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits économiseurs en énergies acquis localement.

La liste des produits et équipements faisant objet des deux derniers avantages fiscaux est fixée par décret et est actualisée tout les deux à trois ans sur proposition de l'ANME et après consultation des différents acteurs.

Le décret 99-9 du 4 janvier 1999 a introduit un nouvel avantage en faveur du chauffe-eau solaire, censé insuffler de la concurrence sur le marché. Il s'agit de la suspension de la TVA à l'importation de chauffe-eau solaires, alors que la loi n° 93-120 couvre uniquement les produits n'ayant pas de similaires fabriqués localement, ce qui n'était pas le cas en Tunisie, puisque le chauffe-eau solaire était fabriqué localement.

En ce qui concerne la TVA, la vente des chauffe-eau solaires en est effectivement exemptée, à l'exception de la TVA sur les frais d'installation qui d'élèvent à 22,5%.

La Loi n°2004-72 du 2 août 2004 cite spécifiquement les applications solaires thermiques, et donc le chauffage de l'eau, comme faisant partie intégrante des actions de maîtrise de l'énergie. De telles applications bénéficieront donc de tous les avantages concédés par l'État à la maîtrise de l'énergie.

A ce titre, la Loi n°2005-82 du 15 août 2005, portant création du Système de Maîtrise de l'Énergie (SME), couvre d'une manière explicite le chauffe-eau solaire et lui donne donc la possibilité de bénéficier des ressources qui seront mobilisées par le SME.

¹¹ Décret n°94-1998 du 26 septembre 1994, portant réduction des droits de douane à 10% et suspension des taxes d'effets équivalents et de la TVA

Le Décret n°2005-2234 du 22 août 2005 vient en appui au SME, en définissant les avantages dont bénéficiera le chauffage solaire de l'eau pour le résidentiel et les entreprises privées. Ce Décret a été modifié par le Décret N° 2009-362 du 9 février 2009; la prime octroyée pour les CES est de 30% du coût de l'investissement avec un plafond de 150 DT/m².

3.3.4.5 Le solaire photovoltaïque

La technologie du solaire photovoltaïque a atteint sa maturité notamment avec le développement des différentes filières de fabrication des panneaux. Parallèlement à la maîtrise technologique, le développement du marché mondial a induit une réduction importante des coûts des installations photovoltaïques isolées ou raccordées au réseau électrique.

3.3.4.6 Le photovoltaïque isolé

Les systèmes photovoltaïques installés dans le cadre du programme sont des kits PV individuels complets (module PV, batterie, régulateur de charge/décharge, adaptateur, luminaires, interrupteurs et câbles). Etant donné l'aspect social de ce programme, Ces systèmes sont fortement subventionnés par l'état et la participation des bénéficiaires a été fixée à 100 DT par système.

La première expérience tunisienne en matière du solaire photovoltaïque a été initiée par la STEG avec la construction de la centrale photovoltaïque de Hammam Biadha dans le gouvernorat de Siliana. Cette centrale, d'une capacité de 29 kWc et réalisée dans le cadre de la coopération avec les Etats-Unis, a été mise en service en 1980.

Après avoir expérimenté les systèmes photovoltaïques autonomes dans le cadre de plusieurs projets de démonstration, la Tunisie a mis en place au milieu des années 90 un programme national d'électrification solaire des sites isolés (non reliés au réseau). Grâce à ce programme, environ 13 000 ménages ruraux et 200 écoles ont été électrifiés par l'énergie solaire photovoltaïque. Depuis le milieu des années 90, est intervenue la phase de diffusion, avec l'équipement de 11.000 foyers et 200 écoles, représentant 1,2 MWc.

Le graphique suivant montre la répartition des kits photovoltaïques par gouvernorat :

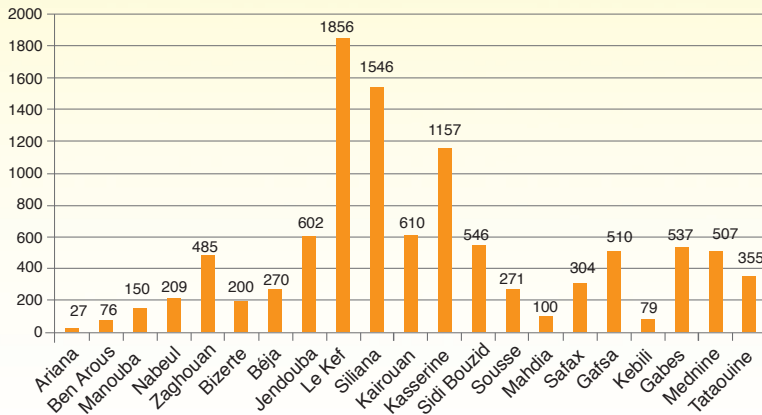


Figure 42: Kits solaires par gouvernorat (2013) (source ANME)

Parallèlement à l'électrification des logements ruraux, l'énergie solaire photovoltaïque a été exploitée en Tunisie pour le pompage de l'eau et on compte actuellement une centaine de puits équipés par cette technologie. Cette activité a été initiée début des années 90 avec la coopération allemande GTZ, elle a concerné le pompage de l'eau potable au niveau des puits non raccordés au réseau électrique national et gérés par les Commissariats Régionaux de Développement Agricole.

La puissance d'une installation de pompage photovoltaïque dépend des débits de l'eau pompée et de la profondeur des puits. Étant donnés les coûts actuels des systèmes de pompage PV, l'utilisation de cette technologie s'adapte économiquement mieux avec les puits peu profonds nécessitant des puissances relativement limitées.

D'après le rapport publié en 2005 par le Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques et portant sur la situation de l'exploitation des nappes phréatiques, la Tunisie compte environ 138 000 puits de surface ayant une profondeur inférieure à 50 m.

Environ 68 % de ces puits sont équipés par des systèmes de pompage, dont 52.538 puits fonctionnant par des motopompes électriques et 41.278 par des pompes diesel.

L'étude stratégique sur les énergies renouvelables, réalisée en 2004, a montré que le pompage PV représente un potentiel de 5 000 puits de surface pouvant être équipés à l'horizon de 2020 (selon un scénario minimaliste). Les puits ciblés par cette technologie sont ceux qui utilisent le diesel, devenu trop cher pour les petits agriculteurs, et les puits actuellement non équipés qui sont de l'ordre à 43000 unités.

Le tableau suivant donne la répartition des puits ainsi équipés actuellement .

Tableau 9: répartition des puits équipés de pompages photovoltaïques

Gouvernorat	Nombre	Profondeur (m)	Débit (l/ s)	Puissance totale (Kwc)
Kairouan	7	35 - 120	0.1 – 0.4	18
Kebili	31	14 - 150	0.2 – 0.6	65.5
Tatouine	18	20 - 100	1 - 3	73.5
Siliana	4	40 - 100	0.25 – 0.45	8
Gabes	3	175 - 280	0.2 – 0.6	21.5
Médenine	23	6 - 547	0.5 – 12.5	42.5
Total	86			224

(source ANME)

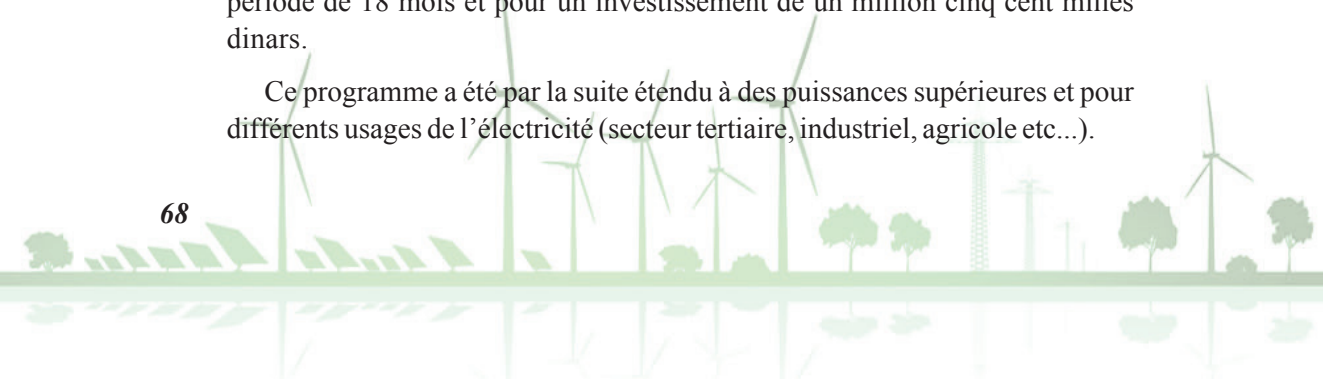
3.3.4.6 Le photovoltaïque raccordé au réseau électrique

Le photovoltaïque raccordé au réseau n'a connu un vrai démarrage qu'à partir de l'année 2009 et plus particulièrement suite à la promulgation de la loi 2009-7 relative à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables et de ses décrets d'application.

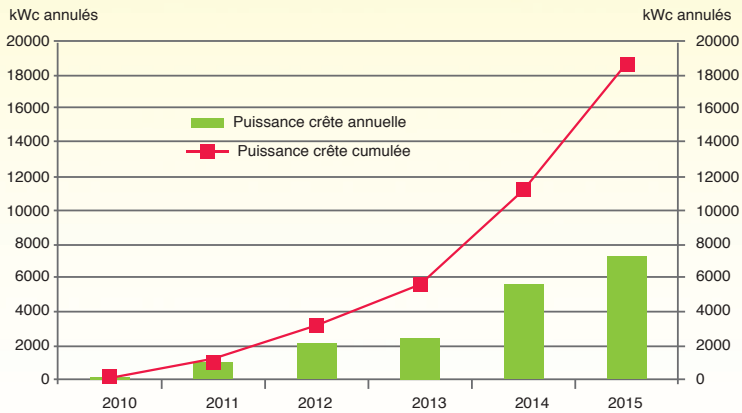
Le programme PROSOLELEC mis en place par l'ANME et la STEG a été le déclencheur d'un marché consistant de réalisation d'installations photovoltaïques raccordées au réseau basse tension et pour les habitations domestiques.

Ce programme, qui a démarré en 2010, prévoyait dans sa phase initiale la réalisation de 1000 installations de puissance unitaire 1 ou 2 kWc sur une période de 18 mois et pour un investissement de un million cinq cent mille dinars.

Ce programme a été par la suite étendu à des puissances supérieures et pour différents usages de l'électricité (secteur tertiaire, industriel, agricole etc...).



Le graphique suivant montre l'évolution des puissances installées:



1. Figure 43: Puissances PV raccordées au réseau (Source ANME)

Cadre réglementaire favorable au développement du Photovoltaïque

- Février 2009 : loi 2009-7 ajoutant les articles 14 bis, 14 ter et 26 bis relatifs à l'autoproduction à partir des énergies renouvelables.
- Février 2009 : promulgation du Décret n° 2009-362 fixant les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par le régime pour la maîtrise de l'énergie ainsi que les conditions et les modalités de leur octroi.
- Septembre 2009 : Décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009 fixant les conditions de transport de l'électricité 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.
- Septembre 2009 : 1ère version du Plan Solaire Tunisien (PST).
- Janvier 2010 : lancement du programme ProsolElec.
- Mai 2011 : Arrêté du ministre de l'industrie et de la technologie du 12 mai 2011, portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération et d'énergies renouvelables sur le réseau électrique national.

- Avril 2012 : validation du rapport de l'étude stratégique du Mix énergétique pour la production de l'électricité en Tunisie.
- Avril 2012 : 2ème version du PST.
- Juin 2014 : fixation des tarifs d'achat par la STEG du surplus d'électricité des clients auto-producteurs raccordés sur les réseaux MT et HT.

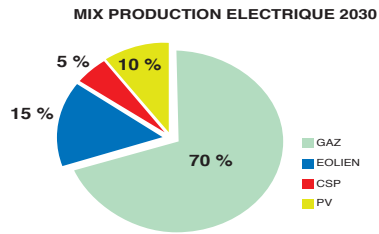
Prévisions de développement du photovoltaïque

Le programme Photovoltaïque s'inscrit dans la stratégie nationale de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables, la capacité à installer découle de l'étude du Mix énergétique pour la production électrique à l'échéance 2030 et des prévisions du Plan Solaire Tunisien (PST).

Composition du Mix retenu pour 2030

La variante retenue dans le cadre de l'étude du Mix énergétique pour la production électrique prévoit un Mix gaz et énergie renouvelable.

Le Mix énergétique prévoit pour 2030 un parc de production composé de :
Centrales à Gaz : 9130 MW
Parcs éoliens : 1755 MW
Photovoltaïque : 1510 MW
Thermo-solaire: 460 MW



Programme Solaire Photovoltaïque pour les différentes échéances

Les puissances photovoltaïques additionnelles à installer pour les différentes échéances sont indiquées dans le tableau suivant :

Tableau 10: Puissances photovoltaïques à installer jusqu'à l'horizon 2030 (source PST)

Année	MW
2012	20
2013	20
2014	20
2015	40
2016	100
2017	100
2018	100
2019	100
2020	100
2021	200

Année	MW
2022	200
2023	200
2024	200
2025	140
2026	80
2027	80
2028	80
2029	80
2030	70

Situation à la fin de 2014

Les réalisations à fin de 2014 sont bien en deçà des prévisions du Mix énergétique pour la production électrique. Les raisons de ce décalage entre les réalisations et les prévisions d'une part et dans le changement d'échelle pour le développement du photovoltaïque d'autre part sont multiples, elles sont essentiellement dues à une insuffisance du cadre réglementaire, à l'inaccessibilité aux mécanismes de financement des grands projets, au manque de visibilité pour les investisseurs et à la distorsion induite dans la tarification de l'électricité par la subvention des tarifs actuels.

3.3.4.7 Le biogaz

Le potentiel du biogaz en Tunisie

Les quantités de déchets organiques produites à l'échelle nationale sont estimées à environ 7 millions de tonnes. (Données 2009)¹².

- 2.2 millions T/an (soit 0.6kg/pers/j) de Déchets Ménagers.
- 2 millions de tonnes essentiellement de l'activité agricole.
- 1000 milles tonnes de margine «issue de la trituration de l'huile d'olives», en effet La quantité de margine estimée en 2007 est de 850 mille tonnes et celle de 2009 est de 944 mille tonnes. On estime que la quantité de margine en 2030 sera de 1095 mille tonnes.
- 400 milles tonnes de fientes de volailles.
- 2 millions de tonnes de boues liquides de «STEP» dont environ 350 milles tonne valorisées en biogaz (Station Chotrana) un programme est mis en place, la première tranche concerne 5 stations d'épuration (Nabeul SE4, Mahdia, Moknine, Sousse Hamdoun, Gafsa).



Tableau 11: Évaluation du gisement et du potentiel mobilisable et éparpillé des déchets organiques (hormis les Ordures ménagères)
(source ANGeD/ présentation mai 2010)

Provenance des matières organiques	production en 1000 tonne	potentiel biogaz M Mm ³
Marchés municipaux et de gros	17.5	3
Conserveries de fruits et légumes	39.5	10
Les margines	1000	24
La vinification	10.5	3,5
Les abattoirs de bétail	30	4
Les abattoirs de volailles	48	10
Les activités de restauration	69	17
Les fumiers	2200	350
Les fientes liquides	400	36
Boues de stations d'épuration	350	44
Total		500

Les premiers projets de biogaz en Tunisie ont été installés au milieu des années 80 avec la coopération allemande. Un projet pilote de 50 digesteurs ruraux avait été mis en œuvre en 1986 dans la région de Sejnane pour l'éclairage et la cuisson et la matière «fertilisant». Cette action n'a pas été une réussite puisqu'une investigation menée par les services de l'ANGeD en 2010 a permis de constater l'existence de vestige de 28 digesteurs et l'ANME avait dû abandonner la piste du développement de la filière à travers les digesteurs ruraux individuels. La nouvelle stratégie adoptée, depuis, par l'ANME a visé le développement des systèmes de digesteurs industriels pour la production du biogaz.

Un projet pilote de production semi-industrielle de biogaz a été réalisé en 2000 dans la région de Hammam Sousse. Ce projet consiste en la valorisation de fientes de volaille dans une unité industrielle de production avicole. Le digesteur est d'un volume de 300 m³ est capable de traiter environ 4 tonnes par jour. La capacité de production des installations est estimée à 120 m³ de biogaz par jour.

Le biogaz produit par le digesteur, après sa désulfuration, est composé d'environ 77% de méthane, 22% de CO₂ et 1% de gaz divers. Une partie du biogaz produit est utilisée pour des usages thermiques de cuisson et chauffage de l'eau dans la ferme. Toutefois la grande partie du gaz produit est utilisé

pour la production d'électricité grâce à deux générateurs de 24 KVA chacun, fonctionnant en alternance.

L'autre expérience de valorisation du biogaz a été menée par l'ONAS, dans quelques unes de ses stations d'épuration.

Production combinée de chaleur et d'électricité dans la station d'épuration de Charguia – Tunis: une première expérience de valorisation de biogaz à la Station d'épuration charguia (40000 m³/j) eau usée , par deux groupes électrogènes 2 X 320 Kw qui n'est pas réussie vu le taux de H₂S élevé et dont la durée de fonctionnement n'a pas dépassé 1 an.

Une deuxième expérience à la STEP Choutrana de production d'énergie à travers le biogaz issu de la méthanisation anaérobie des boues produites (8000 à 10000 m³/j de biogaz) et production d'énergie entre 12000 et 23000 kWh/jour soit 30 à 40% de la consommation de la station.

Valorisation thermique du méthane de la station d'épuration SE4 – Nabeul: La STEP SE4 de Nabeul a été construite en 1979. C'est également une petite station d'épuration utilisant le même procédé que la STEP de la Charguia, et ayant été équipée, dès le départ, d'une installation de valorisation thermique du gaz méthane. La chaleur produite est utilisée pour chauffer le digesteur, mais il n'existe pas de production d'électricité en raison de la faible taille de la STEP.

Le cadre réglementaire

À l'instar des autres énergies renouvelables, le biogaz bénéficie du cadre général des dispositions incitatives de la maîtrise de l'énergie décrit ci-dessus. Il bénéficie donc de tous les avantages concédés par l'Etat à la maîtrise de l'énergie (voir arsenal réglementaire sur le site ANGeD (<http://www.anged.nat.tn/>)).

3.3.4.8 Le bois -énergie

Consommation de biomasse-énergie en Tunisie

Dans le contexte tunisien, la biomasse-énergie regroupe les quatre principaux produits de biomasse faisant l'objet d'une utilisation à des fins énergétiques en Tunisie. Il s'agit, en l'occurrence du bois de feu, du charbon de bois, des résidus végétaux et des déchets animaux.

Selon les dernières enquêtes réalisées, en 1997, par la Direction Générale de la Forêt¹³, la consommation totale de bois-énergie en Tunisie s'élevait à environ 1,9 millions de tonne de bois, et 148.000 tonnes de charbon de bois par an. En considérant un rendement de carbonisation moyen de 20%, la consommation totale de bois énergie a été estimée à 2,64 millions de tonnes d'équivalent bois primaire par an. Exprimée en terme d'énergie finale, cette consommation représente environ 926 ktep par an, soit environ 15% de la consommation énergétique primaire totale de l'année 1997.

A la consommation de bois-énergie s'ajoute la demande pour les autres produits de la biomasse (résidus végétaux et déchets animaux), qui sont toujours utilisés à des fins énergétiques en milieu rural. Cette consommation s'était établie à 155 ktep primaires en 1997, soit 2% de la consommation énergétique primaire totale de l'année 1997.

Avec 17% du bilan en énergie primaire de la Tunisie, la consommation totale de biomasse-énergie jouait donc encore un rôle important dans la satisfaction énergétique tunisienne en 1997.

Tableau 12: Consommation de biomasse-énergie par type d'énergie en Tunisie (1000 tonnes) (Rapport SCET Tunisie)

	Bois de feu	Charbon de bois	Résidus végétaux	Déchets animaux
Nord-Est	504,3	42,6	14,3	16,3
Nord-Ouest	645,1	10,3	46,3	41,3
Centre	675,5	69,7	173,2	62,6
Sud	186,5	37,0	105,2	0,0
Total Tunisie	2011,4	159,6	339,0	120,2

Source : Enquête SCET, 1997.

Pertinence du bois-énergie en tant que source significative d'offre d'énergie

Dans la mesure où il est exploité d'une manière durable, le bois-énergie doit être utilisé au même titre que toutes les autres sources nationales d'énergie. L'utilisation des sous-produits de l'arboriculture à des fins énergétiques, surtout pour la production de charbon de bois, est donc tout à fait pertinente.

¹³ Analyse du bilan de bois énergie et identification de plan d'action, DGF/SCET Tunisie/Scandiaconsult, 1998

Structure spatiale la demande bois-énergie en Tunisie

La consommation de biomasse-énergie ne pose pas, en principe, de problème majeur, à partir du moment où elle se fait d'une manière durable, et donc que l'offre corresponde exactement à la demande.

Pour ce qui concerne le bois-énergie, ceci n'est cependant le cas, dans la mesure où il existe un déséquilibre structurel entre la demande et l'offre de bois-énergie, et ceci dans 3 des quatre régions tunisiennes. En effet, la répartition spatiale de la demande d'énergie ne correspond pas du tout à la répartition de l'offre. Comme pour des raisons de coût de transport, la mobilité du bois-énergie d'une région à une autre n'est pas économiquement faisable, il en découle des situations de déficits dans le nord et dans le sud, lesquels sont compensés par des ponctions sur le capital végétal ou par l'utilisation de déchets végétaux, alors que seule la région du Centre est excédentaire.

En outre, il faut également se poser des questions sur les implications réelles de l'utilisation des bouses de vaches à des fins énergétiques (combustion directe), alors qu'elles sont normalement destinées à des usages plus nobles d'amendement des sols. Cette concurrence de l'énergie aux dépens de l'agriculture, outre qu'elle traduit le contexte énergétique difficile que vivent certaines régions rurales, acculant la population à utiliser ce «dernier recours» énergétique, est également une conséquence de la perte du couvert boisé dans ces régions, consécutive, justement à une surexploitation de ce couvert, notamment à des fins énergétiques. On voit là les implications à long terme d'une utilisation non durable du couvert végétal à des fins énergétiques, environnementales dans une première phase, sociales évidemment, et puis agricole, et donc économique.

La consommation de bois-énergie se répartit assez équitablement entre le nord, d'un côté, avec 52% de la demande de bois-énergie de la Tunisie, et le Centre et le Sud, de l'autre, avec 48% de cette demande.

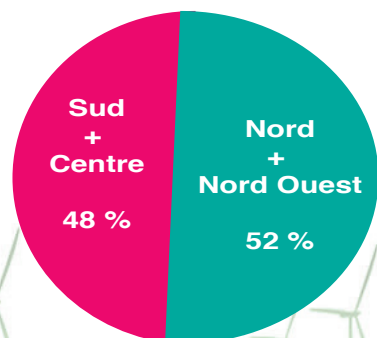


Figure 44:
Répartition de la consommation
de bois-énergie par région

Cet équilibre relatif cache des déséquilibres structurels dans entre l'offre et la demande de ces régions.

A ce titre, il est important de distinguer deux concepts différents relatifs à l'offre de bois énergie :

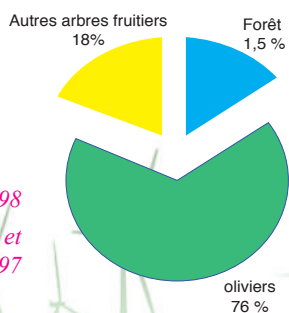
- L'offre potentielle renouvelable : Ce concept correspond à la quantité totale de bois potentiellement utilisable, mais de manière durable, c'est à dire sans toucher au capital végétal sur pieds. Ce concept est toutefois théorique, car la mobilisation des ressources en bois est déterminée par les pratiques habituelles d'exploitation et se heurte souvent à différentes contraintes limitant l'accès à ces ressources.
- L'offre disponible (ou réalisée) : Elle correspond à la partie du potentiel de bois effectivement mobilisée pour les usages énergétiques. Compte tenu des différentes contraintes d'exploitation, l'offre réalisée est souvent largement plus faible que l'offre théorique. Dans ce qui suit, nous nous basons essentiellement sur ce dernier concept pour mesurer l'offre de bois énergie.

Dans l'offre disponible définie précédemment, il y a lieu de distinguer deux principales sources de bois-énergie :

- La forêt, intégrant également les maquis et garrigues non arborés ainsi que les brise-vent et les plantations routières.
- L'agriculture, intégrant la taille des oliviers et des autres types d'arbres fruitiers.

L'offre disponible et réalisée en bois sec a été estimée en 1997 à environ 2,6 millions de tonnes.

Comme le montre la figure suivante, l'offre réalisée de bois énergie est largement dominée par le secteur de l'agriculture qui représente environ 85% de l'offre. La taille des oliviers représente à elle seule environ 2/3 de l'offre globale de bois énergie en Tunisie.



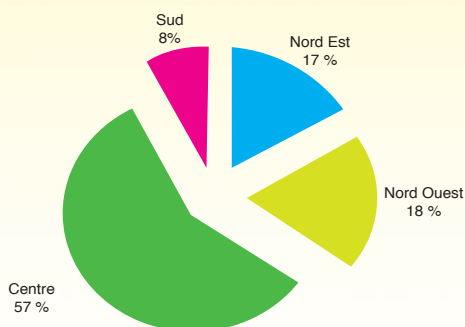
Source: Enquêtes DGF, 1997 et 1998

Figure 45: Offre de bois énergie réalisée et disponible par type de ressources en 1997

Grâce à la taille des oliviers, la région du Centre présente l'offre de bois énergie la plus importante. Elle participe à elle seule à hauteur de 57% dans l'offre nationale.

Source: Enquêtes DGF, 1997 et 1998

Figure 46; Répartition de l'offre de bois énergie disponible selon les régions



Selon les enquêtes réalisées par la direction générale de forêt, le bilan de bois énergie a été légèrement déficitaire en 1997, d'environ 23 milles tonnes. Selon les projections réalisées dans le cadre de cette étude, ce bilan devrait s'améliorer avec le temps pour atteindre un solde positif de 270 milles tonnes en 2002 et 860 milles tonnes à l'horizon 2010.

Toutefois, compte tenu du caractère local de l'offre en bois et le caractère non commercial dominant de la filière, le bilan global ne permet pas de tirer des enseignements suffisants en ce qui concerne le niveau de pression sur les ressources.

Une analyse régionale de l'offre montre que seule la région Centre est excédentaire et que toutes les autres régions présentent un déficit, avec un taux de couverture de 65% dans le Nord-Est (déficit de 270.000 tonnes), de 72% dans le Nord-Ouest (déficit de 190.000 tonnes), et de 59% dans le Sud (déficit de 142.000 tonnes). Si une partie du déficit, correspondant à la demande de charbon de bois, peut être compensée par «l'importation» provenant de la région excédentaire du centre, la plus grande partie du déficit, essentiellement de bois de feu dans les régions du Nord-Est et du Nord-Ouest, est compensée par des prélèvements sur le couvert végétal, et, accessoirement en recourant aux résidus végétaux et déchets animaux.

Avec de telles ponctions, la «renouvelabilité» des ressources en bois de feu dans ces régions est remise en péril, et pose justement un problème aigu de déforestation.

La carte suivante visualise les zones de déficit sur l'ensemble de la république, et met en exergue les déséquilibres écologiques qui ont en résulté depuis plusieurs décennies.

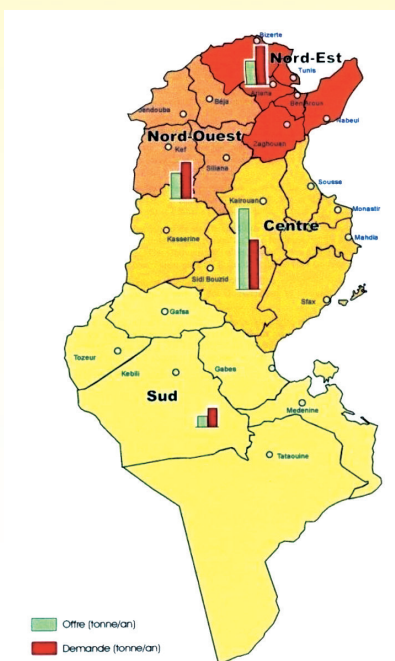


Figure 47: Adéquation entre l'offre et demande régionales de bois énergie en Tunisie

Source: Analyse du bilan de bois-énergie et identification d'un plan d'action en Tunisie. Phase I – Bilan offre-demande de bois-énergie et d'énergies de substitution en Tunisie. DGF/SCET Tunisie/Scandiaconsult

La biomasse-énergie dans le futur

Selon les projections réalisées dans le cadre de la même étude, la consommation de bois-énergie devait augmenter très légèrement, passant à 2,69 millions de tonnes d'équivalent bois primaire en 2000, 2,76 millions de tonnes d'équivalent bois primaire en 2005 et 2,84 millions de tonnes d'équivalent bois primaire en 2010. Avec une croissance de la demande de bois-énergie de 0,5% par an sur la période 1997-2010, cette demande se serait donc très faiblement accrue par rapport aux autres formes d'énergie conventionnelle.

D'un autre côté, la demande des résidus végétaux et déchets animaux à des fins énergétiques resterait quasiment stable; passant de 155 ktep en 1997 à 151 ktep en 2010.

En raison de la croissance plus forte de la demande d'énergies fossiles, la part de la biomasse-énergie dans le bilan énergétique tunisien accuse une nette tendance à la baisse. En effet, en 2000 elle ne devait plus représenter que 14% du bilan en énergie primaire (dont 12% pour le bois-énergie), et en 2010, elle représenterait seulement que 11% du bilan d'énergie primaire de la Tunisie.

Quoique en baisse constante, la demande de biomasse-énergie contribuera donc pour une part non négligeable dans la satisfaction des besoins d'énergie

en Tunisie, et elle devra donc requérir toute l'attention des planificateurs, non seulement pour la prise en compte des enjeux liés à la substitution inévitable de la biomasse-énergie par des sources conventionnelles d'énergie, mais également pour les enjeux liés à l'impact de l'utilisation de cette biomasse sur l'environnement.

En ce qui l'offre de bois-énergie, elle enregistre une hausse assez significative, passant de 2,6 millions de tonnes en 1997 à 3,7 millions de tonnes en 2010 ; soit une croissance de 2,7 % par an. Cette croissance de l'offre est résultante d'une politique volontariste de protection et de boisement, alliée à des programmes ambitieux de plantations d'oliveraies et d'arbres fruitiers.

Il est également intéressant de noter, qu'à la suite de cette hausse significative de l'offre de bois-énergie, le bilan national offre-demande de bois-énergie deviendrait excédentaire à l'horizon 2010. Ce passage d'une situation déficitaire en 1997 à une situation excédentaire résulte, évidemment, de la coïncidence de la hausse de l'offre, en contrepartie d'une quasi-stagnation de la demande sur la période 1997-2010.

Bilan par région de bois-énergie en Tunisie en 2010

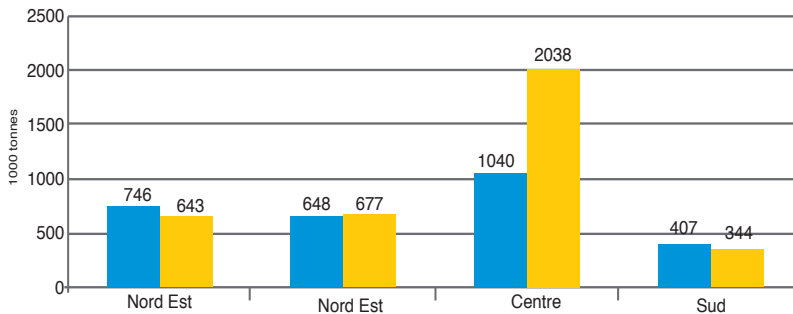


Figure 48: Bilan par région de bois énergie en Tunisie en 2010

3.3.4.9 La géothermie

Les études sur l'évaluation du potentiel géothermique en Tunisie ont eu lieu essentiellement au milieu des années 80 dans le cadre de la coopération italienne.

Les premières expériences ont eu lieu dans le sud tunisien autour du gouvernorat de Gafsa, pour le chauffage de serres. D'autres projets ont ensuite été réalisés dans les gouvernorats de Kebili, Tozeur, Gabès, Mahdia et Sidi Bouzid.

On compte aujourd'hui environ 100 hectares de serres chauffées par géothermie basse enthalpie. On estime à environ 600 tep la production énergétique annuelle par géothermie.

On ne peut pas dire qu'il y ait eu une évaluation sérieuse du potentiel géothermique en Tunisie ni un véritable effort de recherche et de développement de ce potentiel.

3.3.4.10 L'hydroélectricité

La puissance hydroélectrique installée en Tunisie s'élève actuellement à environ 62,76 MW répartis sur 7 centrales.

Désignation	Puissance installée (MW)	Année de mise en service
Sidi Salem	33	1983
Férianamont	8.2	1958
Férianaval	1.3	1962
Nibber	13.2	1956
Laroussia	4.8	1956
Kesseb	0.66	1969
Bouherthema	1.6	2003
Total	62.76	

La production électrique d'origine hydraulique reste tributaire des apports pluviométriques et de l'importance des besoins des autres usages hydrauliques prioritaires telle que l'agriculture. Ainsi, la production hydroélectrique s'est globalement variée entre 38 et 145 GWh durant la décennie 2005-2014. En 2014 la production hydroélectrique a atteint 56 GWh.

Le facteur de charge des installations hydroélectrique tunisienne a donc été assez faible; tournant autour de 12%, ce qui les laisse loin, par exemple, des installations éoliennes qui sont créditées d'un facteur de charge de 25-30%.

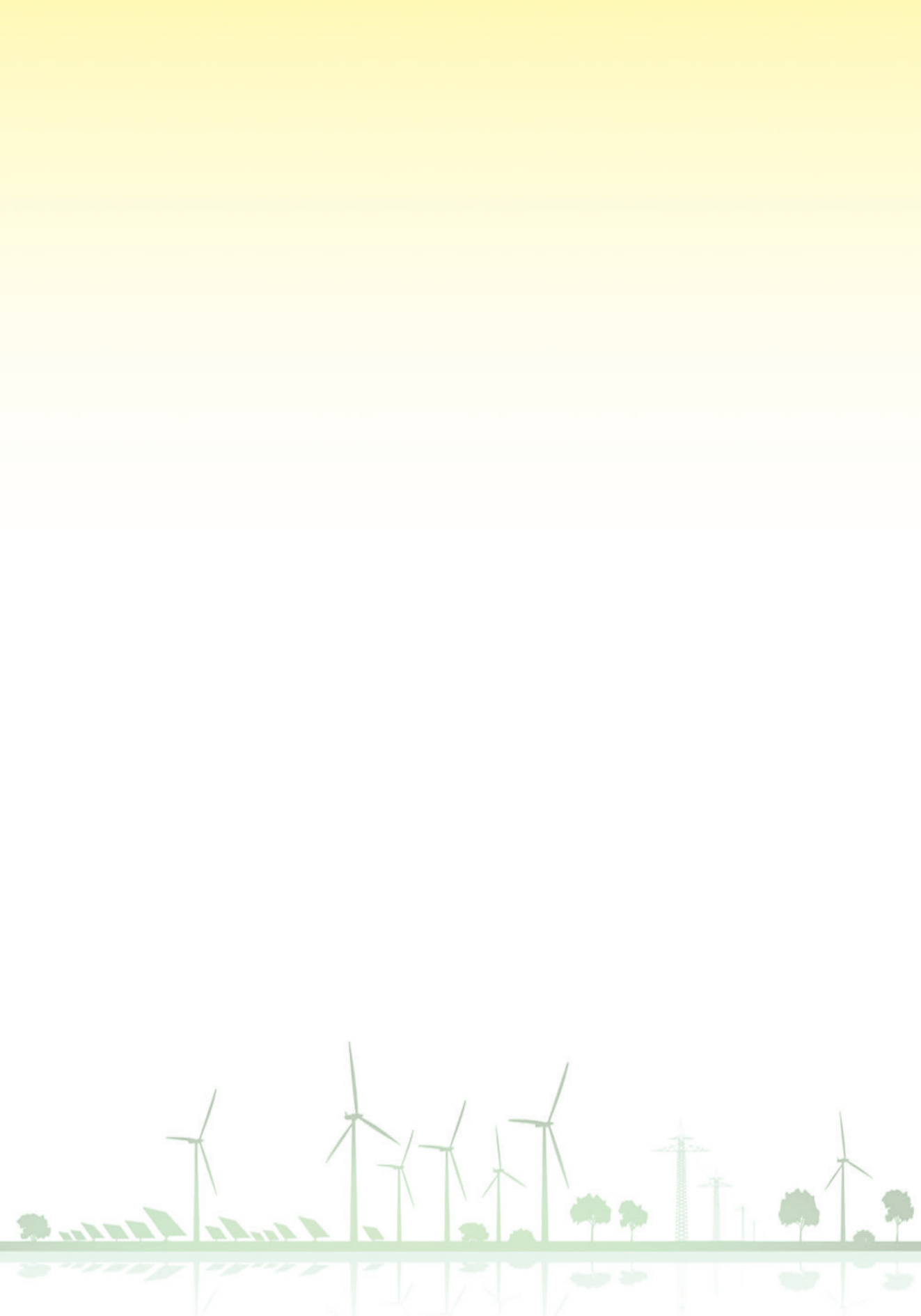
Compte tenu de ses caractéristiques hydrologiques, la Tunisie est relativement peu pourvue en ressources hydrauliques aptes à faire l'objet d'une exploitation intensive à des fins de production d'électricité. Selon les études de prospection effectuées par la STEG en 1995, les sites potentiels les plus intéressants sont :

- Le site de Barbara : 6 MW, avec un productible électrique de 10,5 GWh.
- Le site de Sidi Saad : 2 MW, avec un productible électrique de 6 GWh.

PARTIE 4

EQUILIBRES ENERGETIQUES ET ADEQUATION ENERGIE-ECONOMIE





4.1 La balance énergétique

4.1.1 Évolution de l'adéquation offre-demande d'énergies conventionnelles

4.1.1.1 Taux de couverture de la demande par les ressources nationales

La figure suivante illustre l'historique du taux de couverture de la demande par les ressources nationales disponibles de combustibles fossiles. Il montre finalement, que ce taux atteignait quasiment 200% en 1980; ce qui signifie que la Tunisie disposait de deux fois plus de ressources que ce dont elle avait besoin. A partir de l'an 2001 le taux de couverture de la demande par les disponibilités nationales est devenu inférieur à 100% marquant l'entrée dans une phase de déficit énergétique. En 2013 ce taux n'atteignait plus que 71%.

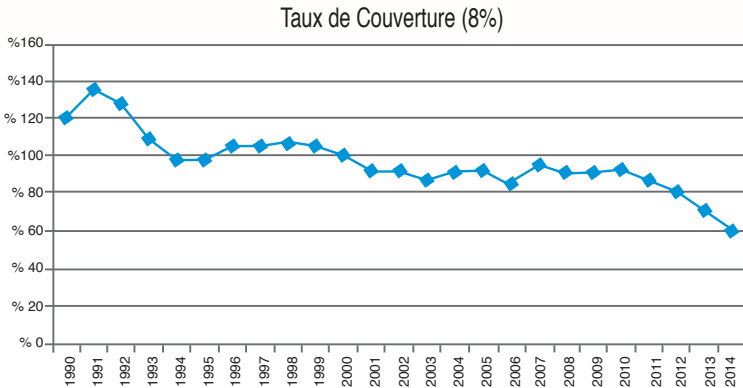


Figure 49: Évolution du taux de couverture de la demande par les ressources nationales de combustibles fossiles (source ONE)

4.1.2 Évolution de la balance commerciale de l'énergie

Comme mentionné précédemment, la stagnation des ressources nationales de combustibles fossiles mobilisées, alliée à une croissance ininterrompue de la demande d'énergie a fait basculer la balance énergétique tunisienne d'une situation d'excédent à une situation de déficit. Ce déficit s'est définitivement installé à partir de l'année 2001, avec - 516 ktep, et s'est amplifié en 2014 avec - 3696ktep.

Bien évidemment, la détérioration de la balance énergétique physique a engendré une détérioration de la balance énergétique commerciale liée aux flux d'énergie avec l'extérieur.

Il est important de rappeler qu'en raison de la haute valeur économique du pétrole tunisien (notamment basse teneur en soufre), la Tunisie a toujours réexporté une forte proportion de sa production de pétrole (environ 2,233Mtep en 2013 y compris les condensats; soit environ 76.5% de la production nationale de pétrole brut), et importé annuellement 1.117Mtep de pétrole brut. Cette opération, en elle-même, a certes des implications positives importantes sur la balance énergétique commerciale pour la Tunisie, mais elle reste insuffisante pour rétablir l'équilibre de la balance.

En effet, la Tunisie importe du pétrole brut (1.117Mtep) mais surtout des produits raffinés (environ 2,9Mtep en 2013), dont la valeur à la tep est comparable à celle du pétrole brut tunisien.

En effet, en raison des limites inhérentes à la capacité nationale de raffinage de pétrole (environ 1,6-1,8 millions tonnes), la Tunisie est obligée d'importer une forte proportion des produits pétroliers, en moyenne plus coûteux, pour satisfaire ses besoins.

Finalement, la balance énergétique commerciale s'est retrouvée dans une situation de déficit de plus en plus marquée, bien avant l'occurrence du déficit énergétique «physique».

L'excédent de la balance énergétique commerciale qui avait enregistré une valeur moyenne d'environ 320 millions de dinars courants sur la période 1982-1985, avec un pic à environ 350 millions de dinars courants en 1983, a enregistré un net fléchissement dès 1986, avec un excédent variant entre 120 et 165 millions de dinars courants sur la période 1986-1992. Ce fléchissement s'explique essentiellement par la baisse de l'excédent de la balance énergétique physique, alliée à une légère détérioration des termes de l'échange des exportations par rapport aux importations de produits pétroliers à partir de 1985,¹⁴ laquelle découlait d'une forte progression des importations de produits pétroliers raffinés.

14 Exprimés en termes de prix moyen de la tonne exportée par la tonne importée.

Importation - Exportation des produits pétroliers (DT)

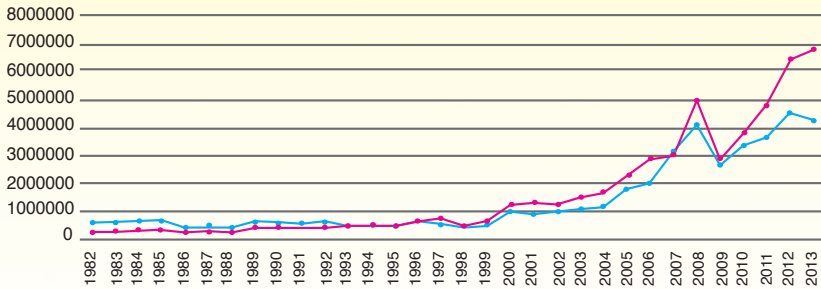


Figure 50: Historique des importations et des exportations d'énergie en Tunisie

A partir de 1993, la balance énergétique commerciale était entrée dans une phase de déficit permanent. Ce déficit est devenu structurel avec la dégradation des exportations par rapport aux volumes des importations en produits raffinés qui ont enregistré un accroissement soutenu. Sous l'effet de l'augmentation quantitative des importations conjuguée à l'augmentation du prix du baril le déficit de la balance énergétique commerciale a atteint 2,6 millions de dinars en 2013.

Balance de paiement(DT)

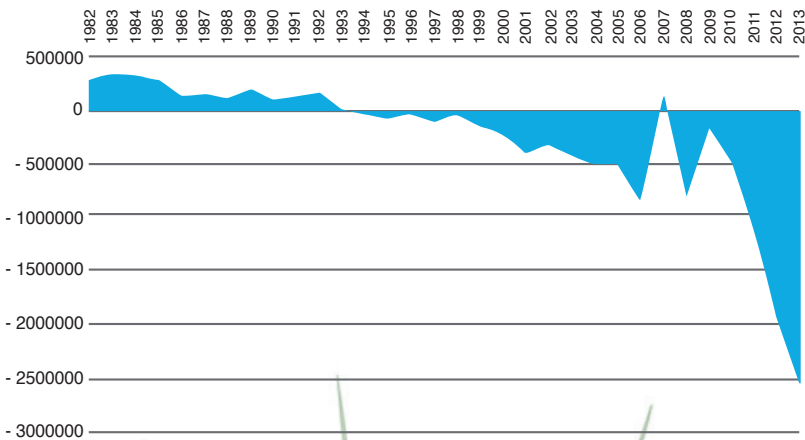


Figure 51: Historique de la balance des paiements énergétiques en Tunisie

Tableau 13: Évolution de la balance énergétique commerciale en Tunisie

	Exportations		Importations		Solde Ex- port/ Import DT	Ratio Export/ import	Ratio prix moyen export/prix moyen import
	Valeur kDT	Prix moyens exportation DT/tonne	Valeur kDT	Prix moyens importation DT/tonne			
1982	536200	130	243500	160	292700	220%	81%
1983	582400	143	235300	161	347100	248%	89%
1984	619347	153	287300	206	332047	216%	74%
1985	603600	155	308400	263	295200	196%	59%
1986	340363	79	203500	107	136863	167%	74%
1987	418251	105	263700	157	154551	159%	67%
1988	330697	90	208800	125	121897	158%	72%
1989	555500	117	360400	171	195100	154%	68%
1990	533400	138	429400	179	104000	124%	77%
1991	488600	122	365800	159	122800	134%	77%
1992	562700	124	397100	153	165600	142%	81%
1993	455400	123	457100	162	-1700	100%	76%
1994	441600	112	471500	174	-29900	94%	64%
1995	436900	117	511300	205	-74400	85%	57%
1996	563028	142	591200	208	-28172	95%	68%
1997	555879	151	659800	198	-103921	84%	76%
1998	417722	111	450600	142	-32878	93%	78%
1999	497952	144	641800	194	-143848	78%	74%
2000	967476	268	1198100	312	-230624	81%	86%
2001	877700	270	1273400	319	-395700	69%	85%
2002	911900	246	1227100	294	-315200	74%	84%
2003	1032600	249	1456200	323	-423600	71%	77%
2004	1151100	324	1658000	416	-506900	69%	78%
2005	1757300	400	2267700	450	-510400	77%	89%
2006	2017600	544	2859000	490	-841400	71%	111%
2007	3137800	636	3001600	485	136200	105%	131%
2008	4079900	881	4913800	744	-833900	83%	118%
2009	2637700	596	2789700	461	-152000	95%	129%
2010	3313900	751	3797300	643	-483400	87%	117%
2011	3649500	1070	4799400	879	-1149900	76%	122%
2012	4450400	1149	6404500	991	-1954100	69%	116%
2013	4209700	1264	6778700	1048	-2569000	62%	121%

NB: Valeurs en 1000 dinars courants

4.1.3 Taux de couverture des importations énergétiques

Ainsi donc, le taux de couverture des importations énergétiques par les exportations d'énergie, en termes monétaires, s'est engagé dans une courbe descendante depuis trois décennies. Alors que ce taux de couverture était de 250% en 1983, il s'était maintenu à des niveaux fluctuant autour de 80%-90% jusqu'en 2000, ce taux a semble t'il amorcé une chute libre, pour atteindre le niveau jamais atteint auparavant, de 62% en 2013.

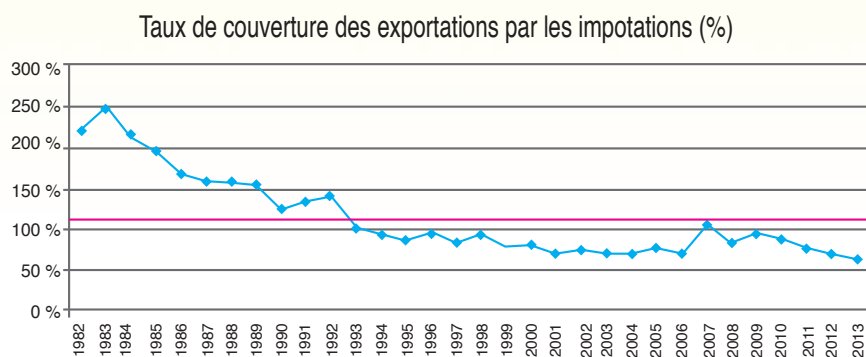


Figure 52: Historique du taux de couverture des importations énergétique

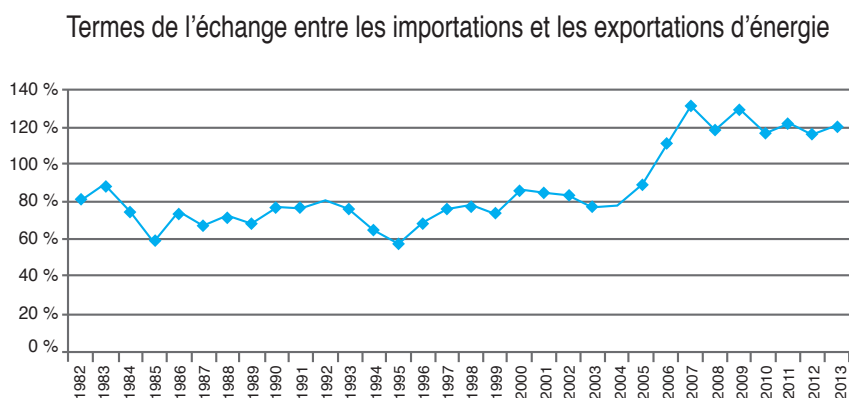


Figure 53: Historique des termes de l'échange entre les importations et les exportations d'énergie

4.1.4 Prix moyens des importations et exportations

Il est aussi intéressant d'analyser l'évolution des prix moyens de la tonne de pétrole-produits pétroliers importée et celle exportée. Comme on le note

dans la figure suivante, les prix moyens unitaires (DT/tonne) des importations ont été légèrement mais constamment supérieurs aux prix des exportations. Ceci traduit, en fait, la valeur intrinsèque des produits échangés avec l'extérieur. Ainsi, Les importations concernent essentiellement des produits raffinés; en l'occurrence des produits pétroliers, alors que la plus grande proportion des exportations concerne du pétrole brut, dont la valeur est évidemment inférieure à celle des produits raffinés.

Ce qu'il convient, par contre, de mettre en exergue, c'est la hausse continue de la valeur moyenne des produits échangés, en liaison avec le renchérissement des cours internationaux du pétrole et des produits pétroliers. Ainsi, on peut remarquer une hausse brutale de 28% du prix moyen des importations en 1985 par rapport à 1984; passant de 206 DT/tonne à 263 DT/tonne. En contrepartie, le prix moyen à l'exportation s'était maintenu à un peu plus de 150 DT/tonne.

L'année 1986 a marqué une chute brutale des prix moyens, avec une division par un facteur 2,5 des importations et par 2 des exportations.

La période suivante 87-99 a marqué une certaine accalmie de la hausse des prix moyens. A partir de l'an 2000 les prix ont enregistré une hausse notable et continue, pour atteindre 416 DT par tonne importée en 2004, annonciateurs d'une hausse effrénée, qui s'est largement confirmée durant la période 2005-2013. A leur tour, les prix moyen des exportations d'est également emballé, suivant la course du baril de pétrole.

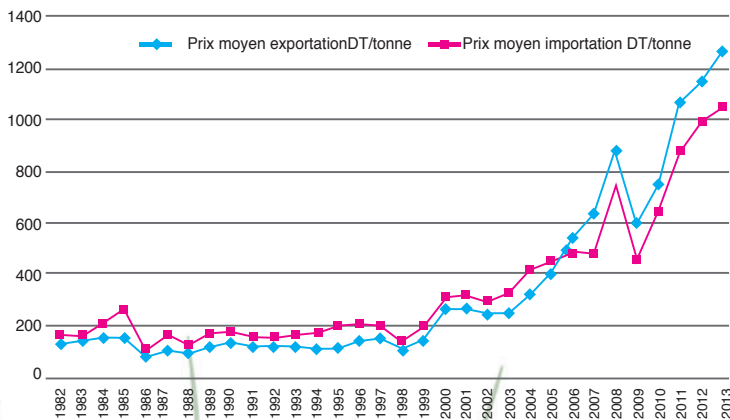


Figure 54: Évolution des prix moyens des importations et des exportations d'énergie (DT/tonne)

4.2 Soutien des prix intérieurs de l'énergie et finances publiques

4.2.1 Le système de tarification de l'énergie en Tunisie

Avec ses trois principales entreprises publiques (ETAP, STIR et STEG), l'Etat tunisien exerce le monopole de l'approvisionnement du marché en énergie. De plus, avec la SNDP, l'Etat détient également des parts de marché dans la distribution des produits pétroliers.

Une politique équilibrée...

Ainsi, c'est l'Etat qui fixe les structures de prix de vente de tous les produits énergétiques. En général, les systèmes de tarification de l'énergie en Tunisie étaient basés sur deux principes assez simples :

- Soutien aux produits énergétiques socialement sensibles (GPL, pétrole lampant, et tarifs de électricité BT pour la première tranche de consommation), ou économiquement sensibles (fuel pour l'industrie).
- Maintien des équilibres budgétaires.

L'Etat disposait donc de marges de manœuvre importantes, qui lui conféraient toute la latitude d'appliquer la politique tarifaire qu'il souhaitait, et surtout de considérer toutes les péréquations qu'il jugeait nécessaires pour contribuer à la cohésion sociale et à l'équilibre des budgets des opérateurs économiques. En effet, l'Etat tirait des revenus provenant de toutes les activités liées à la production nationale de pétrole et de gaz, et recevait une redevance «gratuite» sur la passage du gaz algérien. Le maintien des équilibres budgétaires était donc assez aisé, et l'Etat pouvait donc, sans peine, de permettre d'assurer le soutien aux produits socialement ou économiquement sensibles.

A titre illustratif, et en se référant à des données datant de 1999,¹⁵ l'Etat avait une balance énergétique budgétaire positive avoisinant les 200 MDT grâce à son système de tarification de l'énergie, sans compter les taxations venant en sus (taxes à la consommation, TVA), qui permettaient à l'Etat de doubler, voire de tripler cette balance positive.

15 - Etude d'impact des prix de l'énergie sur la demande. ANER/IDEA Consult, octobre 2000.

Force est donc de reconnaître que cette politique tarifaire de l'Etat était finalement assez logique, puisque les équilibres étaient largement maintenus, les péréquations entre énergies, et entre couches sociales se faisant totalement en «interne».

Mais des distorsions défavorisant la maîtrise de l'énergie

Mais ce système favorisait les distorsions, et donnait des signaux erronés aux opérateurs économiques, puisqu'il était complètement déconnecté des prix internationaux.

Les «largesses» tarifaires ne pouvaient qu'influer négativement sur les comportements de consommation des opérateurs qui en bénéficiaient. De plus, cette politique de péréquations internes rendait notamment inopérantes, voire incohérentes certaines actions de maîtrise de l'énergie. Ainsi, les entreprises utilisant le fioul ou même le gaz naturel n'avaient aucun intérêt à investir dans l'efficacité énergétique. De même, les tarifs électriques basés sur un prix relativement bas des combustibles utilisés dans la production d'électricité (gaz naturel et fioul) ne favorisaient pas les investissements de maîtrise de la demande d'électricité (efficacité énergétique, lampes basse consommation, certification des équipements électroménagers), et barraient la route à des solutions renouvelables (éolien et biogaz).

Enfin, le chauffe-eau solaire pouvait difficilement s'imposer avec des prix aussi bas des énergies alternatives comme le GPL et le gaz naturel.

...Et une sensibilité exacerbée des opérateurs économiques

Tant que les prix internationaux de l'énergie étaient bas, l'Etat pouvait, sans crainte, poursuivre sa politique. Certes le système était sain puisque équilibré, et la tarification était un sujet ignoré, presque «tabou». Il y a eu donc très peu de réflexions¹⁶ et de concertation sur la cohérence du système.

Comme mentionné ci-dessus, le système, certes équilibré, introduisait des distorsions et des incohérences avec la politique de maîtrise de l'énergie, mais en plus il participait à habituer les opérateurs économiques à une énergie relativement bon marché. Économiquement et techniquement, ces opérateurs n'étaient pas aptes à gérer d'éventuelles fluctuations des prix de l'énergie, ce qui amenait l'Etat à intervenir massivement en soutien aux prix intérieurs de l'énergie dès l'avènement des hausses des prix du pétrole à partir de l'année 2002.

16 La seule étude publiquement connue à ce titre est celle réalisée par l'ANER en 2000 (Etude d'impact des prix de l'énergie sur la demande). Il se pourrait cependant qu'il y ait eu des études non publiées, avant ou après.

Paradoxalement, le système tarifaire du passé restreignait largement les marges de manœuvre de l'Etat dans le domaine de la tarification de l'énergie.

4.2.2 Soutien des prix intérieurs et finances publiques

La préoccupation fondamentale depuis 2004 concerne le poids du soutien de l'Etat à l'énergie sur les finances publiques. Comme mentionné ci-dessus, l'Etat joue un rôle «d'amortisseur» des fluctuations des cours de l'énergie, afin de protéger les opérateurs économiques sensibles.

Depuis 2004, le soutien de l'Etat se traduit par des charges importantes sur les finances publiques, et celles-ci sont d'autant plus lourdes que les cours internationaux du pétrole sont élevés.

Ainsi, le budget de l'Etat a contribué à compenser les prix du pétrole à raison de 200 MDT¹⁷ en 2003, alors que le baril s'était échangé à 28US\$ en moyenne sur cette année. En 2004, la compensation de l'Etat aux produits pétroliers a plus que triplé, à la faveur de la hausse du cours moyen du baril à 38US\$. En 2005, la compensation de l'énergie supportée par le budget de l'Etat a atteint 1,5 milliards de dinars, soit plus d'un doublement par rapport à 2004, pour un baril moyen échangé à 54US\$. En 2006, si le baril se maintenait aux niveaux actuels (environ 70US\$), le budget de l'Etat devrait supporter une charge de 1,8 milliards de dinars pour soutenir les prix de l'énergie. En 2013 la subvention a atteint un niveau difficilement supportable par la budget de l'état dépassant les 3,700 milliards de dinars.

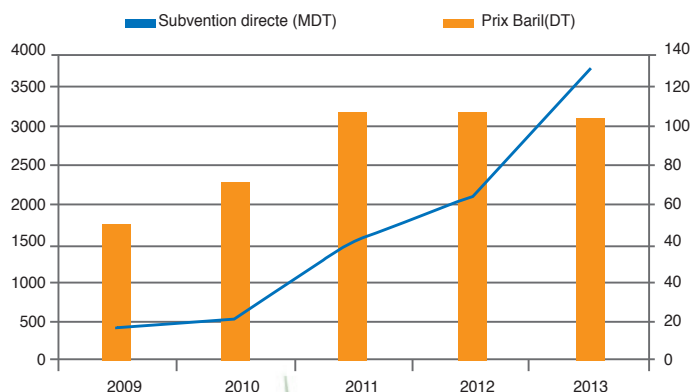


Figure 55: Evolution de la compensation des prix de l'énergie

17- Données excluant les revenus provenant des taxes appliquées à l'énergie, en particulier la TVA, postérieurement à leur reprise par les opérateurs du marché de l'énergie.

Logiquement, pour réduire le poids de cette compensation sur les finances publiques, l'Etat doit rehausser les prix de l'énergie, de façon à se rapprocher des prix internationaux. Toutefois, pour des considérations économiques et sociales, ces rattrapages ne peuvent se faire que progressivement, et parfois ils sont immédiatement annihilés par les augmentations successives des cours internationaux.

Le tableau suivant illustre les niveaux de compensation de l'Etat en soutien au prix des produits pétroliers, à l'issue des deux derniers réajustements des prix intérieurs de produits pétroliers, qui ont eu lieu les 04 Septembre 2005 et le 15 Janvier 2006, mais avant les tout derniers réajustements opérés durant la semaine du 24 avril 2006.

Ainsi, le réajustement de septembre 2005 a permis simplement de rabaisser la compensation de l'essence sans plomb et de l'essence normale à 100 millimes par litre. Par contre, la compensation du pétrole lampant est restée très élevée, avec 400 millimes le litre, et il en va de même pour le gasoil qui était resté compensée à 230 millimes le litre. Les compensations du fuel, et surtout du GPL restent également très élevées, avec respectivement 200 DT et 430 DT/tonne.

Les réajustements tarifaires de janvier 2006 n'ont finalement pas réellement allégé la charge de la compensation pour le budget de l'Etat. En effet, seule la compensation du gasoil a légèrement diminué, alors que celles du pétrole lampant, du fuel et du GPL ont été maintenues au même niveau que celles du réajustement précédent. A l'inverse, la compensation de l'essence s'est même rehaussée de 15% au 15 janvier 2006 et de 60% au 24 avril 2006, par rapport à septembre 2005, comme le montre le tableau suivant.

Durant le mois d'avril 2006, le cours du pétrole a dépassé le niveau de 70US\$/baril et a même atteint les 75US\$/baril à la fin du mois d'avril 2006. Les deux dernières colonnes du tableau suivant reflètent les niveaux de la compensation de l'Etat découlant de tels cours et avant les tous derniers réajustements de prix de la semaine du 24 avril 2006.

Tableau 14: Evolution des prix internes et de la compensation de l'Etat des principaux produits pétroliers entre les deux réajustements tarifaires de septembre 2005 et janvier 2006 (source SNDP)

PRODUITS	UNITE	04/09/2005		15/01/2006		24/04/2006(*)	
		Prix de vente Public	Compensation	Prix de vente Public	Compensation	Prix de vente Public	Compensation
Essence sans plomb	DT/Litre	0,950	0,100	1,000	0,115	1,000	0,160
Essence normale	DT/Litre	0,920	0,100	0,970	0,115	0,970	0,160
Pétrole lampant	DT/Litre	0,390	0,400	0,440	0,400	0,440	0,560
Gasoil	DT/Litre	0,590	0,230	0,640	0,200	0,640	0,340
Fuel domestique	DT/Tonne	707	200	764	200	764	260
Fuel lourd 2	DT/Tonne	230	200	250	200	250	260
GPL	DT/Tonne	607	461	667	461	667	615

(*) Les valeurs de compensation ne reflètent pas encore les tous derniers réajustements de prix intervenus durant la semaine du 24 avril 2006

Le tableau suivant montre les taux de compensation de l'Etat pour les principaux produits pétroliers à différentes dates allant de septembre 2005 à avril 2006. Il met en exergue le fait que tous les produits pétroliers sont dorénavant compensés, y compris les carburants automobiles comme l'essence.

Il montre également une hausse générale de ces taux, sur la période, atteignant avant les tous derniers réajustements de prix de la semaine du 24 avril, des valeurs très élevées surtout pour le pétrole lampant (56%), le Fuel (51%) et le GPL (48%).

Tableau 15: Taux de compensation des principaux produits pétroliers (source SNDP)

	Taux de compensation 4-09-05 (%)	Taux de compensation 15-01-06 (%)	Taux de compensation 24-04-06 (%) (*)
Essence sans plomb	10%	10%	14%
Essence normale	10%	11%	14%
Pétrole lampant	51%	48%	56%
Gasoil	28%	24%	35%
Fuel domestique	22%	21%	25%
Fuel lourd 2	47%	44%	51%
GPL	43%	41%	48%

(*) Avant les tous derniers réajustements de prix intervenus durant la semaine du 24 avril 2006



PARTIE 5

L'ENERGIE ET L'ENVIRONNEMENT





5.1 Introduction

Ce chapitre tente d'évaluer les implications environnementales des utilisations énergétiques en Tunisie, en se focalisant sur les paramètres d'impacts pouvant porter significativement atteinte au développement durable. Il s'agit principalement de quatre composantes d'impacts :

- Émissions de gaz à effet de serre.
- Effets sur l'environnement des activités de raffinage de pétrole.
- Effets sur l'environnement découlant des activités de production d'électricité.
- Effets sur l'environnement découlant des activités de transport en mer des produits pétroliers.

5.2 Émissions de gaz à effet de serre (GES) dues à l'énergie en Tunisie

La Tunisie a signé la convention Cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques (CCNUCC) en juillet 1993. En vertu de l'article 4, alinéa 1.a de la CCNUCC, la réalisation de l'inventaire des GES figure parmi les principales obligations des pays Non-Annexe 1.

Cet article stipule que : « ...Toutes les Parties, tenant compte de leurs responsabilités communes mais différenciées et de la spécificité de leurs priorités nationales et régionales de développement, de leurs objectifs et de leur situation, établissent, mettent à jour périodiquement et mettent à la disposition de la Conférence des Parties, conformément à l'article 12, des inventaires nationaux des émissions anthropiques par leurs sources et de l'absorption par leurs puits de tous les gaz à effet de serre non réglementés par le Protocole de Montréal, en recourant à des méthodes comparables qui seront approuvées par la Conférence des Parties... ».

Le Décret loi 2519 - 2010 du 28 septembre 2010 Le présent décret fixe les valeurs limite à la source des polluants de l'air émanant des sources de pollution fixes et définit les modalités de contrôle et de mesure de ces émissions..

Le tableau suivant donne les valeurs limite:

1. **Poussières totales** : la valeur limite de concentration est de 100 mg/m^3 , si le flux horaire est inférieur ou égal à 1 kg/h , et la valeur limite de concentration est de 40 mg/m^3 , si le flux horaire est supérieur à 1 kg/h .
2. **Monoxyde de carbone** : La valeur limite de concentration est de 10 mg/m^3 .
3. **Oxydes de soufre (exprimés en dioxyde de soufre)** : la valeur limite de concentration est de 300 mg/m^3 , si le flux horaire est supérieur à 25 kg/h .
4. **Oxydes d'azote (exprimés en dioxyde d'azote)** : Oxydes d'azote hormis le protoxyde d'azote : la valeur limite de concentration est de 500 mg/m^3 , si le flux horaire est supérieur à 25 kg/h .
5. **Chlorure d'hydrogène et autres composés inorganiques gazeux du chlore (exprimés en HCl)** : La valeur limite de concentration est de 50 mg/m^3 , si le flux horaire est supérieur à 1 kg/h .
6. **Fluor et composés inorganiques du fluor (gaz, vésicules et particules), (exprimés en HF)** : La valeur limite de concentration est de 5 mg/m^3 pour les composés gazeux et de 5 mg/m^3 pour l'ensemble des vésicules et particules.
7. **Composés organiques volatils** : Rejet total de composés organiques volatils à l'exclusion du méthane : Si le flux horaire total dépasse 2 kg/h , la valeur limite exprimée en carbone total de la concentration globale de l'ensemble des composés est de 110 mg/m^3 .
8. **Métaux lourds et composés de métaux lourds (gazeux et particulaires)**:
 - a) Rejets de cadmium, mercure et thallium, et de leurs composés : si le flux horaire total de cadmium, mercure et thallium, et de leurs composés dépasse 1 g/h , la valeur limite de concentration est de $0,05 \text{ mg/m}^3$ par métal et de $0,1 \text{ mg/m}^3$ pour la somme des métaux (exprimés en $\text{Cd} + \text{Hg} + \text{Tl}$),
 - b) Rejets d'arsenic, sélénium et tellure, et de leurs composés : si le flux horaire total d'arsenic, sélénium et tellure, et de leurs composés, dépasse 5 g/h , la valeur limite de concentration est de 1 mg/m^3 (exprimée en $\text{As} + \text{Se} + \text{Te}$),
 - c) Rejets de plomb et de ses composés : si le flux horaire total de plomb et de ses composés dépasse 10 g/h , la valeur limite de concentration est de 1 mg/m^3 (exprimée en Pb),

d) Rejets d'antimoine, chrome, cobalt, cuivre, étain, manganèse, nickel, vanadium et zinc : si le flux horaire total d'antimoine, chrome, cobalt, cuivre, étain, manganèse, nickel, vanadium, zinc et de leurs composés dépasse 25 g/h, la valeur limite de concentration est de 5 mg/m³ (exprimée en Sb + Cr + Co + Cu + Sn + Mn + Ni + V + Zn).

9. Rejets de diverses substances gazeuses :

a) Phosphine, phosgène : Si le flux horaire de phosphine ou de phosgène dépasse 10 g/h, la valeur limite de concentration est de 1 mg/m³ pour chaque produit.

b) Acide cyanhydrique exprimé en HCN, brome et composés inorganiques gazeux du brome exprimés en HBr, chlore exprimé en HCl, hydrogène sulfuré : Si le flux horaire d'acide cyanhydrique ou de brome et de composés inorganiques gazeux du brome ou de chlore ou d'hydrogène sulfuré dépasse 50 g/h, la valeur limite de concentration est de 5mg/m³ pour chaque produit,

c) Ammoniac : La valeur limite de concentration est de 50 mg/m³ , si le flux horaire d'ammoniac dépasse 100 g/h.

10. **Amiante** : La valeur limite de concentration est de 0,1 mg/m³ pour l'amiante et de 0,5 mg/m³ pour les poussières totales, quelque soit la quantité d'amiante brute mise en œuvre,

11. **Autres fibres** : la valeur limite est de 1 mg/m³ pour les fibres et de 50 mg/m³ pour les poussières totales, si la quantité de fibres, autres que l'amiante, mises en œuvre dépasse 100 kg/an.

La Tunisie a déjà réalisé un inventaire complet des GES pour l'année 1994, présenté dans la Communication Initiale du CCNUCC, puis pour l'année 2000. Plus récemment, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) a initié la réalisation de l'inventaire des gaz à effet de serre pour le secteur de l'énergie pour la période 1990-2000.

Les résultats du Premier Rapport Biennal de la Tunisie de décembre 2014 pour l'inventaire des émissions nationales de gaz à effet de serre pour l'année 2010 ont confirmé que la Tunisie figure parmi les pays faiblement émetteurs en termes d'émissions totales et d'émissions par habitant. En outre, sur la période 2000-2010, les émissions nationales de GES ont augmenté à un taux modéré de 1,7% par an alors que l'intensité carbone a baissé de 24% sur la même période ; passant de 2,1 teCO₂/ 1000 DT de PIB en 2000 à 1,6 te CO₂/ 1000 DT de PIB en 2010 (prix constant 1990). Ceci confirme l'orientation nette de la Tunisie vers une économie moins intensive en carbone.

La présente partie est extraite de travaux exécutés dans le cadre de cette initiative avec une actualisation des indicateurs les plus pertinents.

5.2.1 Les gaz à effet de serre (GES) dus à l'énergie

L'inventaire des gaz à effet de serre imputables à l'énergie comporte une liste de six gaz (CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, et COVNM. Toutefois, seuls les trois premiers gaz font l'objet d'une conversion en terme d'équivalent CO₂, à travers ce que l'on désigne par Pouvoir Radiatif Global (PRG) ou «Global Warming Potential», exprimant la contribution de ces gaz à l'effet de serre. Les trois autres gaz n'ont que des effets radiatifs indirects, et l'impact réel de cet effet est encore insuffisamment connu.

Les analyses suivantes se focaliseront, par conséquent, sur les trois premiers gaz. Des analyses succinctes seront cependant faites pour les trois derniers gaz.

5.2.2 Analyse des GES en terme d'équivalent CO₂

L'historique des émissions de gaz à effet de serre en Tunisie montre une croissance continue de ces émissions. Ainsi, de 14 millions de Té-CO₂ en 1990, les émissions de GES dues à l'énergie sont passées à environ 30,5 millions de Té-CO₂ en l'an 2013; soit une augmentation d'environ 220% sur la période 1990-2013.

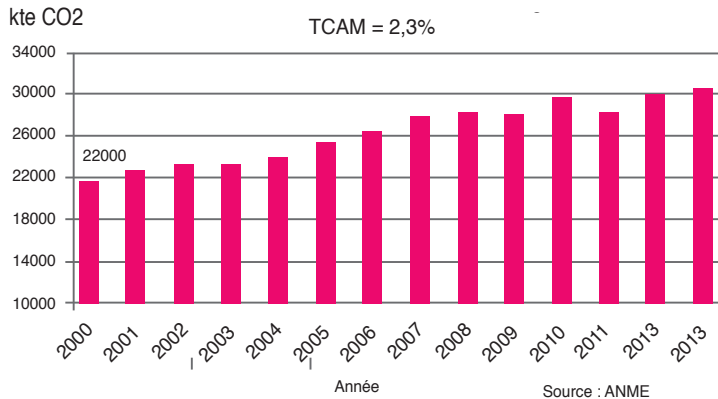


Figure 56: Évolution des émissions agrégées de GES dus à l'énergie

La croissance annuelle moyenne des émissions agrégées s'est donc établie à 4,1% par an durant la période 1990-2000. Cette croissance semble relativement forte, mais elle a été cependant, bien inférieure à la croissance du PIB, qui s'est établie à 4,7%, à prix constants, sur la même période. Cette crois-

sance a baissé durant la période 2000-2013 enregistrant un taux annuel moyen sur la période de 2.3%.

Par conséquent, globalement, l'économie tunisienne est devenue moins «intensives» en émissions de GES sur la période 2000-2013.

Comme le montre la figure suivante, l'évolution des émissions de GES sur la décennie 1990-2013 se déroule d'une manière contrastée, selon trois périodes.

Sur la période 1990-1993, les émissions évoluent au rythme de 3,9% par an, ce qui correspond à seulement 80% de la croissance du PIB, qui s'était établie à 4,6% par an.

Sur la période 1993-1995, les émissions enregistrent une quasi-stagnation, avec une évolution de l'ordre de 1% par an seulement. Puis une Cette quasi-stagnation est due à une conjonction de trois facteurs:

Basculement du bilan d'énergie primaire vers le gaz naturel qui contribue, dès 1994 à raison du tiers de la consommation d'énergie primaire.

Introduction du premier cycle combiné, de Sousse, en 1994.

Baisse de la croissance du PIB, sur la même période, qui s'est élevée à 2,8% durant la période 93-95.

Sur la période 1995-2000, les émissions reprennent un rythme effréné: 5,5% par an, soit quasiment une croissance similaire à celle du PIB qui s'est accrue de 3.9% par an.

A partir de l'année 2000, plus précisément durant la période 2001-2013 le taux d'accroissement moyen enregistré s'élève à 2.3% par rapport à l'accroissement du PIB qui dépasse 5%.

Cette amélioration est le résultat de trois facteurs.

Le programme de développement de l'utilisation du gaz au niveau des différents secteurs économique.

L'amélioration des performances du parc de production d'électricité à travers la mise en service de moyens performants qui ont permis d'améliorer la consommation spécifique de tout le parc.

L'intégration progressive de l'usage des énergies renouvelables au niveau de la production d'électricité et du chauffage de l'eau sanitaire.

Tableau 16 : Évolution des émissions agrégées de GES dus à l'énergie sur la décennie 1990-2013 en Tunisie (1000 Te-CO2)

1000 tCO2	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
CO2	12 927	13 451	14 139	14 589	14 606	14 836	15 764	16 466	17 416	18 314
	92%	92%	92%	93%	93%	92%	92%	92%	92%	92%
CH4	974	963	1 015	979	1 011	1 038	1 162	1 248	1 345	1 387
	7%	7%	7%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	7%
N2O	153	164	169	178	173	173	179	182	188	192
	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
TOTAL	14 054	14 578	15 323	15 746	15 790	16 047	17 105	17 896	18 949	19 893

1000 tCO2	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CO2	19540	20350	20786	20849	21346	22695	23762	24981	25314	24966
	90%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%
CH4	2136	2333	2426	2363	2658	2636	2709	2846	2902	3006
	10%	10%	10%	10%	11%	10%	10%	10%	10%	11%
N2O	91	93	90	89	90	93	94	100	97	97
	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
TOTAL	21767	22776	23301	23301	24095	25424	26565	27927	28312	28069

1000 tCO2	2010	2011	2012*	2013*
CO2	25161	25342	26878	27265
	85%	89%	89%	89%
CH4	3121	2951	3130	3175
	10%	10%	10%	10%
N2O	97	85	90	92
	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
TOTAL	29751	28379	30099	30532

* estimée

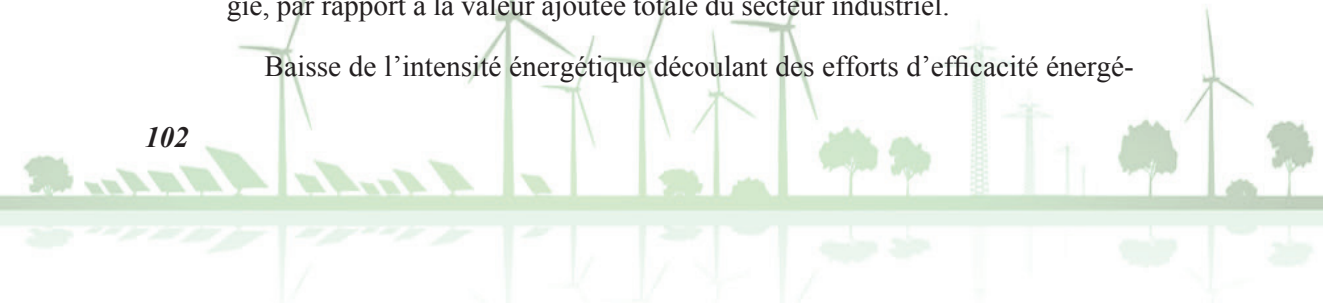
source ANME

NB: Toutes les émissions sont exprimées en 1000 tonnes.

Cette évolution de l'intensité de l'économie tunisienne en carbone est due à la conjonction de trois facteurs.

Mutation structurelle de l'économie tunisienne, traduisant une croissance de la part de la valeur ajoutée du secteur tertiaire dans le PIB, et une croissance de la part de la valeur ajoutée des secteurs industriels moins intensifs en énergie, par rapport à la valeur ajoutée totale du secteur industriel.

Baisse de l'intensité énergétique découlant des efforts d'efficacité énergé-



tique, dans tous les secteurs de l'activité économique, et en particulier dans les secteurs industriel et électrique.

Importance accrue du gaz naturel dans le bilan d'énergie primaire du pays, entraînant une baisse des émissions relatives du secteur industriel et surtout du secteur électrique.

La figure suivante reproduit les taux de croissance respectifs des émissions de GES et du PIB sur la période 2000-2013. Il montre globalement une évolution parallèle de ces deux paramètres durant la période 2000-2002. A partir de l'année 2003 nous observons un amorçage d'un découplage soutenue et prononcé entre la croissance du PIB et des émissions du GES.

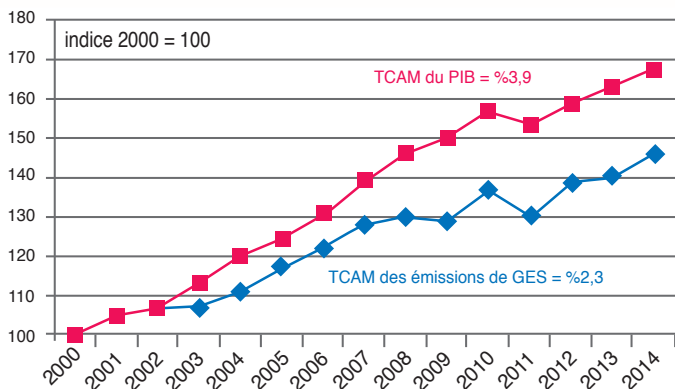


Figure 57: Taux de croissances comparatifs des émissions de GES et du PIB (ONE)

5.2.3 Émissions unitaires de GES

A côté de l'analyse des émissions totales, il est intéressant d'analyser l'évolution des émissions unitaires en termes d'équivalent CO₂. Les évolutions unitaires les plus pertinentes sont celles relatives aux émissions par tête et aux émissions par unité de PIB.

Dans un pays en développement, comme la Tunisie, il est parfaitement normal que les émissions dues à l'énergie par tête croissent, étant donné la croissance inévitable de la consommation d'énergie destinée à alimenter la croissance économique, d'une part, et à satisfaire les besoins énergétiques croissants d'une population dont la hausse du niveau de vie induit de nou-

veaux besoins énergétiques.

Toutefois, comme le montre la figure suivante, on observe durant la période 2011-2013 une évolution relativement modeste des émissions totales dues à l'énergie, en comparaison à la croissance de la population, qui est pourtant, elle-même assez faible.

Cette croissance «sobre» des émissions de GES est due essentiellement à l'effet du ralentissement économique durant la période poste révolution.

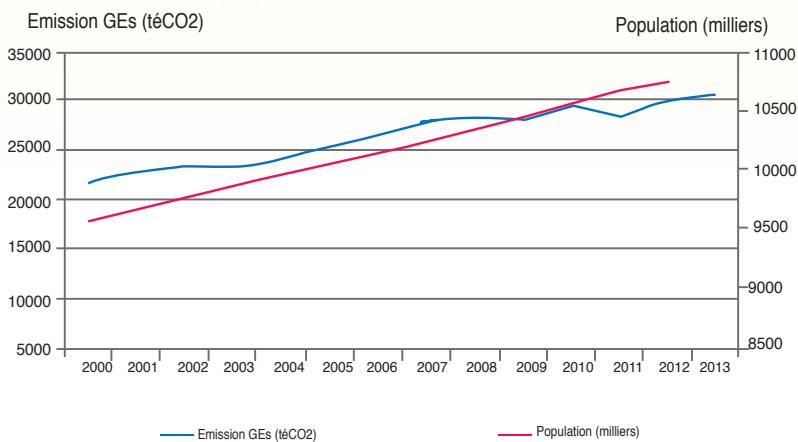


Figure 58: Croissances comparées des émissions de GES dues à l'énergie et de la population

Ainsi, les émissions de GES dues à l'énergie passent de 1,7 Té-CO₂ par habitant, en 1990, à 2,3 Té-CO₂ par habitant en 2000, soit une croissance annuelle de 2,6% seulement par an, correspondant finalement à une croissance moyenne équivalente de la consommation d'énergie par tête (2,4%) qui est passée de 0,550 tep par habitant par an en 1990, à 0,700 tep par habitant par an en 2000.

Les émissions de GES dues à l'énergie atteignent en 2013 le seuil de 2.8 Té-CO₂ par habitant enregistrant une croissance annuelle moyenne de 1,6% durant la période 2000-2013 par rapport à une croissance moyenne équivalente de la consommation d'énergie par tête (1.1%) qui est passée de 0,700 tep par habitant par an en 2000, à 0,804 tep par habitant par an en 2013. Concernant l'intensité en GES, elle enregistre une baisse assez nette jusqu'en 2008, puis une stagnation à un niveau proche de 1,1 Té-CO₂ par 1000 DT de PIB.

Finalement, et comme le montre la figure suivante, l'économie tunisienne enregistre une évolution assez sobre en émissions de GES, en dépit de la croissance concomitante de la population et du PIB.

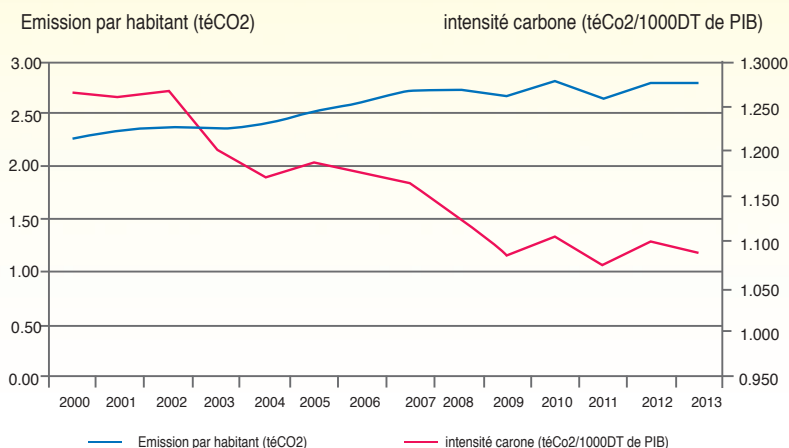


Figure 59: Évolutions contrastées des émissions de GES dues à l'énergie (Source ANME)

5.2.4 Analyses des émissions de GES par source, par secteur et par gaz

5.2.4.1 Émissions par source

L'énergie regroupe principalement deux grandes sources d'émissions: les émissions dues à la combustion énergétique et les émissions fugitives. Ces dernières découlent des activités de production de pétrole et de gaz sur les gisements de production, mais aussi au niveau des différentes étapes de traitement, transport et distribution du gaz naturel.

Le tableau suivant montre une évolution assez régulière des émissions de GES dues à la combustion énergétique, qui passent de 19.138 MTé-CO₂ en 2000 à 28,248 MTé-CO₂ en 2013.

En ce qui concerne les émissions fugitives, on constate une évolution remarquable qui a été amorcée à partir de la fin des années 1990 atteignant un niveau maximum annuel de 4 MTé-CO₂ durant la période 2007 et 2009 qui coïncide avec le développement de la production nationale de gaz naturel notamment l'exploitation du gisement de Miskar et d'Azdrubal.

Tableau 17: Evolution des émissions agrégées de GES par source d'émission sur la décennie 2000-2013 en Tunisie (1000 Te-CO₂) (Source ANME)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Emissions dues à la combustion	19 138	19 890	19 797	20 006	20 597	21 852	23 025	23 902
Emissions fugitives	2 629	2 886	3 504	3 295	3 498	3 573	3 540	4 025
TOTAL (1000 téCO₂)	21 767	22 776	23 301	23 301	24 095	25 424	26 565	27 927

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Emissions dues à la combustion	24 272	24 027	26 906	25 816	27 554	28248
Emissions fugitives	4 040	4 042	2 845	563 2	2 545	2284,9
TOTAL (1000 téCO₂)	28 312	28 069	29 751	28379	30099	30 532

5.2.4.2 Émissions par secteur

Les émissions de GES dues à la combustion énergétique se répartissent principalement entre six secteurs consommateurs d'énergie:

- Les industries énergétiques (secteur électrique et secteur du raffinage).
- Les industries manufacturières.
- Le transport.
- Le tertiaire.
- Le résidentiel.
- L'agriculture.

Le bilan des émissions dues à la combustion énergétique est dominé par les trois premiers secteurs, avec les 4/5èmes du bilan global des émissions dues à la combustion énergétique. Cette domination s'explique par le fait que ces trois secteurs s'accaparent une proportion majeure de la consommation de combustibles. Rappelons, au passage, que les émissions dues à la production électrique sont justement intégrées dans les industries énergétiques, et que les secteurs caractérisés par une forte contribution de l'électricité dans leur structure de consommation comme le tertiaire et le résidentiel, enregistrent, justement, des parts relativement modestes dans les émissions globales de GES.

En ce qui concerne le secteur agricole, sa part dans le bilan d'énergie finale est, de toutes façons modeste, et il est tout à fait logique qu'il ne représente qu'une faible proportion du bilan des émissions dues à la combustion; soit autour de 4-6%.

Tableau 18: Évolution des émissions de GES dues à l'énergie par secteur consommateur sur la période 2000-2013 en Tunisie (1000 Te-CO₂)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Industries énergétiques	5 959	6 458	6 464	6 599	6 714	7 802	8 680	9 419
Industries Manufacturières	4 068	4 241	4 115	4 035	4 191	4 122	4 417	4 603
Transport	5 946	5 917	6 040	6 096	6 202	6 339	6 396	6 588
Tertiaire	367	374	395	412	441	416	428	496
Résidentiel	1 642	1 694	1 743	1 778	1 905	1 949	1 819	1 696
Agriculture	1 145	1 182	1 058	1 103	1 153	1 235	1 165	1 101
TOTAL	19 127	19 868	19 814	20 023	20 606	21 863	22 905	23 902

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Industries énergétiques	9 650	9 454	9 208	9720	10374,1	10635
Industries Manufacturières	4 471	4 587	4 809	5077	5418,3	5555
Transport	6 787	6 567	7 000	7390	7887,1	8086
Tertiaire	494	485	457	482	515,0	528
Résidentiel	1 818	1 852	1 908	2014	2149,4	2203
Agriculture	1 052	1 082	1 074	1134	1210,3	1241
TOTAL	24 272	24 027	24 456	25816	27 554	28 248

(Source ANME)

Les tableaux suivants montrent l'évolution des émissions et de la structure des émissions par secteur, après regroupement des trois secteurs les moins émetteurs; en l'occurrence le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture.

Tableau 19: Évolution de la structure des émissions de GES dues à l'énergie par secteur consommateur sur la période 2000-2013 en Tunisie (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Industries énergétiques	5 959	6 458	6 464	6 599	6 714	7 802	8 680
Industries Manufacturières	4 068	4 241	4 115	4 035	4 191	4 122	4 417
Transport	5 946	5 917	6 040	6 096	6 202	6 339	6 396
Tertiaire+residentiel +agriculture	3 269	3 359	3 284	3 363	3 540	3 667	3 467
Total	19 242	19 976	19 902	20 094	20 647	21 930	22 959

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Industries énergétiques	9 419	9 650	9 454	9 208	9720	10374	10635
Industries Manufacturières	4 603	4 471	4 587	4 809	5077	5418	5555
Transport	6 588	6 787	6 567	7 000	7390	7887	8086
Tertiaire+residentiel +agriculture	3 280	3 353	3 416	3 464	3 630	3 842	3 927
Total	23 889	24 261	24 024	24 481	25 816	27 522	28 202

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Industries énergétiques	31%	32%	32%	33%	33%	36%	38%
Industries Manufacturières	21%	21%	21%	20%	20%	19%	19%
Transport	31%	30%	30%	30%	30%	29%	28%
Tertiaire+residentiel + agriculture	17%	17%	16%	17%	17%	17%	15%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Industries énergétiques	39%	40%	39%	38%	38%	38%	38%
Industries Manufacturières	19%	18%	19%	20%	20%	20%	20%
Transport	28%	28%	27%	29%	29%	29%	29%
Tertiaire+residentiel + agriculture	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(Source ANME)

Comme on le constate, la part des secteurs regroupés reste stable autour de 14-17% des émissions. De même nous constatons une stabilité aux niveaux des secteurs de transport et des industries manufacturière. À l'inverse, on observe une importante évolution au niveau du secteur d'industrie énergétique.

En effet, les émissions dues aux industries énergétiques sont passées de 5,96 Millions de Té-CO₂ à 10,635 Millions de Té-CO₂; soit une croissance des émissions de l'ordre de 4.5% en moyenne annuelle sur la période 2000-2013.

Du fait de cette progression rapide des émissions, le secteur des industries énergétiques enregistre une augmentation régulière de sa part dans les émissions dues à la combustion et aux émissions fugitives.

Cette domination des industries énergétiques intervient en dépit d'une mutation majeure du bilan de consommation de combustibles des industries énergétiques, attribuée à deux facteurs déterminants.

Le gaz a totalement changé de statut, en quelques années, passant au premier rang avec 96% du bilan des combustibles du secteur électrique, alors qu'il ne représentait que 40 à 60% du bilan du secteur électrique au début de la décennie 1990.

L'introduction du premier cycle combiné de Sousse en 1994.

En fait, il est intéressant de rappeler que la production d'électricité, aux bornes centrales, sur la durant la période 2000-2013, a progressé au rythme de 4 % par an comme on peut le constater dans le tableau suivant. Finalement, la baisse des émissions spécifiques du secteur électrique, qui a été de

l'ordre de 0,6% en moyenne annuelle sur la période 2000-2013, a été, donc, très largement annihilée par la croissance soutenue des besoins d'électricité des différents secteurs économiques, induisant évidemment, une la croissance des émissions intrinsèques du secteur électrique.

Tableau 20: Évolution de la production d'électricité aux bornes centrales et des émissions en découlant sur la période 2000-2013 en Tunisie (Source ANME)

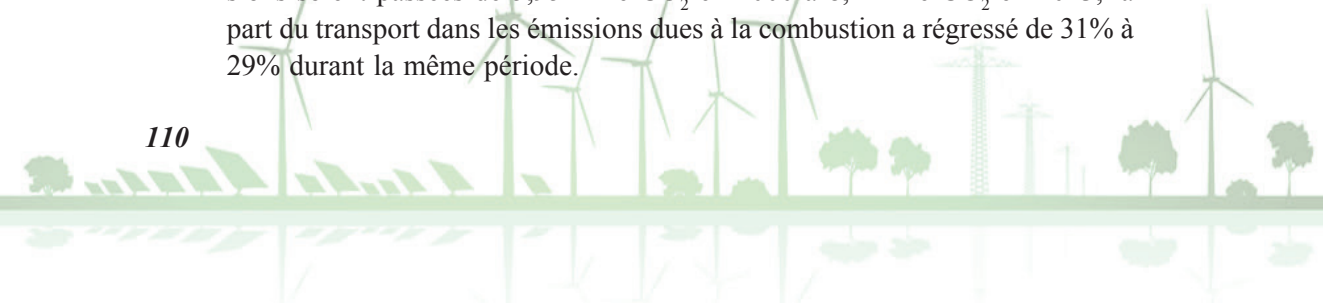
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Tot Emissions (ktéCO ₂)	4987	5481	5462	5571	5753	6043	6508	7031
Production nationale (GWh)	9222	9948	10431	10902	11508	12068	12496	13090
Emissions spécifiques (ktéCO ₂ /GWh)	0,541	0,551	0,524	0,511	0,500	0,501	0,521	0,537

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Tot Emissions (ktéCO ₂)	7169	7275	7513	7412	8099	8228
Production nationale (GWh)	13690	14082	14795	15220	16542	16669
Emissions spécifiques (ktéCO ₂ /GWh)	0,524	0,517	0,508	0,487	0,490	0,494

Le secteur transport observe également un parcours similaires à celui des industries énergétiques. En effet, ses émissions sont passées de 5,95 Millions de Té-CO₂ à 8.9 Millions de Té-CO₂; soit une croissance des émissions de l'ordre de 2.4% en moyenne annuelle sur la période 2000-2013.

Par ailleurs, la part du secteur transport dans les émissions dues à la combustion, s'est articulé autour 30% durant la période 2000-2013 au contraire de ce qui a été constaté au niveau des industries énergétiques, ou la part des émissions a grimpé de 31% en 2000 à 38% en 2013 en passant par un pic de 40% en 2008.

Les points pris par les industries énergétiques, l'ont été aux dépens des secteurs groupés (tertiaire, résidentiel et agricole). En effet, quoique les émissions soient passées de 5,95 MTé-CO₂ en 2000 à 8,1 MTé-CO₂ en 2013, la part du transport dans les émissions dues à la combustion a régressé de 31% à 29% durant la même période.



La progression modeste des émissions dues aux industries manufacturières (2,5% en moyenne annuelle entre 2000 et 2013), alors que sa valeur ajoutée aura progressé de 7,4% sur la même période, est due à la conjonction de trois facteurs.

Baisse de l'intensité énergétique du secteur industriel en général, du fait de la progression des industries non énergétivores dans la formation de la valeur ajoutée industrielle, et d'une meilleure efficacité énergétique du secteur de l'industrie.

Augmentation des parts du gaz naturel et de l'électricité dans le bilan d'énergie finale de l'industrie. La part totale de ces deux énergies sera passée de 28% à 34% sur la décennie 2003-2013, ce qui engendre, évidemment des baisses des intensités d'émission. Cette part totale se répartira entre:

- Augmentation de la part de gaz naturel, qui sera passée de 10% à 15% sur la décennie 2000-2013.
- Augmentation de la part de l'électricité, qui sera passée de 17% à 19% sur la décennie 2000-2013.

Tableau 21: : Évolution de quelques indicateurs du secteur industriel sur la décennie 2000-2013 en Tunisie

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Consommation Industries Manufacturières (ktep)*	1662,75	1737,68	1725,13	1775,35	1857,958	1790,028	1918,11
VA de l'industrie Manufacturière (MDT)	4800,5	5254,3	5444,8	5688	6127,5	6553,8	7391,9
Intensité énergétique de l'industrie Manufacturière (tep/1000DT de VA)	0,34637	0,33072	0,31684	0,31212	0,303216	0,273128	0,25949
Emission de GES de l'industrie Manufacturière (ktéCO ₂)	4068,25	4241,41	4114,68	4034,88	4190,872	4121,621	4417,02
Intensité de CES (téCO ₂ /1000 DT de VA)	0,84746	0,80723	0,75571	0,70937	0,683945	0,62889	0,59755

(Source ANME)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consommation Industries Manufacturières (ktep)*	2027,91	2009,19	2056,918	2207,93	2079,53	2238,68	2238,68
VA de l'industrie Manufacturière (MDT)	8397,1	10025,9	9938,2	10421,9	10707,5	11410,1	11971,1
Intensité énergétique de l'industrie Manufacturière (tep/1000DT de VA)	0,2415	0,2004	0,206971	0,21186	0,19421	0,1962	0,18701
Emission de GES de l'industrie Manufacturière (ktéCO ₂)	4602,55	4471,46	4587,122	4809,06	5076,52	5418,34	5554,69
Intensité de GES (téCO ₂ /1000 DT de VA)	0,54811	0,44599	0,461565	0,46144	0,47411	0,47487	0,46401

* consommation à confirmer

Tableau 22: Évolution de la part du gaz naturel et de l'électricité dans la consommation du secteur industriel sur la décennie 2003-2013 en Tunisie par à la consommation énergétique totale

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Part elect %	17%	17%	17%	18%	18%	18%	19%	19%	18%	18%	19%
Part gaz %	10%	11%	10%	11%	13%	13%	14%	14%	15%	14%	15%
Total	28%	28%	28%	29%	31%	31%	33%	33%	32%	32%	34%

source STEG : Rapport statistiques retrospectives

5.2.4.3 Émissions par gaz

Le CO₂, le CH₄ et le N₂O sont les trois seuls gaz générés par les activités énergétiques qui ont un effet radiatif direct sur l'atmosphère, et donc, qui ont un impact certain et prouvé en terme d'augmentation de l'effet de serre.

Généralement les émissions dues à l'énergie sont très largement dominées par le CO₂. Les émissions de CO₂ passent de 19.54 MTé-CO₂ en 2000, à 27

MTé-CO₂ en 2013; soit une progression moyenne de 2.6% par an sur la période. Les émissions de CO₂ ont représenté autour de 89% du bilan des émissions de GES dues à l'énergie sur toute la période.

Il est intéressant de relever une relative et légère stagnation de la courbe d'évolution des émissions de CO₂, durant le période 2000-2003. Cette stagnation serait attribuée à l'introduction massive du gaz naturel, surtout dans la production d'électricité. Au-delà de cette date, et dépassé l'effet gaz naturel, les émissions de CO₂ auront repris le même rythme de croissance.

Avec 85 kté CO₂ en 2000, et 127 kté CO₂ en 2013, le CH₄ vient en seconde position avec environ 10% des émissions,

Le NO₂ arrive en dernière position avec seulement 0,3 kté CO₂ en 2000, et 0,67 kté CO₂ en 2013, soit autour de 0.4% des émissions dues à l'énergie.

Comme on peut le constater, la forte domination du CO₂ entraîne une relative stabilité des proportions, avec cependant une légère hausse de la part du CH₄, essentiellement en raison de l'augmentation relative des émissions fugitives de CH₄, et de l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel.

Tableau 23:Évolution des émissions de GES dues à l'énergie par gaz en unités originales (tonnes 1000)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CO ₂	19 540	20 350	20 786	20 849	21 346	22 695	23 762	24 981	25 314
CH ₄	85	93	97	95	106	105	108	114	116
N ₂ O	0,30	0,31	0,30	0,30	0,30	0,31	0,32	0,34	0,33

	2009	2010	2011	2012*	2013*
CO ₂	24 966	25 161	25342	26878	27265
CH ₄	120	125	118	125	127
	0,33	0,32	0,29	0,30	0,31

* estimée Désagrégation sur la base du PRG relatif/CO₂ à 100 ans

Tableau 24 : Évolution des émissions de GES dues à l'énergie par gaz en terme agrégés

1000 tCO ₂	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CO ₂	19 540	20 350	20 786	20 849	21 346	22 695	23 762	24 981
	89,8%	89,3%	89,2%	89,5%	88,6%	89,3%	89,4%	89,5%
CH ₄	2 136	2 333	2 426	2 363	2 658	2 636	2 709	2 846
	9,8%	10,2%	10,4%	10,1%	11,0%	10,4%	10,2%	10,2%
N ₂ O	91	93	90	89	90	93	94	100
	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
TOTAL	21 767	22 776	23 301	23 301	24 095	25 424	26 565	27 927

* estimée

1000 tCO ₂	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*
CO ₂	25 314	24 966	25 161	25 342	26 878	27 265
	89,4%	88,9%	84,6%	89,3%	89,3%	89,3%
CH ₄	2 902	3 006	3 121	2 951	3 130	3 175
	10,2%	10,7%	10,5%	10,4%	10,4%	10,4%
N ₂ O	97	97	97	85	90	92
	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
TOTAL	28 312	28 069	29 751	28 379	30 099	30 532

* estimée

source ANME

5.2.5 Analyses des autres gaz

La méthodologie de l'IPCC recense 3 gaz ayant un effet indirect en terme d'effet de serre. Ils sont intitulés justement gaz précurseurs de l'ozone: le CO, le NOx, et les COVNM en raison d'un processus de «dégradation physico-chimique» ou oxydation sous forme d'ozone. Il s'agit de gaz générés en raison d'une combustion incomplète de l'énergie.

La méthodologie de l'IPCC exige également de calculer les émissions de SO₂ dans le cadre de la préparation de l'inventaire des GES, bien qu'il ne soit pas réellement un gaz à effet de serre, du fait que ce gaz a un pouvoir inverse par rapport aux autres GES. Son intégration se justifie simplement par la nécessité de tenir compte de tous les gaz émis, quel que soit leur effet (réchauffement ou refroidissement), afin d'en faire le solde ultérieurement.

5.2.5.1 Émissions de CO

En termes intrinsèques, les émissions de Monoxyde de carbone (CO) dues à l'énergie sont les plus importantes après le CO₂. Elles ont cependant enregistré une progression relativement faible sur la décennie 90-2000, passant de 342.000 tonnes en 1990 à 405.000 tonnes en 2000. La croissance annuelle s'établit donc à 1,7% par an en moyenne; ce qui représente la plus faible progression parmi tous les GES concernés par l'inventaire des GES dus à l'énergie.

Cette faible croissance s'explique essentiellement par la stagnation de la consommation de biomasse-énergie des ménages. Les émissions enregistrées durant les trois dernières années de la décennie marquent une reprise de la croissance des émissions de CO (2,5% par an), principalement sous l'impulsion du secteur des transports dont les émissions de CO ont progressé au rythme de 5,3% par an entre 1997 et 2000.

Par ailleurs, une inversion de pente traduite par une baisse des émissions de CO a été enregistrée à partir de 2001. Cette forte régression de 405 ktonnes en 2000 à 275 ktonnes en 2010 pourrait être le résultat du développement de l'utilisation du gaz naturel et de l'électricité au niveau des secteurs résidentiel et tertiaire.

5.2.5.2 Émissions de NOx

Le NO_x est principalement le fait du secteur des transports, en raison d'une forte utilisation du gasoil, ainsi que dans les secteurs impliquant l'utilisation de la biomasse (industries énergétiques pour la carbonisation, et résidentiel). Les émissions de NO_x dues à l'énergie ont enregistré une forte progression durant la décennie 90-2000, passant de 63.000 tonnes à 93.000 tonnes. La croissance annuelle s'établit donc à 4% par an en moyenne; soit une croissance équivalente à celle du CO₂.

Comme pour le CO₂, il est intéressant de noter une légère stagnation de la courbe d'évolution des émissions de NO_x, à partir de 2000. Cette stagnation

voire une dégression progressive serait attribuée à l'introduction massive du gaz naturel et des nouveaux systèmes de combustions à bas teneur en NOx surtout dans la production d'électricité.

5.2.5.3 Émissions de COVNM

Comme le CH₄ et le CO, les composés volatiles non méthaniques résultent essentiellement de la combustion incomplète de l'énergie. Des quantités non négligeables sont émises par le secteur des transports, lors des opérations de raffinage, ainsi que lors de l'utilisation de la biomasse-énergie dans le secteur résidentiel.

Les émissions de COVNM dues à l'énergie ont enregistré une progression relativement faible durant la décennie 90-2000, passant de 50.000 tonnes en 1990 à plus de 62.000 tonnes en 2000. La croissance annuelle durant cette période s'établit donc à 2,4% par an en moyenne; soit la progression la plus faible après celle du CO. À partir de l'année 2002, il a été enregistré une inversion de la tendance traduisant une baisse de 62,5 ktonnes 2000 à 39,5 ktonnes en 2010.

Comme pour le CO, cette régression s'explique essentiellement par la faible croissance de la consommation de biomasse-énergie des ménages et des services qui été du essentiellement au développement du gaz.

5.2.5.4 Émissions de SO₂

Les émissions de SO₂ sont essentiellement imputables à l'utilisation du fioul, lequel est majoritairement consommé par le secteur industriel.

Contrairement à tous les autres gaz concernés par le secteur de l'énergie, les émissions de SO₂ dues à l'énergie ont enregistré une régression soutenue durant la période 1990-2010 avec une stagnation. durant la période 1995-2000. Les émissions de SO₂ qui étaient en 1990 75.000 sont passées à 365.000 tonnes en 2010.

La baisse des émissions de SO₂ est essentiellement imputable à la chute régulière de la consommation de fuel, surtout dans le secteur électrique et dans le secteur industriel, et de la forte progression de l'utilisation du gaz naturel dans tous les secteurs économiques.

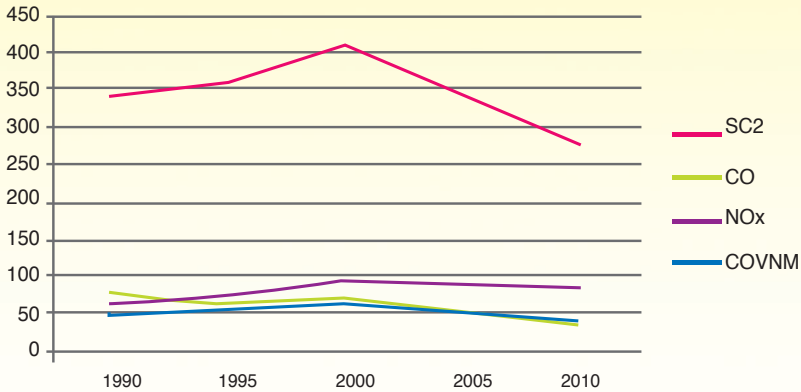


Figure 60: Evolutions des émissions des autres GES dues à l'énergie (Source ANME)

5.3 Effets sur l'environnement des activités de raffinage de pétrole

À l'échelle nationale, les activités de l'industrie pétrolière et gazière comprennent l'exploration, l'exploitation et le transport. Le pétrole et le gaz, dont la gestion exige tout un réseau d'installations et de distribution, sont transformés en produits intermédiaires et finis et distribués aux acheteurs-consommateurs.

L'exploration pétrolière et gazière, de même que la production et le traitement de base du pétrole brut et du gaz naturel, appartiennent au secteur en amont de l'industrie (cas du raffinage). Le raffinage du pétrole englobe les moyens physiques, thermiques et chimiques servant à extraire par distillation les principaux composants du pétrole brut ainsi qu'à les convertir par la suite comme combustibles (essence, carburant diesel, carburant aviation, mazout lourd ou léger) ou employés à d'autres usages (huiles ou graisses lubrifiantes, asphalte).

En Tunisie l'activité du raffinage du pétrole est assurée depuis 1963 par une seule raffinerie la Société Tuniso-Italienne de Raffinage (STIR). Elle été au départ un joint-venture entre l'état tunisien et le Groupe pétrolier Italien ENI. En 1975, le gouvernement tunisien a racheté la participation de l'ENI au capital de la STIR, devenant ainsi seul propriétaire. La STIR raffine en Tunisie du pétrole brut, vend aux sociétés de distribution les produits finis et semi-fini, et exporte le surplus de sa production.

Sa capacité de raffinage est de quelque 1,5 millions de tonnes par an soit ; environ 40% de la consommation nationale en carburants.

Ainsi, sur les 2,9 millions de tonnes de pétrole extraits dans le pays en 2013, près de 2,23 millions de tonnes ont été exportés sous forme brute. En contrepartie, plus d'un million de tonnes de brut ont été importés la même année. L'ensemble du brut disponible servent comme inputs intermédiaires pour produire des carburants notamment l'essence super, l'essence sans plomb, l'essence normale, du gasoil, du gaz de pétrole liquéfié (GPL) et du pétrole lampant.

La STIR est la première entreprise en Tunisie en termes de chiffre d'affaires avec 2,7 milliards de dinars. Celui-ci a connu une croissance moyenne annuelle de 11% entre 2001 et 2012 marquant un évolution spectaculaire entre 2004 et 2007 entre 13% et 33%. L'importance du volume d'activité de la STIR tient à la nature de son activité: la STIR importe le brut, le raffine et le distribue en couvrant l'ensemble des besoins du marché tunisien en produits pétroliers.

La STIR est implantée sur une superficie totale de 180 ha située à Zarzouna au sud de la ville de Bizerte, à 62 Km de Tunis.

Les produits pétroliers obtenus par raffinage du pétrole Brut par la STIR sont le GPL, l'essence sans plomb, l'essence super, l'essence normale, le White Spirit, le pétrole lampant, le gasoil, le Virgin Naphta, le fuel-oil N°2 et les résidus atmosphériques.

Pour des raisons liées à la satisfaction du marché, la Tunisie est à la fois un pays importateur et exportateur du pétrole et de produits pétroliers. Elle échange du fuel produit localement contre du fuel importé, et exporte la totalité de sa production de Virgin naphta en échange du gasoil et de l'essence. Elle exporte aussi du gaz propane, de la gazoline et de la graisse. Elle importe en outre du Kérosène d'avions qui n'est pas produit en Tunisie, du pétrole lampant et du GPL.

5.3.1 Le processus de raffinage

Le brut qui entrant dans la raffinerie subira une série d'opérations, pour aboutir aux produits finaux. Il y a trois grandes familles d'opérations menées par la STIR :

- La distillation et le déshuilage (séparation), pour obtenir les différents types de produits des plus lourds aux plus légers.

- La transformation ou valorisation (conversion); pour modifier les proportions naturelles des types de produits pour répondre à la demande des consommateurs.
- La désulfuration ou adoucissement (amélioration); pour éliminer les composants indésirables et modifier les caractéristiques de certains produits pour les rendre compatibles aux normes, et l'ajout d'additifs pour améliorer le rendement des carburants.

Toutes ces opérations doivent être effectuées en toute sécurité. Des procédures sont mises en place pour toutes les opérations de raffinage précitées. La STIR, dispose d'ailleurs d'un service sécurité pour faire face à tout dysfonctionnement imprévisible de l'installation.

5.3.2 Les unités de raffinage

Ces unités sont constituées principalement :

- D'une unité de distillation primaire avec stabilisation.
- D'une unité de reforming catalytique pour l'élévation du nombre d'octanes des essences, pourvue d'unités d'hydrodésulfuration et de déméthanisation des gaz de pétrole liquéfié.
- D'une unité de traitement chimique de GPL et d'essence légère.
- D'une unité d'éthylation, mélange et coloration des essences finies.

5.3.3 Le stockage des produits pétroliers

Le parc de stockage de la STIR occupe environ les deux tiers de l'aire de la raffinerie avec 60 réservoirs de différents types. La capacité globale de ce parc avoisine 1 000 000 m³ dont 430.000 m³ pour le pétrole brut (BTS et HTS) et 570 000 m³ pour les produits finis et semi-finis.

Les opérations de transfert bac à bac, de coulage issu des unités de fabrication et d'expédition sont assurées par un réseau de plusieurs kilomètres de conduites.

Ce réseau est équipé d'une vingtaine de pompes pour l'acheminement des produits aux différents postes de chargement (voie terrestre, voie maritime et pipeline).

Les bacs sont de deux sortes : les bacs à toit flottant et ceux à toit fixe. Chez les premiers, le toit flotte et suit le niveau du produit, tandis que chez les derniers, le toit est fixe.

Comme le propane et le butane sont des gaz liquéfiés sous pression, on les met dans des cigares pour le propane et des sphères pour le butane.

Quant aux bruts, il existe des bacs pour bruts BTS et des bacs pour bruts HTS. En effet, les bruts à basse teneur en soufre sont plus chers à l'achat et les produits issus de ceux-ci sont plus chers aussi à la vente. Le nombre de bacs de bruts dépend de la capacité de traitement de la raffinerie. En général, par décantation, les bruts laissent toujours un dépôt visqueux (appelé «slop») au fond des bacs qu'il faut purger de temps en temps.

Tableau 25: Capacité de stockage par produit (Source STIR)

Produits	Capacité (m ³)
Pétrole Brut	430 000
G.P.L	13 000
Essences	75 000
Essences Sans Plomb	32 500
Essence unifiée	2 000
Virgin Naphta	61 000
Pétrole lampant	41 000
White spirit	2 500
Gasoil	145 000
Fuel oil	100 000
Résidu atmosphérique	90 000
Slop	3 000
Capacité approximative	1.000.000

5.3.4 Le terminal d'approvisionnement et d'exportations

Le terminal pétrolier STIR, situé à l'avant port de Bizerte, est constitué des quais (Nord et Sud). Les opérations d'accostage et de sortie de navires sont assurées aussi bien de nuit que de jour pour le Quai Sud et de jour pour le Quai nord.

Les installations de chargement et de déchargement permettent des débits de pompage de l'ordre de 2000 tonnes/h pour le brut et 1000 tonnes/h pour les autres produits.

Le terminal reçoit annuellement environ 50 navires pétroliers disposant d'un tonnage en jauge brut inférieur à 60 000 tonnes.

5.3.5 États quantitatifs des activités de raffinage

Les installations de raffinage de la STIR ont assuré en 2014 une quantité totale en brut traité de 1599 ktonnes.

Ce total est détaillé par produit fini comme suit :

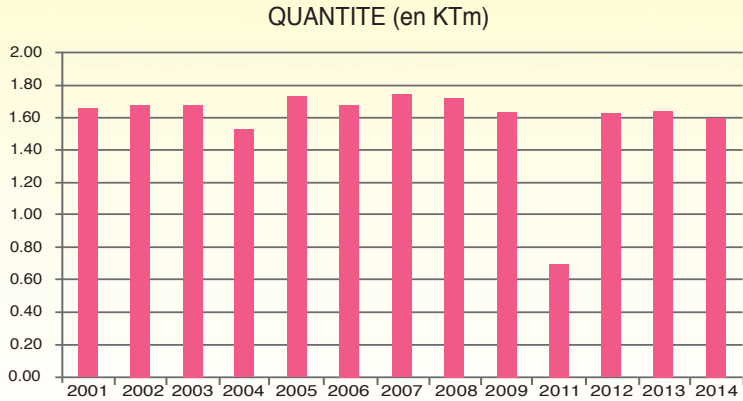
Tableau 26: Produits de raffinage en 2014 (Source STIR)

PRODUITS	QUANTITE (KTM)	TAUX (%)
GPL	27	1,7
Pétrole	54	3,4
White spirite	18	1,1
Gas Oil	633	39,6
Virgin naphta	346	21,6
TOTAL Produit blanc	1078	67,4
Fuel BTS	521	32,6
BRUT TRAITE	1599	100%

L'évolution des quantités en brut traité de 2001 à 2014 est présentée sur le tableau et la figure suivants :

Tableau 27: Évolution du brut traité de 2001 au 2014 (Source)

ANNEE	QUANTITE (en Ktm)
2001	1.655
2002	1.678
2003	1.678
2004	1.528
2005	1.733
2006	1.679
2007	1.742
2008	1.721
2009	1.635
2011	0.697
2012	1.629
2013	1.639
2014	1.599



5.4 Consommation finale

5.4.1 Les impacts environnementaux dues aux activités du raffinage

L'utilisation de combustibles fossiles est une source importante de polluants qui contribuent au smog, aux pluies acides, au changement climatique et à divers problèmes sanitaires, environnementaux et économiques. Les étapes de raffinage du pétrole brut pour l'obtention des carburants (essence, carburant diesel, mazout) sont aussi une source de pollution potentielle des écosystèmes.

Les activités de raffinage ont de nombreuses répercussions sur l'environnement. Les aspects environnementaux significatifs sur les écosystèmes couvrent les émissions atmosphériques (gaz à effet de serre, oxydes d'azote, oxydes de soufre et composants organiques volatils, etc.), les rejets hydriques (les eaux huileuses, les fuites accidentelles d'hydrocarbures, etc.), les rejets solides (les boues de fond de cuves et des bassins de déballastage).

A titre d'exemple, les émissions atmosphériques résultant du brûlage à la torche ont un effet sur la qualité de l'air dans la région, et contribuent, certes dans des quantités infimes, aux changements climatiques. Parmi les émissions atmosphériques polluantes de l'industrie de raffinage figurent les substances toxiques telles que le benzène et les particules, les précurseurs du smog.

5.4.2 Les émissions atmosphériques des raffineries de pétrole

Le processus de raffinage du pétrole entraîne le rejet de plusieurs polluants atmosphériques, dont les oxydes de soufre, les oxydes d'azote, les composés organiques volatils, les particules, le monoxyde de carbone et le benzène, de même que de nombreux gaz à effet de serre (GES).

Ces émissions sont caractérisées essentiellement par les fumées et gaz de combustion de fuel et fuel gaz émanant des équipements de chauffe (fours, chaudières et torche). Les installations émettrices sont :

5.4.2.1 Les torchères.

L'unité de distillation primaire avec stabilisation (COVNM, NO_x, etc.).

L'unité de reforming catalytique pour l'élévation de l'indice d'octane des essences, pourvue d'unités d'hydrodésulfuration et de dééthanisation du GPL (NO_x, COVs, SO₂, CH₄, C₆H₆, etc.).

Unité de traitement chimique de GPL et d'essence légère (COVs, etc.).

Unité d'éthylation, mélange et coloration des essences finies (COVs, C₆H₆, etc.). Les gaz émanant du parc de stockage des produits pétroliers (COVs, CH₄).

Les émissions de GES de l'industrie du raffinage selon l'inventaire de 2003, estimées sur la base de la méthodologie de l'IPPC sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 28: Émissions de GES dues à l'activité de raffinage en Tunisie en 2010

	Émissions de GES (kt)
CO ₂	22
CH ₄	0
CO	0,01
NO _x	0,03
NMVOG	0
SO ₂	0,11

Source Rapport biennal Tunisie (SEDD)

Ces émissions correspondent aux activités normales de raffinage, dont les impacts opèrent évidemment depuis plus de quatre décennies. Mais peuvent aussi survenir des émissions atmosphériques accidentelles en cas d'incendie ou d'explosion pouvant être très dommageables pour des zones environnantes.

5.4.3 Les rejets liquides

Les rejets liquides générés par les activités de raffinage se situent essentiellement au niveau des :

- Fuites accidentelles d'hydrocarbures résultant des opérations de chargement et déchargement, etc.).
- Eaux de drainage : eaux huileuses émises lors des opérations de séparation.
- Eaux de ballast : ces eaux sont un mélange de rejets des eaux contaminées par des hydrocarbures, huiles, fuites accidentelles, opérations de lavage des bacs de stockage et autres installations (lors des changements des produits), etc. Ces bassins (API) d'une capacité d'environ 1 million de tonne réceptionnent aussi les eaux polluées par les hydrocarbures des navires (eaux de déballastage), accostant au terminal du port.

NB : La SOTULUB, société de régénération des huiles usagées et de fabrication de graisses industrielles contiguë à la STIR rejette une grande partie de ses effluents industriels dans les installations de récupération et de traitement de la STIR.

Eaux de refroidissement des installations de transformation.

5.4.4 Les rejets solides

Les rejets solides concernent en premier lieu les boues générées par les bacs de stockage du brut et les bassins de ballastage. Ces boues comprennent les :

- Produits noirs résiduels de fond des bacs de stockage.
- Produits noirs résiduels (boues visqueuses) de fond des bassins de ballastage.
- Résidus noirs et ultimes (résidu bitumeux). Ces résidus sont utilisés directement dans la fabrication de fuels lourds commerciaux (fuel oil) ou subissent une nouvelle distillation.
- Les boues issues de la station de traitement des eaux industrielles de la raffinerie.

5.4.6 Les mesures de réduction des impacts dus aux activités de raffinage

Dans le cadre de ses activités, la STIR a mis en place des moyens matériels afin de faire face aux éventuels risques de pollution (atmosphériques, liquides, sol, déchets ultimes, etc.) et éviter ainsi d'être en dehors du cadre réglementaire environnemental national et régional (bassin méditerranéen). D'une manière générale, ces mesures se résument en :

- La mise en œuvre de gros moyens nécessaires à la garantie de la protection de l'environnement.
- La mise en place d'un plan d'action antipollution.
- La démarche préventive liée à la sécurité des installations et la prévention de l'environnement.

Depuis 1991, la STIR a entrepris un plan d'action antipollution axé particulièrement sur :

- Actions de protection de l'environnement atmosphérique.
- L'amélioration du traitement des eaux résiduaires et déchets solides.
- Le renforcement des moyens de lutte contre la pollution marine.
- Contrôle des rejets.

5.4.6 Mesures réductrices des émissions atmosphériques

Ces actions sont essentiellement réalisées au niveau des installations de production et la chaufferie.

Projet de dégoulottage du Topping, la distillation atmosphérique (Topping unit) est un procédé qui consiste à séparer les fractions d'hydrocarbures contenues dans le pétrole, les unes des autres. C'est la première étape du raffinage.

La réfection de la centrale à combustion mixte. La maximisation de la combustion du fuel-gaz.

La conversion des réservoirs à toit flottant en réservoirs en toit fixe muni d'écran flottant interne. Équipement des réservoirs de grande capacité à toit flottant, par des joints secondaires ou des doubles joints.

5.4.7 Mesures et actions réductrices des rejets liquides

Pour prévenir le risque de pollution marine par les hydrocarbures, la STIR a mis en place les mesures suivantes :

- Affectation d'un réservoir pour le ballast des bateaux pétroliers.
- Construction de quatre bassins de décantation des rejets de résidus d'hydrocarbures et d'eaux huileuses.
- Installation d'une unité d'osmose inverse en vue de réduire les décharges d'eau acidulée ou basique vers la mer par la réduction des résines à l'acide sulfurique de la chaîne de déminéralisation. Acquisition de pompes VORTEX pour la récupération des hydrocarbures, en cas de pollution accidentelle en mer.
- Installation de récupération d'hydrocarbures aux appontements du port pétrolier, afin d'éviter la pollution marine provoquée par un déversement accidentel d'hydrocarbures.
- Acquisition des barrages flottants et d'une pompe de récupération d'hydrocarbures en mer.
- Acquisition d'un SKIMMER pour l'écumage et la récupération des hydrocarbures déversés accidentellement en mer et circonscrits par un barrage.
- Installation d'analyseurs de contrôle de rejets, pour prévenir la pollution marine et intervenir à temps et efficacement, en cas d'incident de pollution ou de mauvais traitement.

5.4.8 Mesures et actions réductrices des rejets solides

Contrôle périodique de la nappe phréatique pour prévenir toute éventualité de pollution par les hydrocarbures.

Acquisition d'un camion hydrocureur pour le nettoyage périodique du réseau d'égouts.

Il faut noter que les boues issues des bacs de stockage, de la station de traitement, etc., sont actuellement stockées en permanence sur une grande partie du terrain d'implantation de la raffinerie de la STIR. Cette situation présente un risque potentiel de contamination de la nappe phréatique.

5.5 Effets sur l'environnement découlant des activités de production d'électricité

5.5.1 Introduction

Le secteur de l'électricité est sous la tutelle du Ministère de l'Énergie et des Mines. Il est géré par la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG). La STEG est une société publique verticalement intégrée, créée en 1962. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité. Elle transporte et distribue aussi le gaz naturel. Elle avait le monopole de ces activités jusqu'à l'année 1996, date de l'ouverture du marché de la production d'électricité au secteur privé (IPP).

Pour répondre aux besoins de la croissance économique et sociale du pays, la Tunisie s'est engagée depuis une quinzaine d'années à intégrer la composante environnementale dans toutes ses décisions stratégiques. L'un des secteurs ayant épousé l'optique de développement durable est sans équivoque le secteur de production de l'électricité disposant d'une puissance installée de 4792 MW en 2014.

L'intégration depuis plus d'une quinzaine d'années de la composante environnementale dans les différents secteurs stratégiques de l'état tunisien, a été matérialisée par l'adoption des énergies dites propres (gaz naturel) par rapport aux autres combustibles fossiles (fuel lourd et gasoil) et à un degré moindre des énergies renouvelables (hydroélectricité et éoliennes).

Les principaux aspects environnementaux significatifs générés par les installations productrices d'électricité sont inhérents essentiellement aux émissions atmosphériques (gaz à effet de serre). Générées par les combustibles fossiles (fuel lourd, gasoil et gaz naturel).

5.5.2 Infrastructure électrique en Tunisie

5.5.2.1 Processus et capacité installée des activités de production d'électricité en Tunisie

La production électrique en Tunisie est assurée actuellement par des centrales thermiques classiques, des centrales à cycle combiné, des centrales turbines à gaz, des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes et des

auto-producteurs dont une dizaine d'unités de cogénération. Les processus de production respectifs sont présentés sommairement ci-après :

Les centrales thermiques classiques

L'Énergie électrique est produite depuis des alternateurs à partir de l'énergie thermique de combustion du gaz naturel ou du fuel lourd (avec le gasoil entant que combustible de secours), préalablement convertie en énergie mécanique par une turbine à vapeur. Dans ces centrales thermiques, l'énergie mécanique nécessaire à l'entraînement des alternateurs est fournie par la vapeur d'eau surchauffée, détenue dans des turbines. L'évaporation et la surchauffe de l'eau s'effectuent dans des chaudières grâce à l'énergie thermique fournie par le combustible fossile.

Ces centrales sont installées à Radès , à Sousse et à Ghannouch. Elles sont alimentées en gaz naturel et au fuel lourd entant que combustible de substitutions.

Les centrales à cycle combiné

L'Énergie électrique est produite par une installation utilisant le gaz naturel comme combustible dans une turbine à gaz (TAG) entraînant un alternateur TA1. La chaleur des fumées d'échappement de la TAG est récupérée pour être recyclée dans une chaudière de récupération (chaudière sans combustion). La chaudière produit de la vapeur qui se détend dans une turbine à vapeur (TAV) entraînant une deuxième alternateur TA2 (cas de l'IPP Radès).

Ce genre de centrales est installé à Sousse, à Radès et à Ghannouch (en 2014). Celles-ci sont alimentées en gaz naturel et au gaz oil (secours). La capacité totale installée est d'environ de 1685 MW.

Les centrales à turbines à gaz

L'Énergie électrique est produite depuis un alternateur à partir de l'énergie mécanique développée par la combustion du gaz naturel ou du fuel oil (secours) mélangé à l'air déjà comprimé dans un turbocompresseur avant d'être introduit dans la chambre de combustion de la turbine à gaz. Cette dernière est appelée aussi turbine à combustion appartenant à la famille des moteurs à combustion interne. La chaleur est récupérée sous forme d'air chaud par échange thermique avec les fumées de combustion.

Ces centrales sont installées à Tunis Sud, à Goulette II, à Korba, à Bir Mchergua, à Kasserine, à Sfax, à Sfax Thyna, à Fériana, à Ghannouch, à Bou-

chemma fonctionnent au gaz naturel et au gaz oil (secours). Les centrales de Menzel Bourguiba, de Zarzis et à Djerba Robbana sont utilisées comme centrale de secours et fonctionnent uniquement au gasoil.

Les centrales hydroélectriques

L'énergie électrique est produite depuis un alternateur à partir de l'énergie mécanique d'eau des barrages (l'énergie de l'eau en mouvement). Les turbines exploitent le débit et la pression liés à l'accumulation d'eau pour produire de l'énergie électrique. Les hauteurs de ces barrages sont de type moyenne chute.

Ces centrales sont installées aux barrages de Sidi Salem, Nebeur, Larousia, Fernana amont, Fernana aval, Bouhertma et Kasseb. La capacité installée est de 62,7 MW.

Les centrales éoliennes

Le principe de l'énergie éolienne est d'utiliser la force du vent pour produire de l'électricité (conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique). Cette énergie est produite grâce à des éoliennes, ou aérogénérateurs. Une éolienne est constituée d'un rotor avec pales, de diamètre variable, monté sur un pylône, et d'un générateur électrique.

La première ferme éolienne tunisienne est située à Sidi Daoud. Elle totalise une capacité installée est d'environ 53MW. deux nouvelles fermes éoliennes récemment réalisées sont situées dans la région de Bizerte sur les collines de Kchabta et Metline, Elaliya et Ras ejbel. Ce deux ferme totalise une capacité additionnelle de 190 MW. En 2014 la capacité éolienne totale est de 233MW.

Les auto-producteurs d'électricité

Ces centrales sont en majorité des centrales de turbines à gaz conçues sur le principe de la combustion interne. Elles sont implantées sur plusieurs sites industriels en Tunisie, pour les propres besoins d'électricité des établissements industriels concernés, lesquels cèdent leurs excédents à la STEG.

Ces centrales sont en majorité des centrales de turbines à gaz implantées sur plusieurs sites industriels, notamment : SITEP, British Gaz, El Fouladh, SIAPE Gabès, SIAPE Sfax, SIAPE Skhira, SIAPE Mdhilla, STIR. SAEPA 1 et 2 Gabès, SNCPA, STS et TRAPSA Skhira.

La cogénération

La cogénération consiste à produire simultanément et dans la même installation, de l'énergie thermique et de l'énergie électrique utilisable à partir d'une énergie primaire; en l'occurrence le gaz naturel pour le cas de la Tunisie.

L'énergie mécanique est transformée en électricité grâce à un alternateur actionné par une turbine à gaz naturel. L'énergie thermique non exploitée, habituellement perdue dans les systèmes de production électrique est récupérée à l'aide d'un échangeur, et utilisée pour le chauffage, séchage et la production d'eau chaude. Cette récupération de chaleur permet d'obtenir un rendement global plus élevé, se situant en moyenne autour de 80 à 85 % contre à 40 à 45% dans les filières classiques de génération électrique.

La capacité totale de cogénération est de 54 MW installée chez une dizaine d'établissements industriels et tertiaires. En 2014, 281 GWh ont été produits par les cogénérateurs dont 82 GWh ont été vendus à la STEG.

5.5.2.2 Production nationale d'électricité

En 2014, la production nationale d'électricité (STEG, IPP et auto-producteurs) a atteint le niveau de 17697GWh, assurée à raison de 80% par la STEG, et 20% par l'IPP et les auto-producteurs, ces derniers contribuant généralement pour 1% de la production nationale d'électricité.

En 2014, la capacité totale installée au niveau national (STEG et IPP) est de 4792 MW, dont 4321 MW appartenant à la STEG, 471 MW à la centrale IPP de Radès. La puissance installée en énergies renouvelables est encore modeste: 62 MW en hydraulique et 233 MW en éoliennes.

La capacité totale installée (4850 MW) a doublée par rapport à cette installée en 2000;, avec l'entrée en production des centrales turbines à gaz STEG de Thyna, Fériana, Goulette II et Bir Mchergua et des cycles combinés de Radès II (IPP), Ghannouch, et Sousse (tranches Cet D) et le parc éolien de Sidi Daoud et Bizerte.

La production nationale d'électricité centralisée est produite essentiellement à partir du Gaz naturel (96.5%). Quant au fuel lourd, il est utilisé sporadiquement et gasoil durant la période estivale caractérisée par une forte demande.

Le recours au gasoil a été exceptionnel. Ce combustible est utilisé aussi pour le secours.

La contribution actuelle des énergies renouvelables dans la production nationale d'électricité en 2014 a atteint 4.0% (563 GWh). Elle est partagée entre l'énergie hydraulique (56 GWh) et l'énergie éolienne (507GWh).

5.5.3 Niveau de maîtrise des impacts environnementaux générés par les activités de production d'électricité

5.5.3.1 Impacts dus à la pollution atmosphérique

Les principaux impacts environnementaux générés par les installations productrices d'électricité en Tunisie sont dus essentiellement aux émissions atmosphériques issues de la combustion de combustibles fossiles (fuel lourd, gasoil et Gaz naturel).

Ces polluants potentiels sont notamment le dioxyde de soufre (SO₂), les oxydes d'azote (NOx), l'ozone troposphérique, les particules, le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde de carbone (CO₂), les composés organiques volatiles (COV) comme le benzène, certains métaux lourds et divers polluants.

Ces polluants sont le résultat du processus de combustion, qui implique la présence d'air, par sa composition en azote (78%) et en oxygène (21%). Ils sont également attribuables à la présence dans le carburant d'hydrocarbures complexes, d'additifs et d'impuretés comme le soufre. Il faut toutefois rappeler que la charge en polluants a énormément régressé (cas du monoxyde de carbone) ou pratiquement éliminé (cas des oxydes de soufre) depuis l'arrêt de la centrale thermique Goulette II remplacée par une centrale de turbine à gaz et l'entrée en exploitation des centrales à cycle combiné IPP Radès.

5.5.3.2 Impacts dus aux rejets liquides et aux déchets solides

Les impacts dus aux rejets liquides viennent en deuxième position avec principalement les perturbations thermiques affectant la faune et flore marine par les activités de rejets d'eaux de mer utilisés pour le refroidissement des condenseurs des centrales thermiques et à cycles combinés et les huiles usagées issues des machines d'exploitation et des utilités techniques.

En ce qui concerne les déchets solides, le gisement est moins important que ceux imputés aux émissions atmosphériques et liquides. Ces déchets concernent en premier lieu ceux générés par les ateliers de maintenances

(chiffons souillés, récipients de produits chimiques, rebuts etc.). Leur gestion est considérée comme rationnelle grâce à un cadre institutionnel et réglementaire maîtrisant ce type de nuisance.

5.5.4 Cadre réglementaire national régissant les rejets atmosphériques, liquides et solides dues aux installations de combustion

5.5.4.1 Les émissions atmosphériques

Une nouvelle loi a été promulguée en 2010. Cette loi régit les émissions dues aux installations de combustion et notamment celles générées par les centrales de production d'électricité. Des limites de charges de polluants atmosphériques ont été imposées.

A la Norme tunisienne relative de la qualité de l'air : NT 106.04 (1994) sur la protection de l'environnement – Valeurs limites et valeurs guides pour certains polluants dans l'air ambiant, en dehors des locaux de travail.

Aux Directives de la Communauté Économique Européenne (CEE): Directives 88/609/ CEE relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion.

Aux Directives de l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS): valeurs guides OMS (1999) pour les polluants courants.

Tenant compte des exigences imposées par cette loi, il a été décidé de reporter l'application de cette loi pour les installations en exploitations une première fois pour l'année 2013 puis un deuxième report a été demandé par les entreprises ayant des installations de combustion de grande taille tenant compte du volume des investissements à engager pour la mise en conformité des installations en exploitation. Par ailleurs, les exigences de la nouvelle loi ont été exigées pour nouvelles installations réalisées après 2010.

5.5.4.2 Les rejets hydriques

Les principaux textes couvrant les aspects environnementaux liés aux rejets hydriques générés par les grandes installations de combustions (eaux de refroidissement condenseurs et huiles usagées) sont :

- Loi n° 75-16 du 31 mars 1975, portant promulgation du Code des eaux. La pollution hydrique est réglementée particulièrement par les articles 107-139.

- Loi n°96-29 du 03 décembre 1996, instituant un plan national d'intervention urgente pour lutter contre les événements de pollution en mer.
- Décret n° 85-56 du 2 janvier 1985, relatif à la réglementation des rejets dans le milieu récepteur.
- L'objectif principal est de fixer les conditions dans lesquelles sont réglementés ou interdits les rejets dans le milieu récepteur.
- Arrêté du ministère de l'économie nationale du 20 juillet 1989, portant homologation de la norme tunisienne relative aux rejets d'effluents dans le milieu hydrique.
- Norme tunisienne homologuée NT 106.02 (1989), Protection de l'environnement – Rejets d'effluents dans le milieu hydrique. L'objectif essentiel de cette norme est de définir les conditions auxquelles sont subordonnés les rejets d'effluents dans le milieu hydrique soumis à autorisation (cf. chapitre III du décret n° 85-56 du 2 janvier 1985). La norme spécifie les valeurs limites pour 54 paramètres. Le tableau suivant présente les valeurs limites (en mg/l) pour quelques-unes de ces paramètres pour le Domaine Public Maritime (DPM) et le Domaine Public Hydraulique (DPH).
- L'arrêté du Ministre de l'Économie Nationale du 20 juillet 1989, portant homologation de la norme
- NT 106.002 (1989) relative aux rejets hydriques dans le milieu récepteur.
- Le décret n°82-1335 du 16 octobre 1982 portant réglementation de la récupération des huiles usagées.

5.5.4.3 Les déchets solides

Les principaux textes couvrant les aspects environnementaux liés aux déchets solides générés par les grandes installations de combustions (au niveau des ateliers maintenance et utilités techniques) sont :

- Loi n° 96-41 du 10 juin 1996, relative aux déchets et au contrôle de leur gestion et de leur élimination (les articles 19, 26, 31 et 47 ont été modifiés par la loi 2001-14 du 30 janvier 2001 portant simplification des procédures administratives relatives aux autorisations délivrées par le ministère chargé de l'environnement dans les domaines de sa compétence).
- Loi organique n° 95-68 du 24 juillet 1995, modifiant et complétant la loi organique des communes promulguée par la loi n° 75-33 du 14 mai

1975, telle que modifiée par la loi organique 85-43 du 25 avril 1985 et la loi organique 91-24 du 30 avril 1991.

- Loi n° 92-122 du 29 décembre 1992, portant loi de finances pour la gestion 1993 et instituant un fonds spécial du trésor de dépollution (Fonds de dépollution – FODEP).
- Décret n° 93-2120 du 25 octobre 1993, fixant les conditions et les modalités d'intervention du fonds de dépollution.
- Loi n° 2002-101 du 17 décembre 2002, portant loi de finances pour l'année 2003 et instituant une taxe pour la protection de l'environnement et élargissement du domaine d'intervention du fonds de dépollution.
- Décret n° 2000-2339 du 10 octobre 2000, fixant la liste des déchets dangereux.

5.6 Effets découlant des activités de transport en mer des produits pétroliers sur l'environnement.

5.6.1 Problématique

A l'image pratiquement de tous les états riverains du bassin méditerranéen, le littoral tunisien est exposé aux risques de pollution par les hydrocarbures compte tenu du trafic intense soit environ 200 000 traversées par an au niveau des différents couloirs de passage : détroits de Gibraltar, de Sicile, Bonifacio, du Bosphore, canal de suez, etc. La Méditerranée compte plus de 300 ports et terminaux pétroliers et voit passer, outre le tiers du trafic maritime mondial, 28% des transports pétroliers, près de 400 millions de tonnes, dont 90% longe les côtes tunisiennes, avec tous les risques que cela comporte.

Par conséquent, la position géographique de la Tunisie disposant des côtes sur deux façades maritimes s'étendant sur une longueur de 1400 km a fait de ce pays l'une des zones la plus exposés à ce type de pollution, d'une part par le trafic maritime intense des navires pétroliers (tankers) et de commerce (Cargo) en méditerranée entre le détroit de Gibraltar et le canal de Suez via le couloir d'étranglement constitué par le détroit de Sicile à quelques miles des eaux territoriales tunisiennes et d'autres part par le trafic régulier des pétroliers assurant l'approvisionnement des ports de commerces et terminaux pétroliers tunisiens.

L'approvisionnement de la Tunisie en hydrocarbures est assuré en grande partie par la mer au niveau des différents quais pétroliers des ports commer-

ciaux de Bizerte (terminal de la STIR), de La Goulette, Radès, Sfax, Zarzis et le terminal de Trapsa-Skhira. Les activités liées aux hydrocarbures en Tunisie sont triples.

Le transport en approvisionnement et en exportation des produits pétroliers par le biais des navires de commerces ou pétroliers (en cabotage national ou international).

Le forage et exploration sur sa façade maritime sud aux moyens des plates-formes pétrolières off-shore sur les champs pétroliers (Cercina, Ashtart, Didon) et gazier (Miskar) (voir carte n°3).

Les activités industrielles côtières (raffineries, stockages, procédés, etc.).

Le littoral tunisien supporte donc la même pression que celle endurée par le milieu marin du bassin méditerranée semi fermé et où les eaux ne se renouvellent que très lentement. En cas de pollution massive, il faudrait un siècle pour que les eaux se régénèrent. La probabilité d'un accident en Méditerranée est très élevée ont estimé les experts d'une vingtaine de pays méditerranéens venus en 2001 à Monaco proposer une série d'amendements à la Convention de Barcelone sur la protection de la Méditerranée signée en 1976.

En plus de ces menaces, la fragilité de l'écosystème marin tunisien est accentuée par les pressions des activités économiques, sociales, industrielles et touristiques.

Si on visualise cette problématique dans un cadre régional, le risque de pollution par les hydrocarbures est constant, sachant que 200 à 300 pétroliers y naviguent chaque jour en moyenne avec des passages difficiles comme le Déroit de Bonifacio non loin des côtes nord tunisiennes où le trafic des pétroliers et des navires transportant des matières dangereuses a augmenté de 40% depuis 1985. Ce risque serait encore plus grand avec l'augmentation de plus en plus de la demande énergétique dans le monde.

Devant cette situation gravissime, il est tout à fait légitime de considérer que l'ensemble des états riverains du bassin méditerranéen y compris la Tunisie seront constamment devant une situation de vulnérabilité chronique si aucune initiative mise en place par les différents organismes et institutions nationales, régionale et internationales pour la prévention et la protection du milieu marin ne sera prise au sérieux.

La collaboration avec les différents pays appartenant au bassin méditerranéen devra nécessairement porter ses fruits. D'ailleurs, personne ne peut nier que déjà beaucoup de travail a été déjà réalisé au cours des trente dernières années. La navigation est devenue performante et respectueuse malgré les quelques terribles incidents (ERIKA, PRESTIGE, etc.) qui ont marqué les esprits. Il reste maintenant à catalyser les actions restées sur le papier, intensifier les échanges inhérents à la prévention et à la lutte contre les déversements des hydrocarbures et permettre à l'ensemble des états riverains d'accéder aux techniques avancées de la détection par satellites ou autres des déversements et des marées noires qui constituent une sorte d'épée de Damoclès sur chaque pays appartenant au bassin méditerranéen.

5.6.2 Principaux dispositifs institutionnels et juridiques régissant la pollution marine par les hydrocarbures adoptés par la Tunisie

En matière de pollution par les hydrocarbures, la Tunisie dispose d'une structure institutionnelle et réglementaire assez complète lui permettant d'atteindre ces principaux objectifs en rapport avec la prévention et la protection de ses zones côtières et ses eaux territoriales et ce tant au niveau national, régional qu'international.

La structure institutionnelle est renforcée au moyen d'un arsenal juridique couvrant pratiquement l'ensemble des aspects environnementaux inhérents à la prévention et la protection des ses eaux territoriales des risques de pollution par les hydrocarbures.

A l'échelle régionale et internationale, la Tunisie a en outre ratifié une quarantaine (40) de conventions et protocoles élaborés par l'OMI.

De ce fait, en examinant la situation actuelle en Tunisie on remarque que d'une manière générale et grâce à ces institutions les principaux objectifs ont en partie été atteints. A la fois en préservant les ressources halieutiques et en rationalisant la gestion et en luttant contre la pollution marine.

5.6.3 Cadre institutionnel

Il comprend essentiellement:

- Le développement de la capacité institutionnelle du pays avec notamment la création du MEDD, l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE), l'Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL), le Centre International des Technologie de l'Environnement (CITET).



- Les autres institutions qui constituent les autorités concernées par l'administration et la gestion de l'utilisation du milieu marin : à l'échelle unilatérale dans le cadre de leurs attributions (Ministère de l'Agriculture, le Ministère de la Défense Nationale et le Secrétariat d'état à la Recherche Scientifique), ou multilatérales dans le cadre de comités ou commissions tels que le comité de coordination du service national de surveillance côtière, la commission d'autorisation des concessions sur le DPM, etc...
- L'Office de la Marine Marchande et des Ports (OMMP) dans son rôle inhérent à la prévention et la lutte contre les pollutions marines à travers ses structures internes créées à cet effet, comme la Direction de la Sécurité et de la Gestion de la Pollution et les Sections Sécurité et Protection de l'Environnement dans chacun des ports de commerce.
- Les principaux groupes intéressés comprenant : Les pêcheurs, l'Union Tunisienne pour l'Agriculture et la Pêche (UTAP) et les ONG des activités subaquatiques et des clubs Greenpeace. Le Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis (CITET), l'INSTM, l'INAT et les laboratoires dépendant des institutions universitaires constituent les structures assurant les tâches de recherche appliquée, de suivi ainsi que de formation académique et continue.

5.6.4 Cadre législatif national, régional et international : Principaux textes

Comme il a été cité précédemment la Tunisie a pris plusieurs mesures afin d'atteindre les objectifs prédéfinis en matière de lutte contre la pollution et la protection de l'environnement, tant au niveau national, régional et international.

Sur le plan national

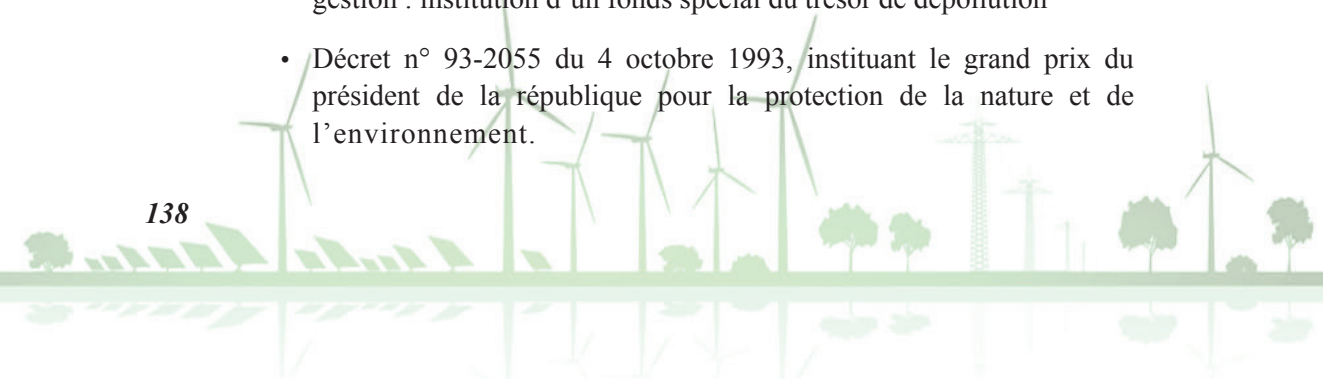
Ci-après les lois et les décrets établissant les principales décisions :

- Loi n°88-91 du 2 août 1988 portant création de l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE), JORT n°52 du 2 août 1988, p 1102. telle que modifiée par la loi 115-92 du 30 Novembre 1992.
- Loi de 1989 relative aux épaves maritimes.
- Loi N° 91-39 du 8 Juin 1991 relative à la lutte contre les calamités, à leur prévention et à l'organisation des secours.

- Décret N°93-942 du 26 Avril 1993, fixant les modalités d'élaboration et d'application des plans régionaux relatifs à la lutte contre les calamités, à leur prévention et à l'organisation des secours.
- Loi de 1994 sur l'exercice de la pêche.
- Loi n°95-72 du 24 juillet 1995 portant création de l'Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL).
- Loi n°96-25 du 25 mars 1996 portant création du Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis (CITET) chargé de la formation, de la recherche et de l'adaptation de la technologie au environnementale.

Le droit tunisien a en outre élaboré plusieurs textes législatifs et réglementaires régissent directement ou indirectement les rejets en mer. Le code des eaux promulgué par la loi n° 75-16 du 31 mars 1975 contient des dispositions s'appliquant aussi bien aux eaux douces qu'à la mer des déchets domestiques ou industriels susceptibles de porter atteinte à la santé publique en fixant les conditions générales du rejet. Cette loi a été appliquée par des décrets et des arrêtés dont les principaux sont :

- Le décret n° 85-56 du 02 janvier 1985 relatif à la réglementation des rejets dans le milieu récepteur qui a pour objet de fixer les conditions dans lesquelles sont réglementés ou interdits les rejets dans le milieu récepteur.
- Arrêté du ministre de l'économie nationale du 20 /07/1989 portant homologation de la norme tunisienne relative aux rejets d'effluents dans le milieu hydrique.
- Décret n° 94-1885 du 12 septembre 1994 fixant les conditions de déversement et de rejets des eaux résiduaires autres que domestiques dans les réseaux d'assainissement implantés dans les zones d'intervention de l'office national d'assainissement.
- Loi n°92-122 du 29 décembre 1992, portant la loi des finances pour la gestion : institution d'un fonds spécial du trésor de dépollution
- Décret n° 93-2055 du 4 octobre 1993, instituant le grand prix du président de la république pour la protection de la nature et de l'environnement.



- Loi n°96-29 du 03 décembre 1996, instituant un plan national d'intervention urgente pour lutter contre les événements de pollution en mer. Cette loi a le mérite de donner une définition de concept de pollution marine, de différencier entre une pollution de faible ampleur et une pollution massive et de fixer les normes structurelles réglementaires et pratiques pouvant coordonner l'intervention par l'institution d'une commission nationale pour la prévention et la lutte contre les événements de pollution marine (décret n°1250 du 15 /07/ 1996).

Sur le plan régional

Un accord de coopération et d'assistance a été conclu en date du 31 Mars 1994 entre les autorités portuaires d'Algérie, du Maroc et la Tunisie, pour mettre en place une coopération régionale en matière de prévention et de lutte contre la pollution marine accidentelle ainsi que des moyens de communications permettant un échange d'informations.

Signature le 21/06/2005 de l'accord de coopération sous-régionale pour l'établissement d'un plan d'urgence pour la lutte contre la pollution marine entre la Tunisie, l'Algérie et le Maroc est en cours d'élaboration.

Sur le plan international

Devant la menace quasi-quotidienne des risques de marée noire sur ses côtes, la Tunisie a pris la décision de mettre en œuvre toutes les mesures adoptées par l'Organisation Maritime Internationale.

(OMI) à savoir : les conventions, les codes, les protocoles, les lignes directrices et des pratiques recommandées dans des domaines tels que la conception , la construction et l'équipement des navires, la compétence des marins, la gestion de la sécurité, la protection du milieu marin et l'indemnisation des victimes d'incidents de pollution ; et l'adoption d'un régime complet de sûreté en mer pour les navires, les compagnies et les installations portuaires.

Textes de transposition tunisiens

- Ratification de la convention MARPOL 73/78, par la loi n° 76-15 du 21 janvier 1976, JORT n°5 des 20-23 janvier 1976, p 164. Ainsi que son protocole, par la loi n°80-56 du 1er août 1980.
- Loi n°95-51 du 19 juin 1995, portant autorisation de l'adhésion de la république Tunisienne à la Convention internationale sur la

préparation, la lutte et la coopération en matière de la pollution par les hydrocarbures (OPRC), JORT n°51 du 27 juin 1995, p 1356.

- Loi n°96-322 du 05 février 1996, portant publication la Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de la pollution par les hydrocarbures (OPRC), JORT n°20 du 8 mars 1996, p 440 et 450.

Principales conventions internationales ratifiées par la Tunisie portant sur la sécurité maritime, la prévention de la pollution par les navires et la préparation à l'intervention en cas d'événements de pollution ainsi que la responsabilité et l'indemnisation des dommages dus à la pollution :

- Convention pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (SOLAS 74).
- Convention de 1969 sur l'intervention en haute mer en cas d'accident entraînant ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures telle que modifiée par son protocole de 1973.
- Convention de Barcelone de 1976 pour la protection de la Méditerranée contre la pollution.
- Ratification de la convention MARPOL 73/78 relative à la prévention de la pollution par les navires.
- Convention de 1982 des Nations Unies sur le Droit de la Mer (UNCLOS).

(Voir en annexe les dispositions du droit international pour la prévention de la pollution marine dans la méditerranée : Etat du port, Etat des riverains et Etat du pavillon).

- La Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (OPRC); et le Protocole de 2000 sur la préparation, la lutte et la coopération contre les événements de pollution par les substances nocives et potentiellement dangereuses (Protocole OPRC-SNPD) Convention du 27 novembre 1992 portant création du fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (FIPOL).
- Convention internationale de 2001 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures de soude, etc...

5.6.5 Sources et incidents de pollution par les hydrocarbures sur le littoral tunisien

5.6.5.1 L'influence du transport pétrolier dans le bassin méditerranéen

Le trafic maritime est très dense dans bassin Méditerranéen. Dans ce carrefour de commerce mondial la marchandise transite par trois accès, le canal de Suez, Gibraltar et le Bosphore. Ces différents ports maritimes sont des points de chargement et de déchargement mais également de transbordement et de transit. Ils reçoivent tout type de marchandises, notamment des produits énergétiques et des produits hors vrac qui représentent (selon l'étude Plan Bleu) respectivement 24 % et 36 % des volumes déplacés. Le transport de ces produits dans la région a des implications environnementales. En 2006, le flux pétrolier a atteint 493 millions de tonnes qui se répartissent entre quelque 1000 pétroliers longeant les côtes de la Tunisie, de l'Algérie, et du Maroc sachant que le nombre annuel de tankers qui circule dans le bassin est de l'ordre de 4500. Selon AIE, BP et OME ce flux des échanges devraient passer de 493 millions de tonnes à 750 millions de tonnes en 2025 avec une évolution annuelle moyenne de 2.1%. Ce volume pourrait être réduit de 20% si les objectifs d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelable fixés par les pays de la région seront atteints. Environ 1.638 nappes de pétrole ont été détectées par les satellites européens en Méditerranée, soit le double de la cargaison du Prestige, ce pétrolier qui a coulé en 2002 au large des côtes atlantiques espagnoles.

Sans aucune équivoque, c'est là un trafic particulièrement dense pour une mer semi-fermée, très fragile d'un point de vue écologique et dont aucun point n'est éloigné de plus de 400 kilomètres de la terre ferme. L'échange des eaux de surface prend une centaine d'années au moins et un accident comme celui de l'Erika ou du Prestige aurait des répercussions catastrophiques.

5.6.5.2 Volume des échanges maritimes des hydrocarbures entre la Tunisie et ses partenaires méditerranéens

En termes de commerce extérieur des produits pétroliers, la Tunisie se situe avec la Syrie en tant que pays équilibrant leurs exportations et importations. L'Algérie et la Libye sont des exportateurs nets. Par contre, le Maroc, Malte, Liban, Israël, Palestine, Jordanie, Chypre et la Turquie sont considérés comme des importateurs potentiels des produits pétroliers.

Les importations et exportations des produits pétroliers de 2000 à 2014 sont présentées au niveau du graphique suivant en fonction des mouvements annuels des navires et produits approvisionnés

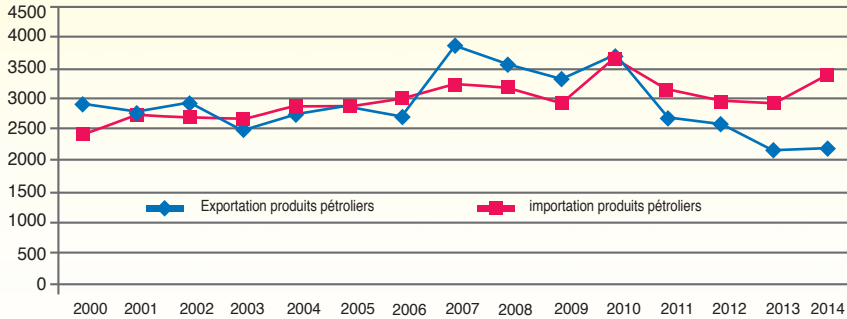


Figure 61: Importation et exportation produits pétroliers -(Source ONE)

Les importations

Le trafic imputé au transport d’approvisionnement des ports en fuel lourd viennent essentiellement de la Libye ceux du fuel oil (léger) viennent de l’Italie et Malte.

En 2014 la Tunisie a donc importé environ 3372 kt de produits pétroliers soit 15% plus que les années 2013 et 2012. On constate une reprise des importations.

Les exportations

Le trafic imputé au transport d’exportation à partir du terminal de la Skhira et du port de Zarzis pour le fuel lourd et à partir du port de Bizerte produits raffinés (essentiellement de l’essence et du fuel oil). Ces exportations partent vers l’Europe (essentiellement vers la France, Italie, Malte).

En 2014 la Tunisie a exporté environ 2201 kt de produits pétroliers.

D’une manière générale les fluctuations des quantités inhérentes aux mouvements des produits pétroliers dans les zones côtières tunisiennes et des eaux territoriales tunisiennes varie dans une bande de 25 % entre 2006 et 2014. La moyenne des échanges maritimes de produits pétroliers (brut et raffinés) sur cinq années donne un volume moyen d’environ 7900 kt.

Si on considère le volume des échanges maritimes de produits et dérivés pétroliers atteint en 2013 dans la zone de la Méditerranée arrêté à environ 500 millions de tonnes, la quote-part de la Tunisie dans le transport des produits pétroliers dans la région est d'environ 1,5%.

5.6.5.3 Source de rejets d'hydrocarbures et différentes formes des produits pétroliers susceptibles d'être déversés dans les zones côtières et eaux territoriales tunisiennes

Les risques de déversement accidentels ou illicites d'hydrocarbures concernent le pétrole sous toutes ses formes, notamment le pétrole brut (fuel lourd), le fuel léger (gasoil), les boues, les résidus d'hydrocarbures, les pétroles raffinés (autres que les produits chimiques qui sont soumis à l'Annexe II de la convention), et les huiles usagées. Cela comprend, sans porter atteinte au caractère général de ce qui précède, les substances énumérées dans l'appendice I de l'annexe I MARPOL.

La Méditerranée est considérée comme un bassin semi-fermé (zone spécialement sensible), elle est soumise à des règles strictes en ce qui concerne les rejets d'hydrocarbures en mer (Marpol, Annexe 1, chapitre 2, règles 10 et 11). La réglementation de plus en plus stricte en la matière (tenue de registre d'hydrocarbures où tout mouvement ou traitement est consigné) assure une gestion rationnelle de ces produits. Les déversements des rejets d'hydrocarbures en mer sur le littoral tunisien et ceux susceptibles d'être ramenés au port par un navire proviennent essentiellement des ouvrages maritimes fixes, mobiles et temporairement fixes.

Les navires et ouvrages maritimes fixes, mobiles et temporairement fixes sources de rejets d'hydrocarbures sur le littoral tunisien.

Les ouvrages mobiles

Il s'agit des navires répertoriés selon 6 catégories :

- Les navires de commerce
- Les navires de pêche
- Les navires de plaisance
- Les remorqueurs
- Les bacs
- Les navires d'état.

Certaines de ces catégories regroupent elles-mêmes plusieurs types de navires, tels les navires de commerce et les navires d'Etat.

Les ouvrages mobiles, fixes et temporairement fixes :

Il s'agit des ouvrages répertoriés selon 6 catégories :

- Les ouvrages mobiles, que sont les navires.
- Les ouvrages fixes, que sont les ports, les stockeurs, les plates-formes de production, les conduites de transport des hydrocarbures, les émissaires en mer.
- Les ouvrages temporairement fixes, que sont les plates-formes d'exploration, les dragues et les grues flottantes.

Il y a actuellement 3 pipelines en mer en Tunisie :

- Celui de la société TPS, d'une longueur de 8 km, qui relie le site de Cercina à Sfax .
- Celui de la société Ecumed, d'une longueur de 17 km, qui relie le site d'El Biban à Zarzis.
- Celui de la société BGTL, d'une longueur de 120 km, qui relie le site de Miskar à Sfax.
- Les plates-formes ou assimilés (unité flottante de production et de stockage) sont au nombre de cinq : Cercina, Ashtart, Didon et El Bibane (pétrole) et Miskar (Gaz).

Les différentes formes de rejets d'hydrocarbures générées par les navires et autres ouvrages en mer. Ces rejets d'hydrocarbures susceptibles d'être réceptionnés par l'ensemble des ports tunisien vers la mer sont constitués de mélange d'hydrocarbures, des huiles usagées issues des navires et des eaux de production issues des plates-formes.

Une partie de ses rejets sont des déchets solides générés par la décantation. Ils sont constitués de résidus d'hydrocarbures et de boues d'hydrocarbures.

Le mélange d'hydrocarbures :

Désigne tout mélange contenant des hydrocarbures (cas des eaux de cales machine). Ces mélanges proviennent des fuites éventuelles dans les circuits de combustibles, des nettoyages des filtres, de la décantation en caisses du carburant utilisé (dans le cas de consommation de fuel lourd). Tout cela transite au préalable par un séparateur prévu à cet effet.

Tout mélange eau + hydrocarbure à moins de 15 ppm est éventuellement rejeté en haute mer (la législation tunisienne requiert une concentration inférieure à 10 ppm), le reste est dirigé vers les cales de stockage et déchargé à bord.

Elles ont été estimées à 2 à 3 tonnes/jour¹⁸ de navigation selon le type de navire considéré.

Les huiles usagées

Se sont les huiles qui, à bord d'un navire, proviennent de la vidange des groupes électrogènes, des moteurs, de la récupération des huiles des cylindres, des filtres et des différents graissages.

Les résidus d'hydrocarbures

Elles correspondent au produit de la décantation et de la séparation des combustibles et des huiles à bord. Ils se présentent sous la forme de boues, de résidus solides, etc. Ces résidus sont estimés à environ 1% de la consommation annuelle de carburant. Ce chiffre varie selon la nature du combustible (fuel, gasoil).

Les boues d'hydrocarbures (résidus)

Elles sont spécifiques aux plates-formes de production. Ce sont les matériaux décantés au fond des bacs de stockage du pétrole brut extrait.

Les eaux de production

Elles sont spécifiques aux plates-formes de production et correspondent aux eaux contenues dans les hydrocarbures brutes soutirées sur les zones de forages et résultant du traitement et de la séparation du mélange eaux/ hydrocarbures.

Les estimations des rejets

Selon les estimations établies par l'Étude de gestion des déchets des navires et autres ouvrages artificiels en mer (MEDD/ DEI/ 2000), l'ensemble des ports tunisiens serait susceptibles de recevoir on-shore pas moins de 20 000 tonnes de rejets d'hydrocarbures à partir des navires pétroliers et cargos.

En ce qui concerne les eaux de production issues de l'exploitation des

¹⁸ Source: MEAT/ DEI: Etude sur la gestion des déchets des navires et autres ouvrages artificiels en mer, K. Eng.-TSMS, 2000.

champs pétroliers implantés sur les zones côtières du Sud, elles sont estimées à environ 1300 000 tonnes. Elles sont en général rejetées vers la mer après plusieurs phases de traitement afin d'atteindre une proportion en eau d'environ 80% voire 90%.

5.6.6 Les impacts et risques de dégradation environnementale du littoral générés par la pollution due aux rejets d'hydrocarbures

5.6.6.1 Ressources des milieux littoraux et zones sensibles *Les ressources des milieux littoraux*

La Tunisie se trouvant d'un point de vue biogéographique marin être à la jonction entre deux régions bien distinctes, il s'y rencontre de grandes différences entre des espèces originaires d'Atlantique au Nord (région de Tabarka) et des espèces subtropicales originaires de la mer Rouge ou du bassin Oriental de la Méditerranée, à Zarzis.

La Tunisie possède un plateau continental très important et la zone littorale joue aussi un grand rôle au niveau de la reproduction des espèces.

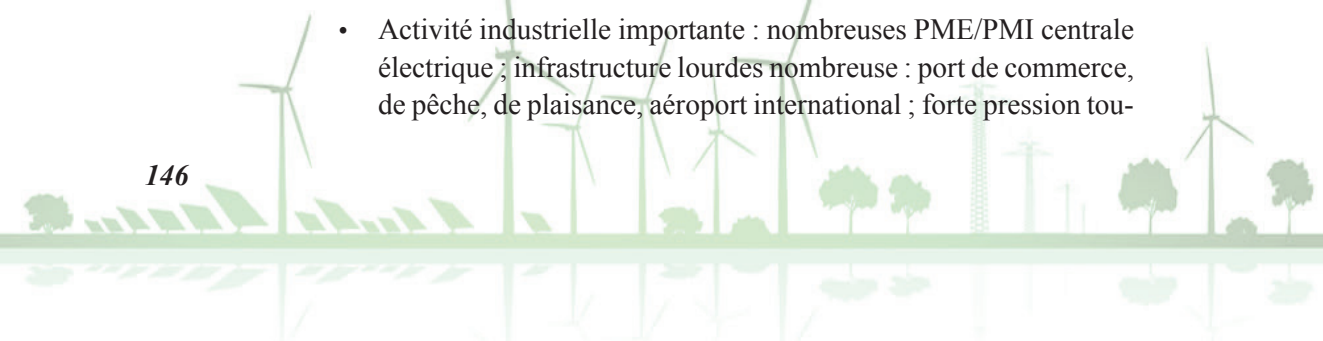
A ce titre, la mise en place de réserves naturelles ne peut que contribuer au maintien du milieu.

Actuellement l'action dans ce domaine concerne surtout la zone du lac Ichkeul, l'archipel de Zembra et la réserve de Galiton (zones sensibles).

Les zones sensibles

Le programme d'action nationale mené par le Ministère de l'Environnement pour la protection de l'environnement porte essentiellement sur trois régions touchées par la pollution du milieu marin. Les deux premières étant particulièrement vulnérables:

- La région de Bizerte avec l'industrie pétrolière (raffinerie), le port, le chantier naval et les aciéries El Fouledh.
- La région de Sfax et Gabès sous l'influence des industries chimiques (phosphogypse).
- La région de Khniss (le Golfe de Monastir) sous l'influence directe de la conurbation régionale.
- Sousse / Monastir : forte densité urbaine.
- Activité industrielle importante : nombreuses PME/PMI centrale électrique ; infrastructure lourdes nombreuse : port de commerce, de pêche, de plaisance, aéroport international ; forte pression tou-



ristique côtière.

Cas des zones côtières :

Les zones côtières tunisiennes sont fortement urbanisées et comprennent souvent des stations balnéaires et touristiques et sont fréquemment polluées par les résidus d'hydrocarbures générés au large par les navires. Les secteurs les plus fragiles sont les moins brassés ; les baies (Tunis) les golfes (Hammamet, Gabès) et les îles (La galite, Zembra Kerkenah, Jerba, etc...).

Cas des milieux portuaires :

Les milieux portuaires (commerces, plaisance et pêche) sont des sites abrités. De ce fait, les eaux y stagnent et il s'y accumule, en raison des activités portuaires, certains polluants rejetés par les usagers. Citons les hydrocarbures largués avec les eaux de vidange de divers bateaux et les boues relarguées après des opérations de dragage des ports.

Les zones limitrophes des plateformes pétrolières off-shore sont eux aussi directement exposées à la pollution par les hydrocarbures en cas de fuites de forages ou d'accidents causés par de fortes tempêtes (principalement Sfax, Skhira, Gabès et Zarzis).

5.6.7 Impacts liés à la densité du trafic

La mer méditerranée, voie maritime internationale de grand trafic se trouve actuellement fragilisée par l'impact environnemental très fort dû aux activités anthropiques et particulièrement celles liées à la densité du trafic maritime et aux risques encourus par une pollution par les hydrocarbures. En plus de la pression croissante exercée déjà par l'urbanisation, le tourisme, l'agriculture, l'industrie et la pêche ; la situation devient de plus en plus inquiétante par la menace d'une marée noire équivalente à celle de l'ERIKA ou du PRESTIGE. Les états riverains du bassin méditerranéen situés non loin des couloirs maritimes des pétroliers sont considérés comme des zones à risque pouvant être sinistrées à tout moment par une marée noire en cas de défaillances à bord, d'abordage ou d'échouage de pétroliers ou de cargos (cas de l'échouage du navire marocain AL Amine sur les côtes de Korbous – Tunisie / février 2005).

Les exemples de marées noires sont si nombreux qu'un module (module 7) leur sera consacré. Ces zones peuvent être également sujettes à des déballastages clandestins, le largage des hydrocarbures et des déchets dangereux. Ces

opérations sont normalement interdites dans les mers fermées et semi-fermées, comme la Méditerranée depuis 1973.

5.6.8 Impacts liés aux déversements accidentels des hydrocarbures

Les transports de produits énergétiques et plus spécialement de pétrole dans le bassin méditerranéen posent un certain nombre de problèmes environnementaux. Compte tenu de la densité du trafic maritime pétrolier et du maintien en service de plusieurs bâtiments vieillissants dans la région, les risques d'un grave déversement de pétrole ne sont pas à prendre à la légère. Sur 798 accidents recensés par le Centre régional méditerranéen pour l'intervention d'urgence contre la pollution marine accidentelle (REMPEC) entre 1977 et 2013, environ 266 ont concerné des tankers transportant le pétrole. Les accidents se multiplient en Méditerranée : on en a dénombré 351 durant la période (de 2003 à 2013) dont 65 ont concerné des tankers de pétrole. (Source : REMPEC).

Si nous considérons que les principaux déversements de pétrole et dérivés, les quantités répandues dans les mers et océans est évaluées à 7,5 millions de tonnes entre 1967 et 2013 dont 900 000 tonnes sont répandues dans la Méditerranée à la suite d'incidents de navigation durant la même période. L'augmentation de la consommation de pétrole en Europe rend plus probable encore un désastre dans le bassin méditerranéen au cours des années à venir. Dans un pays comme la Tunisie, qui compte 1400 km de côtes et dont l'industrie touristique contribue au produit intérieur brut (PIB) à hauteur de 4.5 %, un incident de ce genre aurait des conséquences désastreuses sur l'écosystème marin en particulier et l'économie du pays d'une générale. Ceci vaut pour d'autres pays, comme l'Espagne, l'Italie et la Grèce qui dispose de 15000 km de côtes.

5.6.9 Impacts liés aux déversements illicites d'hydrocarbures

Les déversements clandestins qui sont responsables de la pollution par hydrocarbures dans une plus grande proportion que les accidents maritimes représentent, eux aussi, une cause majeure de dégâts pour l'environnement. La source de pollution la plus courante est le dégazage, qui consiste à nettoyer les réservoirs des résidus de produits pétroliers et à rejeter les eaux souillées à la mer (voir fig. n°1, 2 & 3).

Les marées noires ne représentent que 10% des déversements d'hydro-

carbures dus au transport maritime et aux installations pétrolières dans les océans, les 90 % restants provenant des opérations de dégazages et déballastages des navires. Ces rejets volontaires sont réalisés lors du nettoyage des cuves et des ballasts des navires, clandestinement et, le plus souvent, en toute impunité, ce qui rend leur évaluation difficile.

L'étude réalisée par WWF en 2003 estimait la quantité des hydrocarbures issus de dégazages en Méditerranée entre 0,7 et 1,2 million de tonnes par an, soit près de cinquante fois la marée noire de l'Erika.

Il est difficile de poursuivre en justice les équipages des navires qui pratiquent le dégazage, faute de preuves : les satellites peuvent certes localiser des nappes d'hydrocarbures mais il est pratiquement impossible d'identifier les bâtiments en cause.

En Tunisie, les rejets illicites d'hydrocarbures ou de mélanges contaminés d'hydrocarbures sont générés par les navires venant approvisionner ou quittant les ports ou ceux traversant les voies internationales. Dans la plupart des cas les rejets des eaux de cales et de déballastage des huiles et lubrifiants des bateaux, se pratiquent clandestinement à proximité du littoral.

A l'exception du terminal de la Skhira, les ports tunisiens ne sont pas dotés actuellement de stations de déballastage.





PARTIE 6

ETAT DES LIEUX DE LA POLITIQUE TUNISIENNE DE MAITRISE DE L'ENERGIE





6.1 Introduction

La politique tunisienne de maîtrise de l'énergie comprend trois principales composantes:

- l'efficacité énergétique (ou utilisation rationnelle de l'énergie).
- le développement des énergies renouvelables.
- la substitution énergétique (principalement par le gaz naturel à moyen terme).

Les deux premiers thèmes ont fait l'objet d'études stratégiques, respectivement en 2003-2004 pour les énergies renouvelables, et 2004-2005 pour l'utilisation rationnelle de l'énergie.¹⁹ Ces études ont été actualisées ultérieurement notamment avec l'étude lancée par l'ANME en 2012, avec l'appui de l'Union Européenne dans le cadre du Programme Energie Environnement, «étude stratégique en matière de développement des énergies renouvelables aux horizons 2016, 2020 et 2030».

La substitution énergétique n'a pas encore fait l'objet d'une étude stratégique; ni pour le gaz naturel qui est déjà couramment utilisé en Tunisie, ni pour toute autre forme d'énergie tels que le biocarburant, le nucléaire ou l'hydrogène.

Les programmes et plans d'actions qui sont décrits ci-après reflètent donc les résultats des études stratégiques, généralement entérinés par les pouvoirs publics.

En ce qui concerne le gaz naturel, les sections s'y rapportant reprennent simplement les programmes actuels de développement lancés par la STEG.

¹⁹ Cf. sources documentaires 1 à 7 et 8 à 14.

6.2 Le Programme d'action d'utilisation rationnelle découplant de l'étude stratégique d'utilisation rationnelle de l'énergie

6.2.1 Aperçu sur l'impact des programmes d'efficacité énergétique en Tunisie dans le passé

Quoique difficile à cerner, une tentative d'évaluation de l'impact de l'efficacité énergétique a pu être réalisée dans le cadre de l'étude stratégique URE.²⁰

Les bases de l'efficacité énergétique en Tunisie ont été jetées dès 1985-1989, avec l'établissement d'une assise institutionnelle, d'un arsenal réglementaire, et des appuis financiers destinés à faire décoller l'efficacité énergétique en Tunisie. A ces bases, sont venues, évidemment s'ajouter, des actions horizontales comme la formation, la communication et la sensibilisation sur l'efficacité énergétique.

A l'exception de quelques «passages» à vide, c'est cette approche d'une efficacité énergétique bien articulée, qui a été appliquée en Tunisie.

La composante principale de l'action tunisienne en matière d'efficacité énergétique est constitué par les Audits et Contrats-Programmes. Pour toutes les autres activités, elles nécessitent une longue période d'expérimentation pour qu'elles puissent avoir des impacts.

Si on fait une analyse du bilan de l'efficacité énergétique, en se basant sur le seul paramètre économies d'énergie, on peut considérer que ce sont principalement les Audits et Contrats-Programmes, qui ont clairement généré des impacts significatifs et, un tant soit peu, mesurables.

On peut également mesurer et analyser l'impact de la substitution et de l'amélioration des consommations spécifiques dans la production d'électricité, même s'il s'agissait, du moins au départ, de choix plutôt dictés par une logique économique-énergétique (disponibilité et prix attractif du gaz naturel par rapport au fuel). De même, l'ajout et le renouvellement des centrales thermiques, eux-mêmes, contribuent à la modernisation du parc et donc à la baisse de la consommation spécifique. Enfin, les choix technologiques (Cycle Combiné), sont finalement venus contribuer très significativement à une meilleure efficacité énergétique.

²⁰ Stratégie de développement de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Tunisie - Tome I - Evaluation des réalisations en matière d'URE. ANME/ICE, 2005.



Comme mentionné ci-dessus, jusqu'en 2004, il n'était possible d'estimer que les économies d'énergie réalisées grâce aux Audits et Contrats-Programmes, d'une part, et à la baisse de la consommation spécifique au niveau de la production d'électricité.

En ce qui concerne les Audits et Contrats-Programmes, 285 Contrats-Programmes avaient pu être conclus entre l'ANME et les établissements industriels, tertiaires et de transport, sur la période 1987-2004. Les économies réalisées grâce à ces CP, sur cette période, se sont élevées à 910 ktep, tous secteurs confondus, mais il faudra leur ajouter 360 ktep qui devraient être réalisées dans les années qui viennent grâce aux CP en cours, ce qui fait un total de 1,27 Mtep. Ce total cumule tous les impacts énergétiques des CP, jusqu'à l'épuisement total de leurs effets.

Au total, les économies «sûres», car mesurables et aisément attribuables à l'efficacité énergétique, s'élèveraient à quasiment 1,8 Mtep.

Le Programme quadriennal de maîtrise de l'énergie 2008-2011 avait comme objectif de réaliser des économies d'énergie cumulées sur la période 2008-2011, de l'ordre de 2,8 Mtep, grâce aux mesures d'Efficacité Énergétique, et d'environ 452 ktep grâce à la contribution des Énergies Renouvelables. Au total, l'apport cumulé de l'EE et des ER serait, en quatre années, de 3.3 Mtep.

Découplage de la croissance économique et de la consommation d'énergie

Grâce aux économies d'énergie projetées sur la période 2008-2011, la demande nationale d'énergie primaire devrait passer de 7,7 Mtep en 2007 à 8,6 Mtep en 2011 soit une croissance moyenne de la demande d'énergie ne dépassant pas les 2,8% par an, alors qu'en même temps, le PIB (selon le 11ème plan) devrait enregistrer une croissance moyenne de l'ordre de 6.1% par an. Le découplage, déjà constaté dans le passé, entre croissance économique et consommation d'énergie, devrait donc se poursuivre grâce à l'accélération des actions de maîtrise de l'énergie.

Principales mesures d'accompagnement

Afin de parvenir au changement d'échelle dans la réalisation des programmes de maîtrise de l'énergie inscrits durant le plan quadriennal et atteindre les objectifs qui lui sont attribués, les principales mesures d'appui envisagées à l'issue de la décision du Conseil Ministériel Restreint du 15 janvier 2008, sont d'ordre réglementaire, institutionnel, et incitatif visant essentiellement le

renforcement des ressources de financement de ces programmes et l'extension du champ d'intervention du FNME.

Sur le plan réglementaire et institutionnel

Les dispositions qui devraient accompagner la réalisation du programme quadriennal concernent principalement :

- L'obligation de l'obtention d'une autorisation préalable, de la part des Autorités, pour les projets d'établissement (ou d'extension) d'entreprises projetant de consommer plus de 7 ktep par an.
- L'abaissement des seuils d'assujettissement aux audits énergétiques du secteur industriel de 1000 à 800 tep.
- L'autorisation des établissements et des groupements d'établissements souhaitant autoproduire de l'électricité, à partir des énergies renouvelables et de la cogénération, d'accéder au réseau national d'électricité pour le transport de l'électricité produite, et de vendre les excédents à la STEG.
- L'application des réglementations thermiques minimales d'efficacité énergétique dans les bâtiments collectifs.
- L'obligation de procéder à des diagnostics des moteurs, préalablement aux visites techniques annuelles des véhicules automobiles.
- La mise en place d'une autorité de régulation du secteur de l'énergie.

6.2.2 Les programmes d'action sectoriels

Le plan d'action d'utilisation rationnelle de l'énergie a pu recenser, en tout et pour tout, 22 actions sectorielles, dont 6 sont programmées dans le secteur de l'industrie, 10 sont prévues pour les secteurs résidentiel et tertiaire, et 6 actions sont prévues pour le secteur des transports.

Au total, ces 22 actions génèrent 1,1 Million de tep d'économies d'énergie primaire à l'horizon 2011, soit au total 4,4 Mtep d'économies d'énergie primaire sur la période 2005-2011.

Les économies projetées du plan d'action mettent en évidence la domination du secteur industriel avec 474 ktep d'économie d'énergie primaire à l'horizon 2011, soit 43 % des résultats prévus par le plan d'action. Les secteurs résidentiel/tertiaire et transports se partagent le reste des économies à parts égales.

Tableau 29: Synthèse des résultats globaux du plan d'action

Énergie primaire économisée (ktep)	Horizon 2011		Cumul 2005-2011
	ktep	(%)	Ktep
Industrie	474	43%	1.973
Résidentiel et tertiaire	315	28%	1.152
Transports	326	29%	1.306
Total	1.115	100%	4.431

(source ANME)

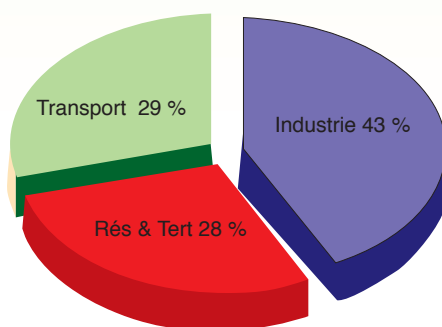


Figure 62: Contributions respectives des secteurs aux économies d'énergie (2011)

Les tableaux suivants présentent les économies d'énergie projetées par chacune des actions composant les plans d'action sectoriels.

Il est important de noter que les actions se rapportant aux contrats-programmes, aussi bien dans l'industrie que dans le tertiaire, restent les fers de lance du programme d'efficacité énergétique. En effet, à eux tout seuls, les contrats programmes dans l'industrie génèrent plus de 60% des économies du secteur, voire les $\frac{3}{4}$ si l'on y rajoute l'action ESCO, qui s'articulera, elle-même, en réalité, sur les contrats programmes. En outre, les contrats programmes généreront 40% des économies réalisables dans le résidentiel et tertiaire.

A côté des audits, c'est l'action cogénération qui procure les économies les plus significatives, avec 68 ktep par an dans l'industrie, et 43 ktep dans le tertiaire.

Enfin, il est intéressant de noter l'impact significatif de l'action «éclairage performant» avec 66 ktep par an; soit la seconde action en terme d'économie dans le résidentiel et tertiaire, après les contrats-programmes.

Dans le secteur des transports, c'est l'action PDU/PDR qui prend les devants avec 109 ktep par an. L'action «Centrales de fret» vient juste en seconde position avec 71 ktep par an, suivie de près de l'action stations de diagnostic, avec 66 ktep.

Il faut également ajouter que le plan d'action mentionné dans l'étude stratégique n'a que légèrement effleuré les questions structurelles liées au transport. En principe, toute politique de maîtrise de l'énergie dans les transports implique la mise en place d'une stratégie rigoureuse d'aménagement du territoire, d'organisation urbaine, et de développement des transports collectifs pour les personnes et par le rail pour les marchandises. Toutefois, une telle stratégie dépasse largement le cadre énergétique et doit être profondément concertée avec de multiples départements (Équipement, Aménagement du territoire, Transports, Environnement, etc.), et avec les plus hauts niveaux décisionnels de l'Etat.

Il faut noter que le secteur des transports fait l'objet d'une étude visant, de manière similaire à la présente étude, à mettre le secteur dans un contexte de développement durable.

Tableau 30: Actions du secteur industriel

Énergie primaire économisée (ktep)	Horizon 2011	Cumul 2005-2011
	ktep	ktep
Sensibilisation, concertation, promotion	-	-
Audits et Contrats-Programmes	290	1.172
Cogénération	68	210
ESCO	70	380
Substitution par le gaz naturel	46	210
*PEEI	-	-
Total	474	1.972

(*) Programme déjà existant, impacts non comptabilisés dans le plan d'action

(Source ANME)



Tableau 31: Actions des secteurs résidentiel et tertiaire

Énergie primaire économisée (ktep)	Horizon 2011	Cumul 2005-2011
	ktep	ktep
Réglementation thermique du bâtiment	22	60
*Rénovation de l'ancien bâti	8	27
Éclairage performant	66	304
Certification froid domestique	24	73
Certification climatisation	23	73
Certification autres électroménagers	1	3
Action équipements de veille	3	18
Cogénération	43	133
**Audits et Contrats-Programmes	125	461
Concertation et promotion	-	-
Total	315	1.152

(Source ANME)

(*) Chiffre intégrant uniquement la composante résidentielle de l'action.

(**) Chiffre intégrant la rénovation de l'ancien bâti (toitures et vitrages) dans le cadre de campagnes spécifiques.

Tableau 32: Actions du secteur des transports

Énergie primaire économisée (ktep)	Horizon 2011	Cumul 2005-2011
	ktep	ktep
Audits et Contrats-Programmes	29	114
Centrales de fret	71	253
PDU/PDR	109	348
Rails-marchandises	35	180
Stations de diagnostic	66	347
Amélioration des taux de chargement camions	16	64
Total	326	1.306

(Source ANME)

Le tableau suivant donne un aperçu sur les économies d'énergie réalisées dans le cadre du programme 2005 - 2011.

Tableau 33: Impacts respectifs des Audits/CP et de l'efficacité énergétique dans le secteur électrique en terme d'économie d'énergie (ktep)

Année	Économies dues aux CP (ktep)	Économies dues au secteur électrique (ktep)	Économies totales (ktep)	Économies par rapport à d'énergie primaire
2005	84.3	13	97.3	1%
2006	129.1	14	143.1	2%
2007	223.2	15	238.2	3%
2008	210	32	242	3%
2009	298	35	333	4%
2010	319	36	355	4%
2011	290	38	328	4%
Total	1553.6	183	1736.6	3%

(Source ANME)

Le graphique suivant montre les réalisations pour l'ensemble des actions d'économie dans les différents secteurs sur la période 2005-2011.

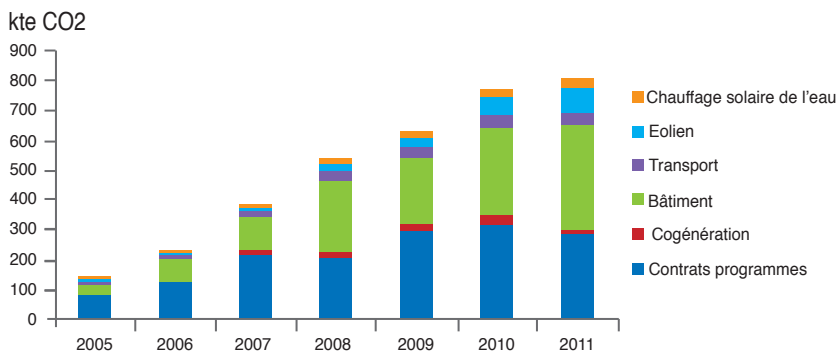


Figure 63: Économie d'énergie provenant des actions d'EE (Source ANME)

6.2.3 Les programmes d'activités horizontales

Le Plan d'action des activités horizontales porte essentiellement sur la composante d'accompagnement et d'appui des plans d'action sectoriel.

Communication

Dans le domaine de la Communication, on peut notamment, sans être exhaustif, et à titre de rappel, citer les actions suivantes :

- Élaboration d'un programme de sensibilisation et de promotion du Label HPE.
- Organisation d'une campagne de sensibilisation et de promotion sur la diffusion des lampes à basse consommation, LBC.
- Élaboration du volet «Communication» du projet intégré «Diffusion des appareils de froid performants».
- En coopération avec les «Etudes» : étude des méthodes de promotion des équipements performants de type «Procurement» ou «Top-Ten».
- Élaboration avec les partenaires industriels et commerciaux d'un projet de «communication-promotion» des équipements performants basé sur le «marketing».
- Élaboration, en coopération avec le ministère des transports et les partenaires du secteur, d'un programme d'information et de sensibilisation sur le thème «Déplacements et Transports».

Formation

Dans le domaine de la Formation, on peut notamment, sans être exhaustif, et à titre de rappel, citer les actions suivantes :

- Développement de la formation technique, économique et financière dans les entreprises industrielles à partir des ateliers de concertation.
- Programme de formation en soutien et accompagnement de la mise en œuvre du «Projet d'efficacité énergétique dans l'Industrie (PEEI)».
- Organisation de trois «Cercles pour la maîtrise de l'énergie» respectivement pour les sous-secteurs hôpitaux, hôtels, administration centrale, dans le cadre du processus de concertation et promotion par les «experts relais».

6.2.4 Études

6.2.4.1 Études de caractère stratégique

- Étude sur les mécanismes financiers et sur les modalités de fonctionnement du «Fonds National de Maîtrise de l'énergie».

- Étude «fondatrice» sur «Les Déplacements et les Transports».
- Pour mémoire : Étude sur la substitution par le gaz naturel.
- Études sectorielles ou thématiques.
- Étude technico-économique sur le développement de la cogénération et de la tri-génération.
- Étude technico-économique des coûts liés aux améliorations requises par le Label HPE.
- Étude sur les incitations financières qui doivent accompagner la promotion du Label HPE.
- Étude technico-économique sur la rénovation thermique de l'habitat existant.
- Collecte systématique et centralisation des informations concernant l'évolution du parc de bâtiments dans le secteur tertiaire et de sa consommation d'énergie par source d'énergie, par usage, et par type de bâtiment.
- En coopération avec la Communication : étude des méthodes de promotion des équipements performants de type «Procurement» ou «Top-Ten».
- Étude de la mise en place d'un observatoire National des transports.

6.2.5 Recherche et développement

- Montage d'un Projet de Recherche Fédéré sur les bâtiments bioclimatiques et à faible consommation d'énergie.
- Lancement d'une opération pilote de tri génération dans le secteur tertiaire.
- Élaboration avec le Conseil scientifique de l'ANME, le ministère de la Recherche et les instituts ou laboratoires concernés d'un «Programme de recherche pour l'utilisation rationnelle de l'énergie» (réf. : Stratégie).
- Coopération internationale.
- Participation aux programmes de recherche européens sur les bâtiments à faible consommation d'énergie.



- Recherche de coopération internationale pour des études et actions dans le domaine des transports.
- Recherche de coopération internationale sur les financements : pour assistance technique aux études mais également pour la participation au Fonds d'investissement, en relation avec l'étude menée sur ces questions.

6.2.6 Appui au financement des investissements

En Tunisie, le soutien aux investissements d'utilisation rationnelle de l'énergie en Tunisie a été actualisé par le Décret n°2005-2234 du 22 août 2005, et comprend essentiellement :

- Une prime de 20% aux investissements, soumis à la procédure d'audit énergétique et de Contrat Programme, avec un plafond de :
 - 100.000 DT pour les établissements consommant moins de 4000 tep par an.
 - 200.000 à 250.000 DT pour les établissements consommant entre 4000 et 7000 tep par an.
 - 250.000 DT pour les établissements consommant plus de 7000 tep par an.
- Un soutien financier aux audits énergétiques pour les établissements industriels, du secteur tertiaire et du secteur des transports, sous la forme d'une subvention de 70% avec un plafond de 30.000 dinars.
- Des avantages fiscaux : suspension de la TVA et paiement des droits de douane au taux minimum pour les achats d'équipements économisant de l'énergie.
- Un soutien dédié aux opérations de démonstration : subvention de 50% par le budget de l'Etat avec plafond de 100 000 dinars.

Par ailleurs, en plus du FNME les outils suivants ont contribué au dispositif de soutien au financement dans le domaine de la Maitrise de l'Énergie:

- Les lignes de crédit Banque Mondiale et AfD dédiées à la réalisation des contrats-programmes et au développement de la cogénération.
- Les mécanismes Prosol Thermique et Prosol élec pour la promotion respectivement des chauffes eau solaire et du solaire photovoltaïque.

Toutefois, il existe de multiples modes incitatifs s'appuyant sur les outils financiers les plus modernes. L'atout indéniable de tels outils est qu'ils sont beaucoup plus appropriés aujourd'hui en ce sens qu'ils peuvent être ciblés en fonction des situations spécifiques des secteurs, branches et opérateurs, et qu'ils touchent les paramètres commercialement les plus attractifs et ayant un réel effet de levier sur l'investissement d'efficacité énergétique (exemple: fonds de garantie).

La nécessité des incitations financières publiques

Tous les pays qui ont développé des politiques de maîtrise de l'énergie ont eu recours à des systèmes d'incitations financières aux projets de maîtrise de l'énergie, sous des formes plus ou moins élaborées, soit en direction des consommateurs pour soutenir leurs investissements, soit en direction des producteurs d'équipements ou des fournisseurs de services énergétiques.

Il n'en reste pas moins que le financement des investissements reste le point faible de la mise en œuvre des politiques de maîtrise de l'énergie.

En Tunisie, et jusqu'au relèvement des primes à 20%, celle-ci n'atteignait que 5%, avec de surcroît un plafond fixé à 100.000 DT.

Un tel niveau de prime et de plafond, était très loin de constituer une incitation pour les opérateurs économiques, surtout parmi le groupe des établissements disposant des potentiels d'économie d'énergie les plus significatifs, sans parler des procédures lourdes et fastidieuses que nécessitait l'accès aux aides. Ceci était d'autant plus vrai que le système d'aide s'est heurté aux contraintes réelles relatives à la capacité de financement des projets d'efficacité énergétique par les entreprises (en l'occurrence la question du reliquat des 95% pour boucler le schéma de financement), d'autant plus que les projets d'efficacité énergétique ne constituaient pas, de façon générale, la première préoccupation de ceux qui pouvaient les porter.

Dans la situation de déficit énergétique croissant que connaît la Tunisie, la puissance publique a un intérêt direct à soutenir le plus possible les investissements de maîtrise de l'énergie : ils permettent à la fois de réduire la contrainte énergétique, de diminuer la facture énergétique du pays et ils contribuent puissamment à la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre. De plus, la maîtrise de l'énergie est créatrice de nouvelles activités et d'emplois, et impulse le développement technologique, et l'incitation publique est largement compensée par les bénéfices de l'accroissement de l'activité économique qu'elle engendre.

Toutefois, ce soutien doit se faire en intégrant des modes d'intervention et procédures les plus originales (exemple: bonification des taux d'intérêt, création d'un fonds de garantie des emprunts bancaires), et satisfaisant le mieux possible les besoins et préoccupations des opérateurs cibles.

6.2.6.1 La subvention d'origine budgétaire

La méthode la plus simple et longtemps la plus répandue de l'incitation financière publique est la subvention directe aux investissements par des fonds publics, à partir du budget de l'Etat. La subvention peut être accordée en proportion du montant de l'investissement ou en fonction de la quantité d'énergie économisée (ou produite), avec bien entendu des plafonds aux niveaux de subventions.

C'est le cas de la Tunisie : jusqu'à la promulgation du système de maîtrise de l'énergie (Loi n° 2005-82 du 15 août 2005), le soutien aux investissements se faisait sur la base de subventions procurées par le budget de l'Etat.

Cette méthode atteint rapidement deux limites : la limite des ressources budgétaires qui peuvent lui être affectées et la limite des capacités de financement des entreprises industrielles ou tertiaires comme des administrations ou des collectivités locales pour l'essentiel de l'investissement qui reste à leur charge. Cette limite opère toujours en dépit du relèvement de la prime à 20%, étant donné que le bouclage des 80% des besoins de financement reste encore problématique pour les entreprises.

6.2.6.2 La ressource : prélèvement sur la facture énergétique du consommateur final

Afin de parvenir à un changement d'échelle dans la réalisation de projets de maîtrise de l'énergie, il est nécessaire à la fois d'assurer une ressource pérenne et significative qui puisse être affectée à cette incitation publique et, d'autre part, de développer et d'utiliser des méthodes d'incitation mieux adaptées aux besoins des investisseurs, et donc plus efficaces.

La réponse à la question des ressources est apportée dans un certain nombre de pays, européens notamment, mais aussi Algérie, par la création d'une ressource extra budgétaire basée sur un prélèvement effectué par l'Etat sur tout ou partie de la facture énergétique des consommateurs finals.

Cette démarche n'a pas été encore décidée ni adoptée en Tunisie, mais un certain nombre de réflexions tendent à l'envisager.

En effet, le prélèvement sur les factures de consommation d'énergie a un quadruple avantage :

- Il dégage le budget de l'Etat de cette dépense.
- Il apporte une certaine stabilité et pérennité à l'incitation financière pour la maîtrise de l'énergie qui a effectivement besoin de continuité pour réussir.
- Il donne un signal puissant de la détermination des pouvoirs publics à imprimer le processus de maîtrise de l'énergie dans la durée, ce qui permettra de lever des ressources supplémentaires très importantes en provenance du secteur financier et des bailleurs de fonds étrangers.
- Il constitue une mesure «juste» puisque l'argent ainsi collecté auprès des consommateurs sert à réduire la consommation d'énergie de ceux-ci et par conséquent leur facture énergétique : bien expliquée, c'est une mesure qui est beaucoup mieux comprise qu'une augmentation d'impôts.

En Tunisie, la Système de Maîtrise de l'Énergie, créé par la Loi n° 2005-82 du 15 août 2005, est alimenté par une taxe sur la première immatriculation des véhicules automobiles, et une taxe sur les conditionneurs d'air (10 DT par 1000 Btu). La création du Fonds National de Maîtrise de l'Énergie (FNME) par la Loi des finances n°2005-106 du 19 décembre 2005, est venue ouvrir un peu l'horizon des ressources du Fonds, en intégrant notamment les ressources provenant de l'intervention du Fonds, les dons et subventions de tiers, ainsi que toutes autres ressources pouvant être affectées au fonds.

Le niveau de la ressource est une décision politique qui dépend à la fois de l'évaluation des besoins et de la possibilité raisonnable du prélèvement sur la facture énergétique du consommateur. Pour changer d'échelle, et engendrer des économies significatives dans l'immédiat et à l'horizon 2010²¹, il faudrait tabler sur un fonds dont le volume d'intervention avoisinerait les 80-100 millions de dinars annuellement, en tenant compte de l'appui à donner au développement de la cogénération et de l'éolien. A titre illustratif, un prélèvement de 10 millimes par litre de produits pétroliers, de 10 millimes par kg de GPL, de 10 millimes par m³ de gaz naturel, et de 2 millimes par kWh électrique permettra de générer annuellement des ressources de l'ordre de 70 millions de dinars par an.

²¹ Un objectif de plus de 1,1Mtep d'économie d'énergie à l'horizon 2010 est pressenti par la stratégie d'URE.

La ressource étant constituée, son utilisation est «affectée», c'est-à-dire que les sommes ainsi acquises et rassemblées dans un «Fonds» bien identifié, sont consacrées au développement des projets de maîtrise de l'énergie.

Notons que si le Fonds (qui gère la ressource) est bien identifié et sa mission bien définie, la ressource peut être abondée non seulement par l'apport de l'Etat décrit ci-dessus mais également par des contributions internationales du type GEF et même banques de développement.

La question de la ressource étant ainsi réglée, il s'agit de définir les règles de sa gestion et de son utilisation.

Le tableau suivant montre les ressources du FNME qui est désigné depuis 2012 FTE (Fonds de Transition Énergétique).

Tableau 34: Ressources du FNME (ou FTE) en 1000 DT

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taxes sur la première immatriculation de véhicules	7000	13000	16000	16500	23000	19500	24159	23891
Taxes sur les appareils de climatisation	4000	4000	5000	10000	7000	5000	5053	4595
Taxes sur les lampes à incandescence			1500	1000	1500	2000	1529	2783
Autres						3000		2832
total	11000	17000	22500	27500	31500	29500	30741	34101

(Source ANME)

L'utilisation des ressources du fonds ont été répartie entre les trois axes principaux à savoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et à la substitution énergétique conformément au graphique suivant :

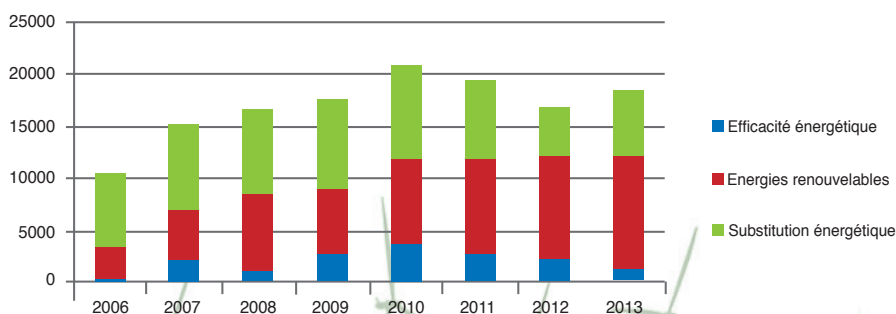


Figure 64: Utilisation des ressources du FNME (source ANME)

6.2.6.3 La constitution d'un Fonds d'investissement public-privé

Des interventions du type «bonification des taux d'intérêt», «fonds de garantie des emprunts bancaires» et «prises de participation», peuvent également être réalisées par le FNME lui-même, mais il peut être plus intéressant que le FNME constitue pour ce type d'intervention un instrument spécifique monté avec d'autres partenaires publics et privés, nationaux et internationaux.

Il est en effet indispensable d'impliquer durablement les bailleurs de fonds privés et publics nationaux et internationaux (banques, sociétés de crédits, sociétés de leasing, sociétés de capital risque, etc.) et les entreprises de services sur le marché de l'utilisation rationnelle de l'énergie. C'est en effet la participation active de ces acteurs au montage et au financement de projet qui permet d'envisager un changement d'échelle dans les volumes d'investissements consacrés à l'efficacité énergétique dans l'industrie et les autres secteurs consommateurs (grand tertiaire public et privé, transports).

La contrainte financière qui pèse sur la décision d'investissement du consommateur/porteur de projets (limite budgétaire de l'Etat, capacité d'autofinancement limitée et en priorité consacrée aux investissements de cœur de métier) a été largement soulignée ci-dessus. Il convient d'ajouter à ce premier niveau de contrainte, la contrainte relative à l'effort de structuration des projets : étude de faisabilité, plan de financement, mobilisation des aides, recherche de cofinancements et éventuellement mobilisation de mécanismes de couverture (notamment les garanties). Ce travail de structuration dépasse très souvent le champ des compétences et des moyens des porteurs de projets.

Or, il est important de rappeler que c'est justement le travail des financiers d'activer les différents leviers permettant de déclencher la décision d'investissement au niveau du porteur de projets ainsi que leur propre décision de financer et/ou de cofinancer les projets considérés.

La constitution d'un fonds d'investissement dédié à la maîtrise de l'énergie, en partenariat public - privé, peut fournir un cadre de coopération tout à fait approprié pour assurer la mise à niveau du secteur financier dans ce domaine (appréhender la nature des projets, évaluer l'importance du marché et sa rentabilité, analyser finement les besoins des porteurs de projets, comprendre la nature des risques associés, évaluer la nature des aides que les pouvoirs publics pourraient mettre à disposition du secteur financier pour faciliter leur entrée sur le marché de l'efficacité énergétique, etc...).

Un fonds d'investissement de type public - privé, facilite l'implication du secteur privé. En effet, la participation publique permet d'attirer des investisseurs privés dans le fonds en les faisant bénéficier d'un droit préférentiel de rémunération sur les capitaux investis. L'idée de base est la suivante : si le rendement global du fonds est en deçà d'un seuil déterminé, les dividendes des investisseurs publics (et en particulier du gouvernement tunisien) seront réduits de façon à ce que la rentabilité des fonds investis par le secteur privé atteigne un niveau minimal fixé par avance.

Ce cadre offre une certaine sécurité aux capitaux privés et facilite ainsi «l'apprentissage des institutions financières privées». A terme, si les retours sur investissement sont confirmés, les investisseurs privés auront moins d'hésitations à participer seuls au financement de projets d'efficacité énergétique.

Plus globalement un tel mécanisme financier permet de :

- Mobiliser des capitaux privés pour la réalisation d'objectifs collectifs.
- Introduire une logique de projet au niveau des entreprises et des collectivités locales : leur apporter l'expertise du montage de projets et s'assurer de la viabilité des projets (garantie du retour sur investissement pour le secteur financier privé).
- Permettre de prendre en compte des projets latents (capacité du fonds à identifier et à structurer les projets).
- Apporter de l'argent frais sous forme de participation en capital ou quasi-capital à des entreprises (nouvelles ou existantes) souhaitant investir le marché des services énergétiques (ESCOs en particulier).

6.2.7 Accroître l'expertise locale.

Favoriser l'emploi local (les projets d'efficacité énergétique sont en général moins capitalistiques que les projets d'offre d'énergie).

Apporter à court terme une réponse concrète aux contraintes du financement public.

6.3 Le développement des énergies renouvelables découlant de l'étude stratégique d'énergie renouvelable

Le plan d'action visant le développement des énergies renouvelables, décrit dans l'étude stratégique de développement des énergies renouvelables éla-

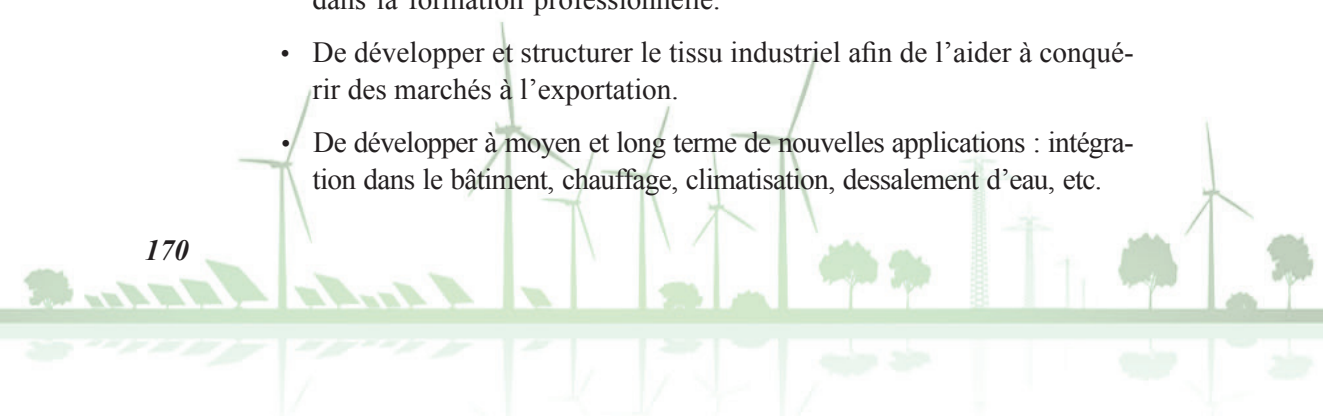
borée en 2005 pour la période 2010-2020-2030, se focalisera, en priorité, sur cinq filières :

- le chauffage solaire de l'eau
- l'éolien
- Le photovoltaïque
- la bois-énergie
- le biogaz

6.3.1 Chauffage solaire de l'eau

Pour le solaire thermique, l'objectif était d'atteindre un parc installé de chauffe-eau solaires de l'ordre de 280.000 m² en 2010, puis d'environ 1 million de m² en 2020 et de 2,3 millions de m² en 2030, permettant d'économiser un minimum annuel de 10 ktep, 35 ktep et 80 ktep respectivement à ces horizons. Le succès du programme PROSOL, et la pression accrue sur les cours énergétiques mondiaux ont incité les pouvoirs publics à viser des objectifs beaucoup plus ambitieux. L'objectif déclaré est ainsi de parvenir à un changement d'échelle permettant de dépasser les 500.000 m² de parc installé à l'horizon 2009, et de plus de 700.000 m² à l'horizon 2011; d'où une économie potentielle minimale de 25 ktep à ce dernier horizon. Le plan d'action table également sur un développement durable de la filière «chauffe-eau solaire». Pour atteindre de tels objectifs, il sera nécessaire :

- D'améliorer et de consolider les mécanismes de financements existants (notamment PROSOL) et de les diversifier.
- D'améliorer la qualité et la fiabilité des CES (aspects techniques et économiques, maintenance).
- De soutenir et de professionnaliser l'ensemble des acteurs de la filière afin d'en améliorer les performances et de les aider à mieux répondre aux attentes du marché: mise en place d'une charte de qualité, d'un système de certification du matériel et d'un système de labels, formation et agrément des artisans installateurs, certification des bureaux d'études et des bureaux de contrôle, intégration du solaire thermique dans la formation professionnelle.
- De développer et structurer le tissu industriel afin de l'aider à conquérir des marchés à l'exportation.
- De développer à moyen et long terme de nouvelles applications : intégration dans le bâtiment, chauffage, climatisation, dessalement d'eau, etc.



- De banaliser rapidement le recours à la technologie solaire thermique et développer les actions de communication en direction des générations futures pour développer leur adhésion aux énergies renouvelables et au chauffe-eau solaire en particulier.

6.3.2 L'éolien

Pour l'éolien, l'objectif du plan d'action, élaboré par l'étude stratégique sur le développement des énergies renouvelables, est d'atteindre une capacité installée d'environ 300 MW à l'horizon 2010, 1100 MW en 2020 et 1800 MW en 2030, permettant d'économiser annuellement respectivement 180 ktep, 660 ktep et 1 Mtep à ces horizons. Ces capacités devraient être confirmées en tenant compte de la capacité d'absorption du réseau électrique national. L'idée est également d'introduire la technologie offshore dès 2010 à titre de démonstration et dans un objectif de maîtrise de la filière avant de l'installer à plus grande échelle pour atteindre un parc de 330 MW en 2020.

Le plan d'action éolien vise un taux de pénétration de 4,5% de la production électrique d'ici 2010 et environ 10% en 2020.

Sur le plan qualitatif, le plan d'action vise essentiellement les objectifs suivants :

- Faciliter l'émergence d'opérateurs indépendants de qualité.
- Augmenter le taux d'intégration local dans la fabrication et le montage des éoliennes.
- Faciliter la valorisation de l'électricité éolienne grâce au Mécanisme de Développement Propre (valorisation du carbone évité dans le cadre du Protocole de Kyoto) et, le cas échéant, du mécanisme (développé dans certains pays européens) des certificats verts (valorisation des kWh produits à partir des énergies renouvelables).
- Développer à moyen et long terme de nouvelles possibilités de l'utilisation de l'éolien : pilotage optimisé des parcs, stockage de longue durée, dessalement, etc.
- Afin de parvenir à ces objectifs, le plan d'action éolien devra mettre en place des mécanismes d'appui financier et réglementaire, ainsi qu'un programme de renforcement des capacités.

- L'appui financier consiste en la création, dans une première période allant jusqu'en 2011,²² d'un mécanisme de soutien des prix de reprise du kWh éolien par la STEG avec refinancement et couverture des risques de la part de l'Etat.

En matière réglementaire, il s'agira de mettre en place :

- Un cadre réglementaire attractif pour le mode d'attribution des concessions de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne.
- Un cadre réglementaire définissant les modalités et le niveau des prix d'achat du kWh éolien par la STEG.
- Un système de refinancement de la STEG par l'Etat dans le cadre du mécanisme financier mis en place.

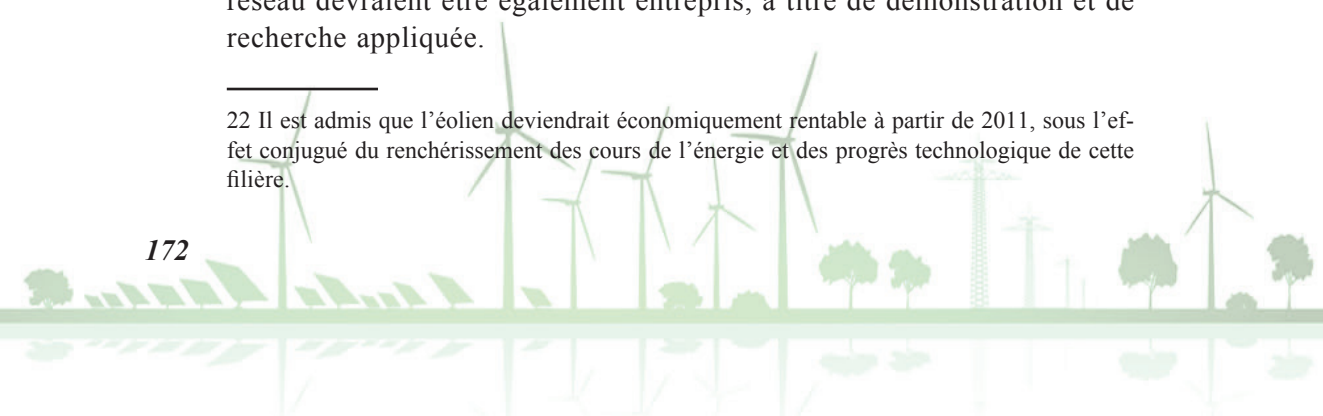
Les mesures de renforcement de capacités visent :

- La réalisation et actualisation d'une cartographie éolienne complète sur l'ensemble du pays.
- L'aménagement du réseau de transport de l'électricité pour améliorer l'accueil de la production électrique éolienne, notamment durant la phase de décollage de la filière.
- Le soutien à la R&D et l'initiation de nouvelles applications de l'énergie éolienne.
- La mise en place d'un programme de formation professionnelle dans ce domaine.

6.3.3 Le solaire photovoltaïque

Pour l'énergie photovoltaïque, le plan d'action élaboré par l'étude stratégique sur le développement des énergies renouvelables, met surtout l'accent sur le pompage solaire qui constitue un des domaines d'application de cette technologie, le plus porteur en Tunisie. Le dessalement solaire est aussi une application prometteuse du photovoltaïque eu égard aux besoins en eau potable dans les régions éloignées du réseau électrique. Pour des raisons de positionnement technologique, les projets de PV raccordé au réseau devraient être également entrepris, à titre de démonstration et de recherche appliquée.

²² Il est admis que l'éolien deviendrait économiquement rentable à partir de 2011, sous l'effet conjugué du renchérissement des cours de l'énergie et des progrès technologiques de cette filière.



Le plan d'action est donc décliné en trois programmes thématiques :

Électrification rurale: le plan d'action vise :

- L'amélioration de la fiabilité des équipements (kits), soutien à un tissu professionnel local (installation, maintenance). Formation et agrément d'installateurs et d'opérateurs de maintenance. Soutien à l'émergence de micro-entreprises multiservices en zones rurales.
- L'augmentation de la participation de l'utilisateur dans l'investissement initial.
- La mise en place d'un système de tarification des frais d'exploitation.
- La mise en place d'un programme de communication dans les zones rurales avec des kits de démonstration et de sensibilisation des jeunes dans les écoles.
- L'introduction d'une gamme de kits de puissance plus élevée afin de permettre l'utilisation de réfrigérateurs.

Pompage et dessalement: le plan d'action vise la mise en place :

- De projets de pompage et de dessalement à réaliser dans la région du sud dans le cadre de la coopération internationale.
- D'actions de communication en direction du ministère de l'agriculture et des CRDA concernées, des ONG, des agriculteurs et de la population rurale, des opérateurs et des installateurs du secteur.
- De programmes de formation et d'agrément pour les installateurs et les opérateurs de maintenance.
- D'un système de délégation au secteur privé de la gestion, de la maintenance et du service après vente.

Le photovoltaïque connecté au réseau

L'objectif quantitatif est de réaliser des opérations pilotes totalisant de 500 kW d'ici 2010 sur les bâtiments publics essentiellement, avec un horizon de 5 MW d'ici 2020. Les premières opérations de démonstration seront réalisées par une combinaison des aides à la démonstration, la coopération internationale et l'autofinancement. Si l'on cherche à étendre la diffusion du photovoltaïque sur réseau, l'expérience internationale recommande, comme pour l'éolien, d'établir des tarifs attractifs de rachat du kWh. La mise en place

au niveau Recherche et Développement (parc technologique de BorjCédria) d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau serait d'un grand apport pour tester ce genre de programmes.

6.3.4 Le bois énergie

L'usage des couvercles métalliques de tabouna constitue, comme l'a montré l'expérience de l'ANME, un moyen efficace de rationalisation de la consommation de bois.

Le changement d'échelle dans la diffusion des couvercles exige une nouvelle organisation faisant appel à des structures décentralisées et très présentes en zones rurales. C'est ce que le plan d'action biomasse devrait s'attacher à réaliser.

6.3.5 Le biogaz

Le plan d'action biogaz, élaboré par l'étude stratégique sur le développement des énergies renouvelables, propose les principales actions suivantes :

- Définition du cadre réglementaire d'autorisations, d'enquêtes publiques, de responsabilités pour les producteurs indépendants d'électricité à partir de la valorisation des déchets notamment ménagers et agro-industriels.
- Mise en place du système et du tarif de rachat par la STEG des kWh produits.
- Lancement d'opérations pilotes de valorisation du biogaz.
- Communication auprès des investisseurs et des institutions internationales (intérêt dans le cadre de la lutte contre le changement climatique et pour la protection de l'environnement local).
- Renforcement des capacités des opérateurs privés (industriels, bureaux d'études, etc...).

6.4 Politique de diversification énergétique

6.4.1 Le gaz naturel: un premier jalon dans la diversification énergétique

Face aux perspectives de renchérissement des cours du pétrole et à la montée des risques de perturbation des marchés pétroliers, le gaz naturel, s'est imposé, en Tunisie, comme une des alternatives les plus crédibles de substitution aux produits pétroliers, et donc de diversification énergétique.

Tout d'abord, la Tunisie dispose de gisements nationaux assez intéressants de gaz naturel, et sa production est allée crescendo depuis l'avènement de Miskar en 1996. Ainsi, la production nationale de gaz a atteint de 2.556 millions de tep en 2014. Mais la production nationale reste insuffisante pour couvrir les besoins locaux en gaz naturel malgré l'effort fournis des la prospection et de développement de nouveaux gisements nationaux de gaz conventionnel.

En effet, la Tunisie importe plus que 50% de ces besoins de l'Algérie qui disposent de réserves très importantes, ce qui ouvre des perspectives prometteuses d'utilisation du gaz dans le futur.

Le passage du gazoduc italo-algérien par le territoire tunisien permet déjà à la Tunisie de bénéficier d'une redevance atteignant 1 million de tep par an. Cette quantité a augmenté avec d'environ 25% de la capacité du gazoduc, qui sera réalisée entre 2008 et l'autre en 2012. Mais la redevance reste tributaire du volume d'exportation vers l'Italie.

En outre, il est utile de noter que dans le cadre de diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel un projet de réalisation, en collaboration avec la Libye a été initié durant les années 90 pour la construction d'un gazoduc qui permettra d'alimenter la Tunisie en gaz naturel libyen d'une quantité additionnelle d'environ 1 million de tep, pouvant être étendue à 2 millions de tep. Ce projet n'a pas été réalisé pour des raisons de disponibilité de gaz du côté Libyen.

D'un autre côté, en tant qu'énergie propre, le gaz aura des retombées très positives sur l'environnement en Tunisie, tant au niveau des émissions de gaz à effet de serre, qu'au niveau de l'environnement local, aux abords industries fonctionnant habituellement aux produits pétroliers.

Enfin, le gaz naturel permettra d'avoir de meilleures performances énergétiques globales, dans la mesure où les équipements fonctionnant au gaz sont crédités de meilleurs rendements de combustion.

Sur le plan économique, le gaz naturel reste plus abordable que les produits pétroliers.

la Tunisie a donc résolument opté pour le choix fondamental du développement de l'utilisation du gaz naturel pour les différents secteurs économique tout en optant pour un nouveau mix électrique qui se base sur 30% de production d'électricité partir des énergies renouvelables à l'horizon 2030 tenant compte que cette activité représente actuellement environ 75% de la consommation nationale en gaz naturel.

Les principales composantes du programme gaz naturel

Afin d'encourager l'utilisation du gaz, l'Etat a mis en place durant la décennie 2000, à travers la STEG, une série de mesures incitatives d'envergure, ciblant principalement deux secteurs.

Le secteur industriel

Dans son programme prioritaire de raccordement, la STEG a projeté d'alimenter 500 nouvelles unités industrielles entre 2005 et 2010. Cette cible permettra de déplacer environ 300ktep annuellement de la consommation de produits pétroliers (gasoil, fuel et GPL) vers le gaz naturel.

Pour inciter la conversion au gaz, et amortir plus rapidement ses frais de transport et de distribution, la STEG a mis en place une série de mesures d'encouragement.

Paiements échelonnés pour les coûts de raccordement; à raison de 10% au commencement des travaux, 20% à la fin des travaux de raccordement, et 70% payables sur 12 à 36 mois.

Octroi, dans le cadre du Système de maîtrise de l'énergie, d'une prime de 20% sur le coût de conversion intra muros au gaz naturel, avec un plafond de 400.000 DT.

Le secteur résidentiel

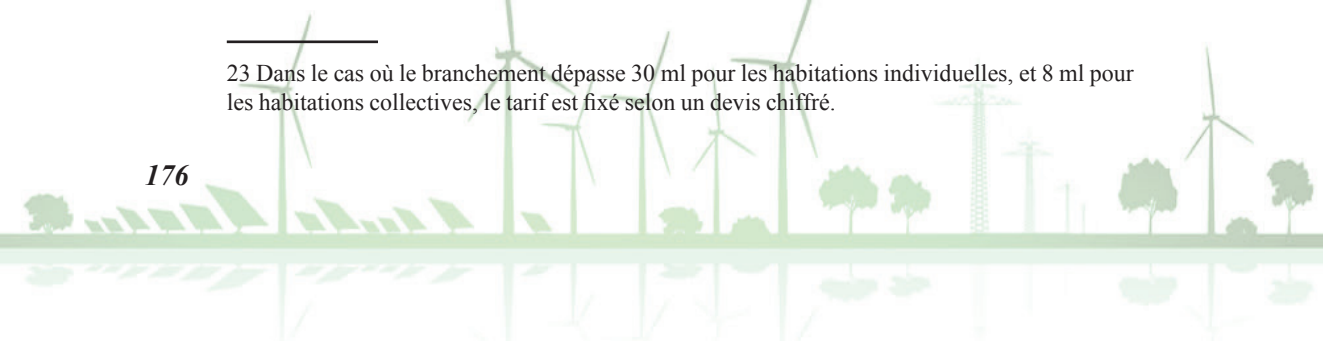
Dans son programme prioritaire de raccordement, la STEG a projeté d'alimenter 500.000 nouveaux abonnés résidentiels en gaz entre 2003 et 2010. Au-delà de cette date, la STEG projette de raccorder 70.000 abonnés résidentiels par an. Ainsi, le nombre d'abonnés résidentiels est passé de 210.000 en 2004, à environ en 709000 en 2013.

Pour encourager la conversion des ménages au gaz, la STEG a mis en place des tarifs forfaitaires préférentiels, allant de 70 à 140 DT par habitation,²³ payables d'une manière échelonnée sur une période allant de 10 à 40 mois.

Le secteur tertiaire et le petit artisanat

Pour encourager la conversion de ce secteur au gaz, la STEG propose des remboursements échelonnés sur 10 à 40 mois, couvrant l'intégralité du coût de raccordement pour les cas où celui-ci serait inférieur à 2000 DT.

²³ Dans le cas où le branchement dépasse 30 ml pour les habitations individuelles, et 8 ml pour les habitations collectives, le tarif est fixé selon un devis chiffré.



Pour les cas où le coût du raccordement serait supérieur à 2000 DT, les paiements échelonnés sur 36 à 40 mois couvriront 80% du montant, alors que le bénéficiaire se chargera de payer les 20% restants lors de la réalisation des travaux de raccordement.

6.4.2 Les autres énergies alternatives

Il est clair que la recherche de la durabilité du développement implique un regard plus lointain sur le futur, et impose donc l'exploration des autres possibilités et alternatives énergétiques. Pour cela, il s'agira de mettre ses connaissances à jour sur les derniers développements technologiques dans le domaine des énergies alternatives.

La Tunisie a engagé une réflexion, dans le domaine des énergies alternatives, si l'on excepte les énergies renouvelables classiques et le gaz naturel.

Au moins trois sujets ont été entamés dans le cadre des études relatives aux scénarios de mix énergétique: l'énergie nucléaire, le charbon et les énergies renouvelables et le développement des échanges électriques notamment avec le réseau Européen.

S'agissant de l'énergie nucléaire, la STEG a été chargée de mener une étude de faisabilité quant au développement de la filière nucléaire pour la production de l'électricité. Mise à part les aspects stratégiques et sécuritaires, Dès échéance été annoncées en ce qui concerne le démarrage du premier réacteur. Mais le développement de cette filière reste tributaire de la capacité financière du pays pour démarrer un programme fortement capitalistique et de la capacité d'intégration de la technologie dans le système électrique tenant compte de sa taille et de son évolution dans le temps.

En ce qui concerne le charbon tant qu'alternative permettant la sécurité d'approvisionnement la stabilisation des coûts de combustible se heurte aux questions environnementales et au volume d'investissement. La filière charbon a été considérée dans les scénarios relatifs au mix électrique à l'horizon 2030.

Quant au développement des énergies renouvelables celle-ci présente des avantages sur plusieurs plans environnementaux, sécurité d'approvisionnement et économiques surtout pour les filières photovoltaïque et éolienne. Mais le développement des ER reste tributaire de l'évolution la

capacité d'intégration du système électrique national qui dépend de plusieurs facteurs à savoir :

- Le niveau de la demande
- La capacité de transit effectif des interconnexions
- Et la capacité de stockage d'énergie produite

6.5 La politique de tarification de l'énergie

Comme mentionné dans le chapitre 4, le système tarifaire en vigueur, s'est fondé sur les équilibres budgétaires de l'Etat et des entreprises, ainsi que la cohésion sociale. La durabilité d'un tel système a été mise en cause avec la flambée des prix internationaux du pétrole durant la dernière décennie conjuguée aux pertes de changes (Dinars, monnaies étrangères). Il est à noter que la chute des prix du brut sur le marché international enregistré en 2014 et 2015 ne peut être que conjoncturelle.

Les prix de l'énergie ont donc rarement été utilisés comme instrument de la politique énergétique, et aucune étude stratégique n'est aujourd'hui n'est arrêtée ou clarifier la question des prix, et les modalités de leur intégration dans la politique énergétique à l'exception d'actions isolées qui ont concernées le secteur de ciment gris.

Aujourd'hui que les équilibres ne sont plus assurés, il importe d'établir une stratégie solide, tendant à réviser progressivement le système de tarification dans le sens :

- D'un rapprochement progressif mais clair vers la vérité des prix internes par rapport aux prix internationaux.
- D'un transfert total du soutien de l'Etat de la consommation d'énergie vers les programmes de maîtrise de l'énergie.
- Et plus généralement, d'une intégration totale et une mise en cohérence de la politique des prix avec la politique de maîtrise de l'énergie

Même si l'Etat est aujourd'hui fortement motivé pour se rapprocher de la vérité des prix, il nécessaire se prépare à se doter d'une telle stratégie.

La première action formelle et primordiale à envisager une suite au débat national lancé en 2012.

6.6 Stratégie nationale de maîtrise de l'énergie

La Tunisie confrontée à des défis majeurs dans un contexte marqué par un accroissement soutenu de la demande énergétique face à un épuisement des ressources nationales, une augmentation accrue des coûts énergétiques au niveau approvisionnement, investissement, transformation et exploitation aggravés par la dévaluation remarquable de la monnaie locale par rapport à la monnaie aux monnaies étrangères. Cette situation a accentué la compensation qui constitue un fardeau devenu insupportable par le budget de l'état. Face à cette situation énergétique précaire la Tunisie a engagé en juin 2013, un débat national sur sa politique énergétique. Ce débat a mobilisé la réflexion de l'ensemble des parties prenantes (secteurs public et privé, société civile, experts, régions, ...) sur les choix stratégiques à adopter durant les deux prochaines décennies.

Ce débat confirme la nécessité de s'engager dans une transition énergétique basée sur une refonte de tout le système énergétique nationale avec ses composantes production, transformation consommation dans l'objectif de renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique, garantir l'accès à l'énergie pour tous les secteurs, préserver la compétitivité de son économie et protéger l'environnement.

Pour répondre aux attentes recensées dans le cadre du débat national organisé entre fin 2013 et avril 2014 sur la politique énergétique du pays, l'ANME a mené une réflexion sur la stratégie énergétique de la Tunisie à l'horizon 2030 ainsi que le plan d'action sur la période 2014-2020.

La stratégie énergétique nationale doit proposer des solutions à trois problèmes majeurs, le déficit énergétique qui est devenu structurel, dépendance énergétique aggravé par l'accroissement continu de la demande et les conséquences de l'augmentation des prix sur les finances publiques.

La stratégie proposée prône pour une transformation énergétique à travers deux actions paritaires :

- Le renforcement de l'efficacité énergétique afin de maîtriser l'accroissement de la demande.
- le recours aux énergies renouvelables pour limiter voire réduire la dépendance énergétique du pays.

6.7 Les principes de base de la stratégie

La stratégie nationale de maîtrise de l'énergie se base sur les deux principes suivants :

- Les choix énergétiques de moyen et long terme basés sur la sobriété en énergie et en carbone s'inscrivent dans la perspective d'une croissance économique soutenue et durable.
- Les objectifs stratégiques pour la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables sont fixés à l'horizon 2030 et les politiques et mesures permettant de se placer d'emblée sur la bonne trajectoire sont précisées par le plan d'action à l'horizon 2020.

6.7.1 Les objectifs de cette stratégie s'articulent autour de la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables. Ils sont détaillés ci-après

Objectif 1 : Réduction de la demande d'énergie primaire de 17% en 2020 et 34% en 2030, par rapport au scénario tendanciel.

Objectif 2 : Augmenter la part des énergies renouvelables hors biomasse dans la consommation finale pour atteindre 7% en 2020 et 12% en 2030.

Objectif 3 : Réduction des émissions de gaz carbonique (CO₂) de 48% en 2030. La production d'électricité d'origine renouvelable doit atteindre 30% en 2030.

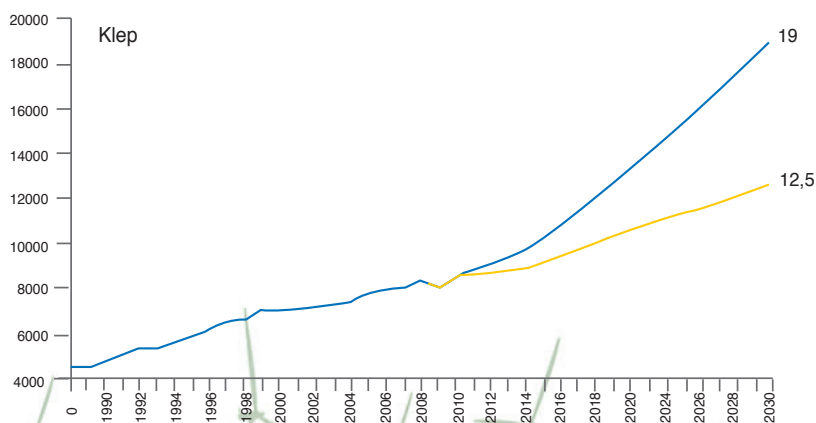


Figure 65: Scénarios de la demande d'énergie primaire (source ANME)

L'évaluation de la mise en œuvre de la stratégie de maîtrise de l'énergie sera effectuée sur la base des critères suivants :

- Critères énergétiques : Amélioration de la dépendance énergétique à travers la réduction de la consommation de l'énergie fossile et la diversification du mix énergétique.
- Critères économiques : réduction de la facture énergétique, baisse des subventions publiques et développement des technologies de maîtrise de l'énergie.
- Critères environnementaux : réduction des émissions des CES.
- Critères sociaux : création de l'emploi et préservation du niveau des ménages défavorisés.

6.8 Le plan d'action d'ici 2020 et les perspectives 2030

Le plan d'action 2014-2020

Plan d'action par secteurs

Tableau 35: Plan d'action EE (source ANME)

Secteur	Economies escomptées
Industriel	51%
Bâtiment	26%
Transport	25%

Le plan d'action par activité

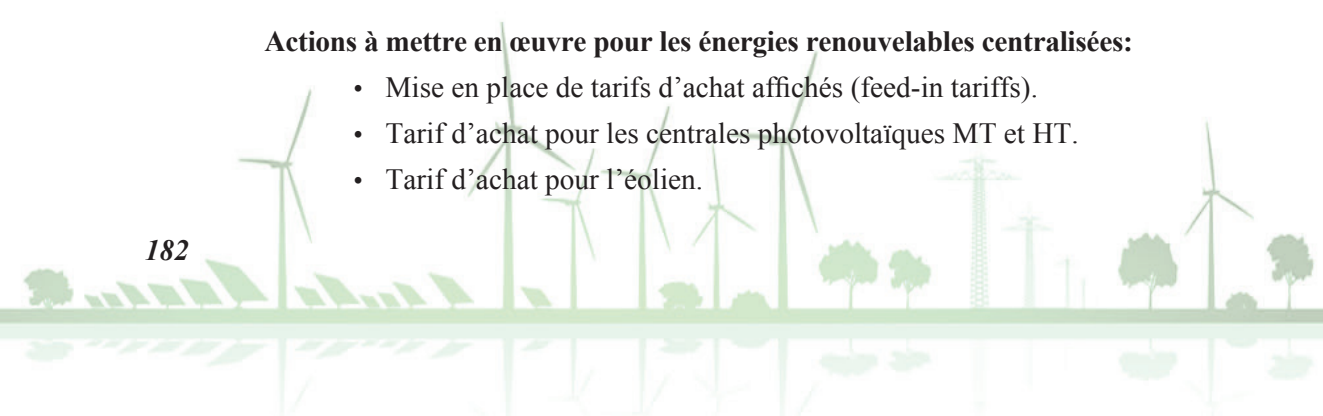
Domaine d'action	Domaine d'activité ou usage	Action et objectif
Audits et Contrats Programmes	Industrie, transport et tertiaire	
Cogénération	Industrie et tertiaire	Atteindre une capacité de 440 MW en 2020
Eclairage efficace	Menages Eclairage public Tous les secteurs	Développement de l'usage LBC Développement de l'usage SHP Développement de l'usage LED
Appareils	Tous les secteurs:	Réfrigération : remplacement des réfrigérateurs de plus de 10ans par des appareils
Bâtiments efficaces	Résidentiel et tertiaire hôtellerie, santé, bureaux et résidentiels collectifs	Bâtiments existants : rénovation thermique d'environ 300 000 unités résidentielles et tertiaires. Labellisation des bâtiments Modification de la réglementation thermique et énergétique:
Diagnostic moyen de transport	bâtiments collectifs et bureaux Transport	Rendre effective l'application de la réglementation obligeant les automobilistes à faire un diagnostic préalable à la visite technique. Assurer le suivi des performances des véhicules et du comportement des conducteurs en temps réel de façon à éviter la surconsommation des carburants.
Mobilité transport	Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC) : Plan de Déplacement Urbain (PDU):	généralisation des PDU (développement du transport collectif, organisation des parcs de stationnement, aménagement des voiries,...) dans les villes de Sfax, Sousse, Bizerte, Nabeul et Gabes.
	Auto-écoles	Formation aux règles de conduites économiques

6.8.1 Le développement des énergies renouvelables

Pour atteindre les objectifs fixés pour l'échéance 2030, il faut atteindre une capacité renouvelable hors hydraulique pour la production électrique de l'ordre de 3175 MW centralisées et 640 MW décentralisées soit un total de 3815 MW (selon le Plan solaire Tunisien, version septembre 2015).

Actions à mettre en œuvre pour les énergies renouvelables centralisées:

- Mise en place de tarifs d'achat affichés (feed-in tariffs).
- Tarif d'achat pour les centrales photovoltaïques MT et HT.
- Tarif d'achat pour l'éolien.



- Soutenir l'investissement citoyen.
- Élaboration du « Code des énergies renouvelables ».
- Mise en place d'un organe indépendant de régulation.
- Mise en place d'un « guichet unique ».
- Renforcement du réseau électrique.

En ce qui concerne les énergies renouvelables décentralisées des mesures ont été prévues. Deux domaines d'actions ont été retenus.

La poursuite du développement de l'usage du Photovoltaïque décentralisé dans le secteur résidentiel :

Il s'agit de mener des actions spécifiques pour développer le marché de produits et services par le soutien du marché en encourageant le recours à la technologie PV par tous les abonnés au réseau basse tension, de préparer le marché pour autonomie commerciale et en phase de maturité éliminer le soutien financier public.

De même les mesures prévoies l'élargissement du champ d'intervention du mécanisme Prosol Elec pour couvrir toutes les couches de consommation électrique (les couches dont la consommation est inférieure à 1800 kWh/an tout en réduisant progressivement la subvention d'investissement et faire participer le Fonds de Transition Énergétique à la ligne de crédit Prosol Elec.

La poursuite du développement de l'usage du solaire thermique décentralisé dans les secteurs résidentiel, industriel et tertiaire

Objectifs de développement pour le secteur résidentiel: Augmenter le taux de pénétration actuel pour passer 54m²/1000 habitant en 2014 à 114 m²/habitant en 2020 et 202 m² par habitant en 2030.

Objectifs de développement pour les secteurs tertiaire et industriel: Pour le tertiaire, l'objectif est d'atteindre une capacité installée de l'ordre de 60 000 m² en 2020 et 200.000 m² en 2030, soit environ le tiers du potentiel identifié (600000m²). Pour l'industrie, le programme vise 45.000 et 150.000 m² respectivement aux horizons 2020 et 2030 par rapport à un potentiel de 360000m².

Le développement du pompage photovoltaïque

Objectifs de développement: Atteindre une capacité installée d'environ 1,8 MWc en 2020 et 8 MWc en 2030 par rapport à un potentiel estimé à 24 MW.

6.8.2 Les résultats attendus du plan d'action

Les résultats attendus du présent plan d'action durant la période 20014-2030 sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 36: Résultats attendus

Domaines	Horizon	Résultat attendu
Energétiques	2030	Éviter la consommation de 77 Mtep d'énergies fossiles, 75% générées par la maîtrise de la demande d'énergie et 25% provenant de la substitution de énergies renouvelables aux hydrocarbures.
Economiques	2020	Gain cumulé sur la facture énergétique doit s'élever à 22,5 milliards de dinars Subventions évitées cumulées sont de l'ordre de 9 milliards de dinars
Sociaux	2030	Création d'environ 12000 emplois à l'horizon 2030 dont la plus grande partie par les énergies renouvelables.
Environnementaux	2020	Éviter l'émission cumulée 185 MtCO ₂ sur la période 2014-2030

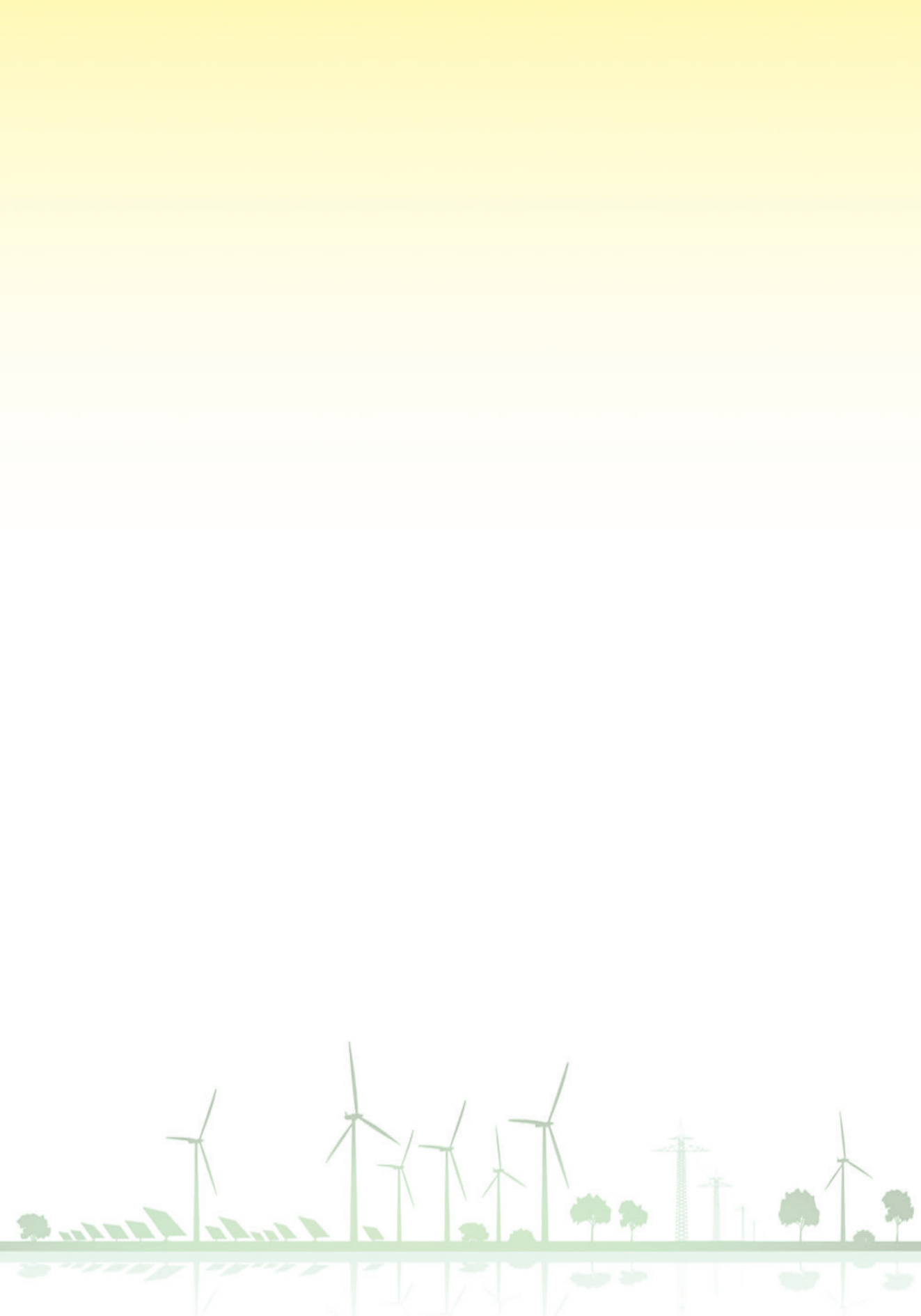
Résultats attendus du plan de développement de la maitrise de l'énergie pour la période 2014-2030 (source ANME)



PARTIE 7

PROSPECTIVE ENERGETIQUE ET INDICATEURS D'EVOLUTION





7.1 Prospective énergétique, scénarios et hypothèse

La prospective énergétique est un travail d'anticipation sur les tendances énergétiques futures, reposant sur l'évolution des principaux facteurs ayant une influence sur les pratiques des consommations d'énergie, et sur une appréciation de la liaison entre ces facteurs et la consommation d'énergie. Ces paramètres ont essentiellement trait à l'évolution du contexte économique, social, et technologique au niveau national, mais aussi international.

Dans tout travail énergétique prospectif, on procède à la définition d'hypothèses et de scénarios sur la base desquels les simulations énergétiques sont faites, servant ainsi à «couvrir» l'univers des possibles à des horizons également définis.

Parmi les hypothèses portant sur les paramètres ayant une influence sur la consommation d'énergie, on peut notamment citer :

- Taux de croissance de la population et du taux d'urbanisation, évolution du nombre de personnes par ménage (urbain et rural).
- Taux de croissance du PIB et structure selon les grands secteurs.
- Objectifs d'amélioration des performances énergétiques (consommations spécifiques et intensités énergétiques) par secteur, par branche, par usage, etc...

7.2 Évolution des prix des énergies primaires.

Les différentes études menées par le Ministère de l'Industrie, l'ANME, la STEG en coopération avec différentes instances nationales et internationales considèrent d'une manière générale et comparative. Selon les prévisions de l'INS, les hypothèses de croissance de la population active totale ont été fixées comme suit :

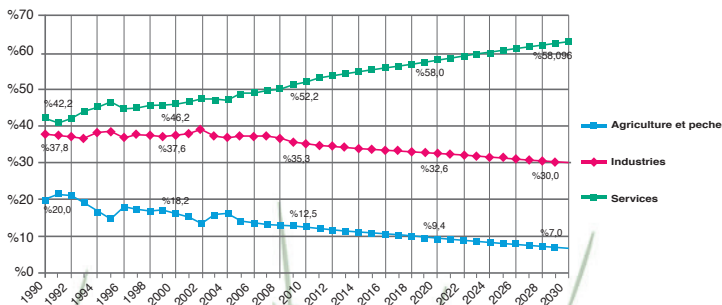


Figure 66: Évolution prévisionnelle de la structure de la valeur ajoutée des secteurs économiques

Période	2011-2016	2016-2020	2020-2030
Croissance annuelle moyenne	2%	1,9%	1,8%

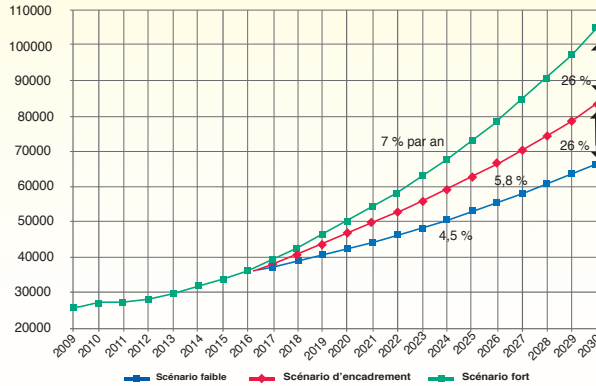


Figure 67: Évolution du PIB (prix constant 90) 2010-2030

Évolution du PIB (prix constant 90) 2010-2030 (source Étude Stratégique du Mix Énergétique pour la Production d'Électricité en Tunisie Wuppertal/Tunis, Avril 2012).

Tout travail prospectif considère une série de scénarios traduisant différentes possibilités de futurs énergétiques, en fonction de la politique énergétique qui pourrait être envisagée et décidée.

En général, le premier scénario à considérer est celui correspondant au prolongement des tendances.

Ce scénario traduit l'interrogation suivante : **que se passerait-il si aucune mesure publique volontariste nouvelle n'était prise pour améliorer l'efficacité énergétique ?** Ce scénario est une convention : ce n'est pas une prédiction, et il ne cherche pas à cerner le futur « le plus probable ». Il est même souhaitable qu'un tel scénario ne se produise jamais dans la réalité, quand bien même les hypothèses socio-économiques se réaliseraient.

Ce scénario est le scénario « étalon » à partir duquel on évalue les potentiels d'efficacité énergétique, par différence dans les niveaux futurs de demande finale d'énergie conventionnelle, avec d'autres scénarios dits volontaristes.

Dans tout travail prospectif, on établit également des hypothèses techniques constitutives de chaque scénario, et en particulier en ce qui concerne

le scénario de prolongement des tendances. A ce titre, et pour ce scénario, l'étude s'est appuyée sur deux principes élémentaires :

- Pour toutes les installations, bâtiments, équipements, etc. existants à l'année de base, on raisonne à efficacité constante et on considère la poursuite de la pénétration tendancielle des énergies renouvelables (c'est à dire dans le prolongement des tendances historiques).
- Pour toutes les installations, bâtiments, équipements, etc...nouveaux (neufs, installés après l'année de base), on raisonne :
 - en partie sur le principe d'efficacité constante, mais à un niveau d'efficacité nettement plus élevé que celui du stock existant du fait des technologies disponibles actuellement sur les marchés tunisien et européen, voire mondial;
 - en partie en prenant en compte une amélioration tendancielle de l'efficacité, lorsque celle-ci est déterminée par les évolutions internationales elles-mêmes tendancielles (par exemple, pour les voitures neuves, du fait de l'accord ACEA en Europe).

A côté du scénario de référence, on établit au moins un autre scénario traduisant une politique volontariste d'efficacité énergétique.

Le premier scénario volontariste identifié par l'étude stratégique répond à la question : que deviendrait la demande énergétique (dans le cadre des hypothèses socio-économiques retenues) si toutes les décisions étaient prises et suivies d'effet (dans le domaine de l'efficacité énergétique) pour **aligner les performances énergétiques moyennes de la Tunisie sur les mêmes performances moyennes nationales actuelles des meilleurs pays Européens, par grands secteurs et usages, sans remettre en cause le cadre économique d'ensemble** (donc sans altérer les grands équilibres économiques, c'est à dire avec une rentabilité économique garantie du point de vue de la collectivité nationale)? Ce scénario permet d'évaluer un premier niveau de potentiel d'efficacité énergétique.

Le second scénario volontariste considéré répond à la question : que deviendrait la demande énergétique si toutes les décisions étaient prises et suivies d'effet pour que les consommateurs acquièrent systématiquement les technologies les plus efficaces actuellement disponibles sur le marché, et ce pour chaque secteur et chaque usage. Ce scénario permet d'évaluer un second niveau de potentiel d'efficacité énergétique.

Ce second scénario volontariste ne représente pas une utopie sur le plan technologique puisque ce sont les meilleures techniques déjà existantes aujourd'hui qui sont prises en considération. Il suppose une efficacité totale de la politique d'utilisation rationnelle de l'énergie, ce qui dépend évidemment de la constance et de l'effectivité du soutien à l'efficacité énergétique, par les pouvoirs publics.

Ce second scénario volontariste ne représente pas une utopie sur le plan technologique puisque ce sont les meilleures techniques déjà existantes aujourd'hui qui sont prises en considération. Il suppose une efficacité totale de la politique d'utilisation rationnelle de l'énergie, ce qui dépend évidemment de la constance et de l'effectivité du soutien à l'efficacité énergétique, par les pouvoirs publics.

L'étude «**STRATEGIE NATIONALE DE MAÎTRISE DE L'ENERGIE Objectifs, moyens et enjeux Juin 2014**» réalisée par l'ANME a résolument écarté une poursuite des tendances actuelles d'évolution de la consommation d'énergie et a recommandé de se placer d'ores et déjà dans une optique proche du second scénario volontariste.

En effet, les deux premiers scénarios s'avèrent trop risqués, compte tenu de leurs implications.

Insécurité énergétique croissante affectant l'accès à l'énergie des générations présentes et futures.

Augmentation de la dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur.

Poids insupportable des dépenses énergétiques (coefficient budgétaire exprimé au niveau macro par le ratio dépense énergétique/PIB, et au niveau micro par le ratio dépense d'énergie/revenu ou Valeur Ajoutée).

Impacts croissants des utilisations énergétiques sur l'environnement

Par conséquent, les défis énergétiques futurs et la montée des risques, imposent une réelle volonté de mobiliser tous les potentiels d'efficacité disponibles et réalistes, ce que ne pourrait faire que le second scénario volontariste.

7.3 Les projections « étalon » du scénario de prolongement des tendances

Les projections globales énergétiques de ce scénario montrent une croissance forte de la demande d'énergie primaire; de l'ordre de 3,7% sur la période 2010-2020, 4,6% sur la période 2020-2030. En ne comptabilisant

pas la biomasse, la demande d'énergie primaire passerait à 8,3 Mtep en 2010, 12 Mtep en 2020 et 19Mtep en 2030. Malgré cela, la croissance de la demande reste en deçà de la croissance économique.

Ainsi, l'intensité énergétique du PIB continuerait à baisser (-2,2%/an) si nous ne tenant compte des années 2011-2012 où il y a eu une dégradation conjoncturelle de l'IE. Cette tendance à la baisse d'une moyenne de -2 % annuellement est due essentiellement par effet de structure, la baisse s'infléchissant ensuite du fait de l'épuisement des effets de structure, pour atteindre entre 2023 et 2030 le rythme séculaire observé dans les pays industriels au cours du 20ème siècle (-0,1%/an).

Tableau 37: Consommations énergétiques primaires du scénario de prolongement des tendances (ktep)

	2010	2020	2030
Total énergie primaire	8,3	12	19

(Source ANME)

Les projections énergétiques montrent également une forte croissance de la demande d'énergie (incluant la biomasse-énergie); de l'ordre de, 3,6% sur la période 2010-2020 et 4,4% sur la période 2020-2030. Ainsi, la demande d'énergie passerait à 8,3Mtep en 2010, 12 Mtep en 2020 et 19 Mtep en 2030.

La part de l'électricité dans la demande finale décroîtra, serait entre 13% et 16% durant la période 2010- 2030 ; les taux de croissance annuel correspondant de la demande électrique resteraient voisins de 4 -6% sur toute la période 2010-2030 (taux de croissance voisin de celui du PIB) .

En ce qui concerne la production d'énergie (pétrole et gaz), elle est prise comme variable exogène, en se basant sur les données les plus récentes. Toutefois, les perspectives relatives à cette composante restent très incertaines dans la mesure où elles restent déterminées par les efforts de prospection, les probabilités «inconnues» de faire des découvertes majeures, et par les progrès technologiques qui pourraient potentiellement parvenir à des profondeurs aujourd'hui non explorées. Les hypothèses considérées dans l'exercice prospectif ont donc été empreintes de réalisme.

Ainsi, la production nationale d'énergie conventionnelle (pétrole et gaz) se situe à 6,6 Mtep en 2012. Dans une optique conservatrice, cette production est appelée à décliner pour s'établir à 3,5 Mtep en 2020 et 1,5 Mtep en 2030. Bien évidemment, les disponibilités nationales d'énergie seraient plus importantes

en tenant compte de la redevance relative au gazoduc transcontinental qui reste tributaire des exportations du gaz Algérien vers l'Italie.

Tableau 38: Évolution de la production nationale de combustibles (ktep)

	2012	2020	2030
Production nationale	6,5	5	1,5

(Source ANME)

Tableau 39: Consommations énergétiques finales et indicateurs du scénario de prolongement des tendances (Source ANME)

	2000	2010	2020	2030	2010-2000	2020-2010	2030-2020
Energie totale (ktep)	6679	8343	11883	19000	3,20%	3,60%	4,40%
Elec (Gwh)	8980	13020	22451	34205	5,60%	5,60%	4,30%
PIB (prix constant 1990)	17	27	45	73	5,50%	5,20%	5,10%
Population	10	11	12	13	1,70%	1,20%	0,90%
Intensité élec (kWh/PIB prix 1990)	522	484	503	466	0,10%	0,38%	-0,76%
Intensité énergétique (kWh/Prix 1990)	389	310	266	259	-2,20%	-1,53%	-0,67%
Energie per capita (tep/hab)	0,70	0,79	1,01	1,48	1,50%	2,50%	3,54%

(Source ANME) Source: INS BCT

Consommation finale énergétique par énergie

Mtep	2000	2010	2020	2030	2010-2000	2020-2010	2030-2020
Produits Pétrolier	4,0	4,0	5,6	9,5	3,4%	3,1%	4,8%
Gaz	0,6	1,2	1,8	2,7	4,6%	4,5%	4,2%
Electricité	2,0	3,2	4,3	0,0	5,6%	5,6%	4,3%
Autres	0,1	0,1	0,2	0,3		5,0%	4,4%
Total	6,7	8,4	11,9	12,5	3,2%	3,6%	4,4%

Source: ANME

Consommation finale énergétique par secteur

Mtep	2000	2010	2020	2030	2010-2000	2020-2010	2030-2020
Industrie	1,8	2,6	4,2	4,4	3,8%	4,9%	4,8%
Transport	1,9	2,4	4,0	4,3	2,4%	5,2%	5,0%
Résidentiel	0,8	1,3	1,9	2,0	5,0%	3,9%	4,7%
Tertiaire	0,3	0,5	0,7	0,9	5,4%	3,5%	6,4%
Agriculture	0,4	0,6	0,8	0,8	4,2%	3,0%	3,2%
Autres	1,5	1,0	0,2	0,3			
Total	6,7	8,4	11,9	12,6	3,2%	3,6%	4,4%

Source: ANME

7.4 Les projections du scénario2 volontariste

Les projections globales énergétiques de ce scénario2 montrent une croissance modérée de la demande d'énergie primaire (incluant la biomasse-énergie); de l'ordre de 2% 2010-2020 et 2.5% sur la période 2020-2030. En ne comptabilisant pas la biomasse, la demande d'énergie primaire 8,3 Mtep en 2010, 10 Mtep en 2020 et 12,5 Mtep en 2030. Rappelons que ce dernier niveau de consommation serait atteint déjà vers 2021 dans le scénario de prolongement des tendances.

Tableau 40: Consommations énergétiques primaires du scénario volontariste2 (Mtep)

Mtep	2000	2010	2020	2030
Produits pétroliers	3,98	3,96	5,62	7,34
Gaz naturel	2,59	4,37	4,38	4,81
Autres	0,10	0,01	0,20	0,30
Total énergie primaire	6,64	8,34	10,20	12,45

(Source ANME)

Les projections énergétiques du scénario volontariste2 montrent également une forte croissance de la demande d'énergie finale (incluant la biomasse-énergie); de l'ordre de 2 % sur la période 2010-2020 et 2,1% sur la période 2020-2030. Ainsi, la demande d'énergie finale passerait à 7,3 Mtep en 2010, 9 Mtep en 2020 et 11,3 Mtep en 2030.

La part de l'électricité dans la demande finale serait entre 15% et 16% durant la période 2010- 2030. Les taux de croissance correspondant de la demande électrique resteraient largement en deca de ceux de la croissance du PIB; soit environ 3,6% en moyenne annuelle sur la période 2010-2020 et inférieur à 2% en moyenne entre 2020 et 2030.

Tableau 41: Consommations énergétiques finales et indicateurs du scénario volontariste 2

	2000	2010	2020	2030	2010-2000	2020-2010	2030-2020
Energie totale (ktep)	6679	8343	10200	12500	2,25%	2,10%	2,30%
Elec (Gwh)	8980	13019,8	18723,7	21944,7	3,80%	3,70%	1,60%
(PIB (prix constant 1990	17,2	26,9	44,66	73,44	4,60%	5,20%	5,10%
Population	9,553	10,547	11,72	12,819	1,06%	1,06%	0,90%
Intensité élec (kWh/PIB prix 1990)	522	484	419	299	-0,75%	-1,43%	3,10%
Intensité énergétique (kWh/Prix 1990)	388,6	310,5	228,4	170,2	-2,24%	-2,94%	-2,67%
Energie per capita (tep/hab)	0,70	0,79	0,87	0,98	1,20%	1,10%	1,40%

(Source ANME) Source: INS BCT

Consommation finale énergétique par énergie

Mtep	2000	2010	2020	2030	2010-2000	2020-2010	2030-2020
Produits Pétrolier	4,0	4,0	5,6	7,3	0,0%	3,4%	2,7%
Gaz	0,6	1,2	1,6	1,9	7,2%	2,9%	1,7%
Electricité	2,0	3,2	2,8	2,9	4,8%	-1,3%	0,4%
Autres	0,1	0,0	0,2	0,3	30,0%	9,5%	1,1%
Total	6,7	8,3	10,2	12,5	2,0%	2,2%	2,4%

(Source ANME)



Consommation finale énergétique par secteur

Mtep	2000	2010	2020	2030	2010-2000	2020-2010	2030-2020
Industrie	1,77	2,60	3,58	4,40	3,9%	3,2%	2,1%
Transport	1,93	2,40	3,48	4,27	2,2%	3,8%	2,1%
Résidentiel	0,80	1,30	1,64	2,01	5,0%	2,3%	2,5%
Tertiaire	0,30	0,500	0,61	0,88	5,2%	2,0%	3,7%
Agriculture	0,40	0,6000	0,72	0,75	4,1%	1,8%	0,4%
Autres	1,50	0,9000	0,20	0,20			
Total	6,7	8,3	10,2	12,5	2,2%	1,9%	1,6%

Source: ANME

7.5 Les enjeux de l'efficacité énergétique

Bien évidemment, les enjeux de l'efficacité énergétique, découlant de l'exercice prospectif, sont d'abord reflétés par le niveau de consommation primaire et de consommation finale. Mais il est aussi possible d'en déduire des indicateurs de suivi, qui donneront une idée du «pouvoir analytique» des indicateurs, et constitueront en quelque sorte le prélude à l'élaboration des indicateurs de développement durable.

Les indicateurs développés, de manière préliminaire dans ce chapitre, fourniront des repères, pouvant servir d'outils analytiques à deux niveaux :

- Évolution dans le temps des principaux paramètres énergétiques au sein d'un même scénario.
- Comparaison des principaux paramètres énergétiques entre deux scénarios différenciés.

7.5.1 Les indicateurs énergétiques

Afin d'apprécier l'évolution des paramètres énergétiques en Tunisie se rapportant aux scénarios prospectifs, il est suggéré d'utiliser une première liste de quatorze indicateurs :

- La consommation d'énergie primaire exprimée en Mtep/an.

- La croissance annuelle moyenne de la consommation d'énergie primaire exprimée en %.
- L'intensité énergétique globale du PIB: consommation nationale d'énergie primaire en terme de tep/1000 DT de PIB à valeur constante.
- La consommation d'énergie primaire par tête exprimée en tep/an.
- La consommation d'énergie finale exprimée en Mtep/an.
- Le ratio énergie finale/énergie primaire exprimé en %.
- La consommation annuelle d'électricité par tête exprimée en kWh.
- Les émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion en téCO₂/tête.
- Le solde de la balance énergétique exprimé en ktep.
- Le solde de la balance énergétique exprimé en MDT2000.
- Le taux de couverture de la demande primaire par les disponibilités nationales (en %).
- Le coefficient budgétaire national: dépenses énergétiques/PIB exprimées en %.
- Le ratio importations énergétiques nettes/PIB exprimé en %.
- Les investissements du secteur électrique exprimés en MDT2000.

7.5.2 Les indicateurs énergétiques du scénario de référence.

Le tableau suivant décrit l'évolution des indicateurs mentionnés ci-dessus entre 2000 et 2030 selon le scénario de référence.

Tableau 42: Evolution des indicateurs énergétiques du scénario de référence

	2000	2010	2020	2030
1 Consommation primaire d'énergie conventionnelle (Mtep)	6,64	8,66	13,33	20,09
2 Croissance annuelle de la consommation d'énergie primaire conventionnelle (%)		2,7%	4,4%	4,2%
3 Intensité énergétique (tep/1000 DT de PIB)	0,39	0,31	0,28	0,26
4 Consommation d'énergie primaire conventionnelle (tep/habitant)	0,69	0,77	1,05	1,44
5 Consommation d'énergie finale conventionnelle (Mtep)	5,37	7,44	11,28	17,33
6 Ratio énergie finale /primaire (%)	81%	86%	85%	86%
7 Consommation d'électricité par habitant et par (kWh/tête)	852	1241	1904	2651
8 Emission eq. CO ₂ /tête (téCO ₂ /habitant)	1,6	2,0	2,7	3,8
9 Solde de la balance énergétique (ktep)	45	-1860	-8530	-17090
10 Solde de la balance énergétique (millions DT 2000)	-260	-1720	-5943	-13163
11 Taux de couverture de la demande par les disponibilité nationales(%)	101%	7,9%	36%	15%
12 Coefficient budgétaire - Dépenses énergétiques/PIB (%)	6,5%	8,3%	11,1%	13,7%
13 Ratio importations énergétique nettes /PIB (%)	1,0%	4,0	8,3%	11,1%
14 Investissement de secteur électrique (millions DT 2000)		135	207	245

Selon ce scénario, la consommation nationale d'énergie primaire enregistre un triplement en trois décennies, passant de 6,6 Mtep en 2000 à 20 Mtep en 2030. Cette évolution traduit une croissance forte et soutenue; surtout de 2010 à 2020 (+4,4% par an), et de 2020 à 2030 (+4,2), résultant d'une croissance économique également soutenue; et se maintenant fermement au dessus de 5% par an.

La croissance relativement faible de la consommation d'énergie primaire entraînerait une baisse assez significative de l'intensité énergétique, qui passerait de 0,39 en 2000 à 0,26 tep en 2030; soit une baisse de 33% du seul fait des mutations structurelles de l'économie tunisienne, des actions d'efficacité énergétique de référence, et des progrès technologiques intégrés dans le développement. Cette baisse dénote d'un découplage et assez marqué de la consommation tunisienne d'énergie par rapport à la croissance économique.

S'agissant de la consommation d'énergie primaire par tête, elle enregistrerait «seulement» un doublement entre 2000 et 2030. Cette augmentation reflète, évidemment, une croissance des besoins de consommation du tunisien en général, traduisant une amélioration notable de son niveau de vie et donc un meilleur accès à l'énergie, consécutive à une multiplication par un facteur 3 du PIB par tête sur la même période.

En ce qui concerne la consommation d'énergie finale, elle enregistrerait plus d'un triplement entre 2000 et 2030; ce qui est à peu près conforme à la croissance de la demande d'énergie primaire.

Sous un autre angle, le ratio énergie finale/énergie primaire exprime en quelque sorte un indicateur d'efficacité de transformation et de distribution de l'énergie primaire pour l'amener au consommateur sous forme finale. Ce ratio enregistre une hausse assez significative, passant de 81% à 86% dès 2010, et se stabilisant à ce niveau jusqu'en 2030.

S'agissant de la consommation d'électricité par tête, elle enregistrerait également un triplement entre 2000 et 2030, passant de 852 kWh par tête en 2000 à 2.651 kWh en 2030. Cette augmentation reflète une croissance significative des besoins de consommation d'électricité du tunisien. Cette croissance vient en aval soutenir les besoins de développement économique du tunisien, et résulte -en amont- de l'amélioration du niveau de vie du tunisien, laquelle entraîne elle-même une multiplication des usages électriques, et une augmentation des besoins s'y rapportant.

La croissance de la demande d'électricité induit, bien évidemment, une augmentation importante des besoins annuels d'investissement dans le secteur électrique. Ceux-ci passent, ainsi, de 135 MDT en 2010 à 245 MDT en 2030, en considérant des dinars constants, indexés sur l'année 2000.

En ce qui concerne les émissions de GES par tête, elle progressera d'un facteur égal à 2,4 sur la période 2000-2030. Cette progression sera légèrement plus élevée que celle de l'énergie primaire par tête sur toute la période.

Quand au solde de la balance énergétique, il est, comme le montre le tableau, constamment déficitaire. La problématique est moins liée au déficit, puisque beaucoup de pays déficitaires sur le plan énergétique, se sont développés normalement. Le problème réside dans l'amplification du déficit, qui passe de 1,9 Mtep en 2010 à 17 Mtep en 2030; soit une multiplication d'un facteur 9. Dans le même ordre d'idées, le déficit de la balance énergétique commerciale s'est amplifié d'un facteur 8 sur la même période.

Le déficit énergétique signifie, d'un autre côté que le taux de couverture de la demande énergétique par des ressources nationales s'est détérioré. C'est effectivement ce que montre l'indicateur 11, qui enregistre une baisse significative, passant de 101% en 2000 à 15% en 2030.

Par ailleurs, si l'intensité énergétique aura elle-même diminué, la valeur monétaire de cette intensité, traduite par le coefficient énergétique qui reflète le ratio des dépenses énergétiques nationales par rapport au PIB enregistrera un doublement sur la période 2000-2030, passant de 6,5% à 13,7%. Cette progression traduit donc un alourdissement de la charge énergétique, ce qui signifie qu'il faudrait dorénavant allouer plus de ressources à l'énergie, en tant que facteur de production, pour générer de la richesse, exprimée en unités de PIB.

Dans les pays industrialisés, leur diversification économique et les performances affichées par son outil de production ainsi que par ses équipements de consommation, leur ont permis de réduire leur dépendance vis-à-vis des variations des prix de l'énergie. A titre illustratif, les dépenses nationales d'énergie dans ces pays représentent environ 2% du PIB; soit moins du 1/3 de celles de la Tunisie aujourd'hui.

En principe ce renchérissement devrait être observé dans la majorité des pays, du fait qu'il découle d'un renchérissement des produits énergétiques en général. Toutefois, ses conséquences peuvent être plus ou moins fortes selon

que l'énergie provient de l'extérieur ou pas. Or, pour le cas tunisien, dont le solde énergétique négatif tend à s'amplifier, le poids des importations énergétique représentera dorénavant 11% du PIB à l'horizon 2030, contre seulement 1% en 2000.

7.5.3 Les impacts du scénario volontariste 2.

Le tableau suivant décrit l'évolution des indicateurs mentionnés ci-dessus entre 2000 et 2030 selon le scénario de volontariste 2.

Tableau 43: Évolution des indicateurs énergétiques du scénario volontariste 2

	2000	2010	2020	2030
1 Consommation primaire d'énergie conventionnelle (Mtep)	6,64	7,80	10,20	12,45
2 Croissance annuelle de la consommation d'énergie primaire conventionnelle (%)		1,6%	2,7%	2,0%
3 Intensité énergétique (tep/1000 DT de PIB)	0,39	0,28	0,22	0,16
4 Consommation d'énergie primaire conventionnelle (tep/habitant)	0,69	0,69	0,80	0,89
5 Consommation d'énergie finale conventionnelle (Mtep)	5,37	6,69	8,71	10,87
6 Ratio énergie finale /primaire (%)	81%	86%	85%	87%
7 Consommation d'électricité par habitant et par (kWh/tête)	852	1140	1452	1554
8 Emission éq. CO ₂ /tête (téCO ₂ /habitant)	1,6	1,8	2,0	2,3
9 Solde de la balance énergétique (ketp)	45	-1000	-5400	-9450
10 Solde de la balance énergétique (millions DT 2000)	-260	-1350	-4125	-7795
11 Taux de couverture de la demande par les disponibilités nationales(%)	101%	87%	47%	24%
12 Coefficient budgétaire - Dépenses énergétiques/PIB (%)	6,5%	7,5%	8,3%	8,1%
13 Ratio importations énergétique nettes /PIB (%)	1,0%	3,1%	5,7%	6,6%
14 Investissement de secteur électrique (millions DT 2000)		115	127	85

Selon ce scénario, la consommation nationale d'énergie primaire enregistre moins d'un doublement, passant de 6,6 Mtep en 2000 à 12,4 Mtep en 2030. Cette évolution traduit une croissance très modérée d'ici 2010 (+1,6% par an), et assez modérée à plus long terme; de l'ordre de 2,7% entre 2010 et 2020 (+4,4% par an), et de 2% seulement entre 2020 et 2030.

Rappelons que le niveau de consommation de 2030 de ce scénario serait atteint déjà vers 2018 dans le scénario de prolongement des tendances. D'un

autre angle de vision, avec le rythme de croissance de la demande d'énergie du scénario volontariste 2, le doublement de la demande d'énergie primaire n'interviendrait qu'aux alentours de l'année 2033, soit treize ans après le scénario de prolongement des tendances.

Dans ce scénario, l'intensité énergétique observe une baisse très significative; de l'ordre de 3% en moyenne par an sur la période, passant de 0,39 en 2000 à 0,16 tep en 2030; ce qui la situerait à un niveau plus faible que celui des pays de l'OCDE aujourd'hui, et qui est autour de 0,2. Cette baisse significative dénote d'un découplage très marqué de la consommation tunisienne d'énergie par rapport à la croissance économique.

En ce qui concerne la consommation d'énergie finale, elle enregistrerait à peine un doublement entre 2000 et 2030. Cette progression reflète une augmentation naturelle des besoins de consommation du tunisien, mais très largement en deçà du PIB qui aura progressé d'un facteur 4,7 sur la même période. S'agissant de la consommation d'énergie primaire par tête, elle resterait stable à 0,69 jusqu'en 2010, et elle ne progresserait finalement que de 29% entre 2000 et 2030, alors que les besoins d'énergie utile auraient significativement progressé.

Sous un autre angle, le ratio énergie finale/énergie primaire enregistre une hausse assez significative, passant de 81% à 86% dès 2010. Ce ratio se maintiendrait quasiment au même niveau jusqu'en 2030. S'agissant de la consommation d'électricité par tête, elle enregistrerait une progression de l'ordre de 80% entre 2000 et 2030, passant de 852 kWh par tête en 2000 à 1.554 kWh en 2030; soit 40% de moins que le scénario de référence, alors que les besoins à satisfaire restent les mêmes.

La croissance de la demande d'électricité induit, bien évidemment, une augmentation importante des besoins annuels d'investissement dans le secteur électrique. Toutefois, ceux-ci passent à 115 MDT en 2010, contre 135 MDT dans le scénario de référence. Ces besoins d'investissement progresseront faiblement au-delà de cet horizon, passant à 127 MDT en 2020; et à seulement 85 MDT en 2030; soit environ le 1/3 des besoins constatés dans le scénario de référence pour ce dernier horizon.

En ce qui concerne les émissions de GES par tête, elle ne progressera que de 40% sur la période 2000-2030, prouvant que le profil énergétique engendré

par ce scénario volontariste conduit à un développement plus respectueux de l'environnement, et donc plus durable.

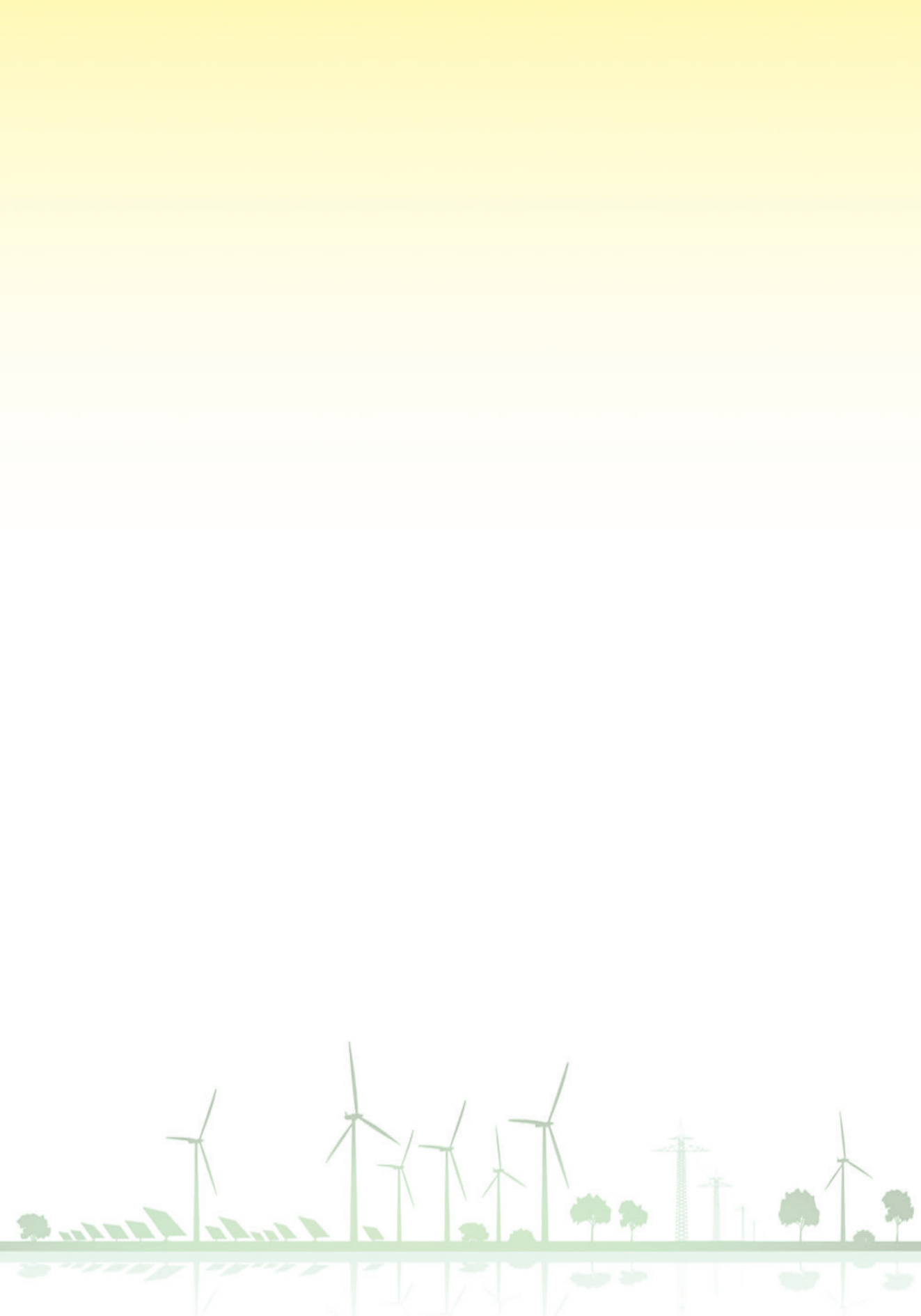
Quand au solde de la balance énergétique, il reste, comme le montre le tableau, constamment déficitaire. Toutefois, ce déficit est largement «amorti» par rapport au scénario de référence, puisqu'il passe de 1,9 Mtep en 2010 à seulement 7,8 Mtep en 2030; soit une multiplication d'un facteur 4; donc très largement «plus supportable» que celui découlant du scénario de référence, où le déficit s'est accru d'un facteur 9.

Parallèlement, le taux de couverture de la demande énergétique par des ressources nationales a chuté à 25% en 2030, alors qu'il atteindrait 15% dans le scénario de référence.

En outre, la valeur monétaire de l'intensité énergétique, traduite par le coefficient énergétique, enregistrera une hausse relativement acceptable sur la période 2000-2030, passant de 6,5% à 8,1%.

Par ailleurs, le poids des importations énergétique représentera dorénavant 6,6% du PIB à l'horizon 2030, contre seulement 1% en 2000. Ce poids est cependant beaucoup plus supportable que dans le cas du scénario de référence où il atteindrait 13,7%.





PARTIE 8

LES INDICATEURS D'ÉNERGIE DURABLE





8.1 Introduction

Comme déjà souligné dans le présent document, l'énergie est indéniablement un des facteurs déterminants du développement, dans la mesure où elle soutient la croissance des activités économiques, d'une part, et elle répond à l'augmentation des besoins en confort et en services, de la part de la population, consécutivement à l'amélioration de leur niveau de vie.

Toutefois, l'utilisation énergétique peut également devenir une contrainte au développement. Dans le contexte énergétique mondial actuel, par exemple, elle remet en question la durabilité de la croissance économique, et donc du développement. De même, l'utilisation effrénée des ressources énergétiques met en doute notre capacité à assurer le développement des générations futures. Enfin, les impacts environnementaux des utilisations énergétiques sont multiples, et les émissions de gaz à effet de serre, par exemple, peuvent, en déséquilibrant le climat de la planète, remettre en question, également, la durabilité à long terme de la vie sur la planète.

Afin de mieux comprendre et d'apprécier la durabilité de l'utilisation de l'énergie en Tunisie, il est donc nécessaire d'établir des indicateurs d'énergie durable, à suivre et « surveiller » annuellement. Ces indicateurs permettront de mieux comprendre l'évolution de la situation énergétique et de mesurer les progrès réalisés en matière de gestion de la problématique énergétique en Tunisie. Les indicateurs d'énergie durable peuvent également servir de repères comparatifs, et donc de « s'étalonner » par rapport à d'autres pays.

Les indicateurs d'énergie durable doivent, en plus des indicateurs habituels de suivi de la situation énergétique, répondre aux principaux paramètres de durabilité définis dans la première partie de ce document.

8.2 Expériences récentes d'identification d'indicateurs en Tunisie

8.2.1 Le système SIENE

L'ANME a mis en place, depuis plus de 15 ans, un Système d'Information Énergie-Environnement (SIENE) destiné à suivre un certain nombre d'indicateurs énergétiques, s'articulant essentiellement autour des intensités énergé-

tiques. Trente trois indicateurs sont définis par SIENE autour de cinq groupes d'intensités :

- 13 Intensités énergétiques du PIB (intensités d'énergie primaire, d'énergie finale, d'électricité, de gaz naturel, etc.).
- 8 Intensités énergétiques de la consommation privée des ménages.
- 4 Intensités énergétiques se rapportant au secteur des transports.
- 4 Intensités énergétiques se rapportant au secteur industriel.
- 4 Intensités énergétiques se rapportant au secteur tertiaire.

8.2.2 Indicateurs d'efficacité énergétique

Un travail réalisé entre 2005 et 2006, toujours par l'ANME,²⁵ a permis d'actualiser la base des indicateurs, en intégrant les développements les plus récents des connaissances dans ce domaine, et la montée des préoccupations liées à l'efficacité énergétique et à l'environnement. Celle-ci a, en effet, nécessité la définition d'indicateurs traduisant mieux les progrès réalisés dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Ce travail a développé deux groupes d'indicateurs: les indicateurs macro et les indicateurs sectoriels.

Les indicateurs énergétiques Macro comprennent:

- trois indicateurs clés: Intensité énergétique globale du PIB, Indice d'intensité énergétique globale du PIB à structure constante, et Indice Technico-économique agrégé d'efficacité énergétique.
- Les indicateurs d'interprétation de SIENE (exemple: intensité électrique, intensité gaz, etc.)

Les indicateurs énergétiques sectoriels comprennent:

- trois indicateurs clés (quatre pour l'industrie) pour chaque secteur: Intensité énergétique globale du secteur, intensité à structure constante (pour l'industrie), Indicateur Technico-économique agrégé sectoriel d'efficacité énergétique et effet de consommation unitaire agrégé du secteur.
- Les indicateurs sectoriels d'interprétation de SIENE, en plus de quelques indicateurs technico-économiques additionnels.

²⁵ Indicateurs d'efficacité énergétique pour la Tunisie. ANME/ALCOR-ENERDATA 2006.

Enfin, ce travail définit également des indicateurs environnementaux, exactement dans le même esprit que les indicateurs énergétiques, mais en remplaçant simplement le contenu énergétique par le contenu en carbone.

8.2.3 Indicateurs de maîtrise de l'énergie et d'atténuation des GES

Un travail réalisé en 2006 par l'ANME²⁶ et avec l'appui de l'ADEME, a permis d'analyser l'évolution d'une liste sélective d'indicateurs sur la période 1990-2003.

L'analyse s'est articulée autour d'indicateurs macro, d'une part, et d'indicateurs sectoriels, d'autre part.

Les indicateurs macro sélectionnés ont été les suivants:

- Intensité énergétique primaire.
- Intensité énergétique finale.
- Intensité finale combustibles.
- Intensité finale électricité.
- Indice d'efficacité énergétique.
- Intensité en CO₂.
- Rendement des centrales électriques.

L'étude note que les intensités énergétiques (primaire et finale) ont baissé de l'ordre de 1% en moyenne par an. En outre, le rendement des centrales électriques s'est significativement amélioré, sous le double effet de l'introduction des cycles combinés (Sousse 94 et Radès 2001), et de la domination écrasante du gaz naturel dans le bilan combustibles des centrales (98% en 2003, contre environ 70% en 1990).

La comparaison de l'intensité énergétique au niveau international montre que l'intensité primaire de la Tunisie se trouve au même niveau que le Portugal et à un niveau inférieur de celui de la Grèce. En ce qui concerne l'intensité finale, la Tunisie se trouve dans une situation intermédiaire entre la Grèce et le Portugal.

En ce qui concerne l'efficacité énergétique, l'étude note une baisse sensible de l'indice d'EE, reflétant une amélioration de l'EE de l'ordre de 20% sur la période 90-2003.

26 Les indicateurs de maîtrise de l'énergie et d'atténuation des GES en Tunisie pour la période 1990-2003. ANME-DEP/ADEME-ENERDATA, juin 2006.

Les indicateurs sélectionnés pour l'industrie ont été les suivants:

- Intensité énergétique du secteur industriel.
- Intensités énergétiques des principales branches industrielles (notamment Chimie, matériaux de construction; céramique et verre, industries Mécaniques et Électriques).
- Indice d'efficacité énergétique.

L'étude note que l'intensité énergétique de l'industrie a baissé de l'ordre de 2,3% en moyenne par an, ce qui représente une réduction cumulée de 23% entre 1990 et 2003, imputable aussi bien aux effets de structure qu'à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie.

Au niveau des branches industrielles, ce sont les industries chimiques et les IME qui auront réalisé les meilleures baisses de l'intensité énergétique (-6% en moyenne annuelle sur la période 95-2003 pour chacune de ces branches), suivies des IMCCV (-1% par an).

Il est intéressant de noter que les baisses de l'intensité se sont principalement réalisées sur la période 90-95, en particulier pour les industries chimiques (-10,4% par an entre 90 et 95, contre -2,2% pour la période 96-2003), et pour les IMCCV (-3% par an entre 90 et 95, contre -1% pour la période 96-2003).

L'étude note également que les changements de structure dans le secteur industriel n'auront contribué qu'à hauteur de 15% des baisses de l'intensité énergétique.

La comparaison de l'intensité énergétique au niveau international montre que l'intensité énergétique de l'industrie en Tunisie²⁷ se situe, encore une fois, à un niveau intermédiaire entre la Grèce et le Portugal, ce dernier ayant une intensité énergétique légèrement plus faible que le Tunisie.²⁸

En ce qui concerne l'efficacité énergétique, l'étude note une baisse très sensible de l'indice d'EE (-37%), reflétant une amélioration de l'EE du même ordre entre 1990 et 2003. Cette baisse est très largement supérieure à la Grèce (-13%) et au Portugal (-10%), et s'explique essentiellement par les actions d'économie d'énergie, les changements de procédés et le passage au gaz naturel.

27 Ajustée selon la Parité Pouvoir d'Achat (PPA).

28 Notons cependant que pour être parfaitement comparables, ces indicateurs doivent être ajustés aux mêmes structures industrielles.

Les indicateurs sélectionnés pour le résidentiel ont été les suivants:

- Consommation d'énergie par ménage.
- Coefficient budgétaire de l'énergie pour les ménages (poids des dépenses énergétiques dans le budget des ménages).
- Coût moyen de l'énergie pour les ménages.
- Consommation d'électricité par ménage.
- Consommation de combustibles par ménage.
- Taux d'électrification.
- Taux d'équipement en appareils électroménagers (Réfrigération, climatisation, télévision, etc...).
- Nombre de m2 de capteurs solaires par ménage.

Selon l'étude, la consommation privée des ménages aura enregistré une hausse de 4,4% par an sur la période 90-2003, alors que la consommation d'énergie finale aura progressé de 5,1% par an. Ainsi, à la faveur de cette croissance des dépenses énergétiques des ménages, le coefficient budgétaire de l'énergie serait passé de 2% à 3% sur la période. Cette hausse s'explique, à parts égales, par la croissance de la consommation par ménage (passant de 0,3 tep à 0,4 tep par an), et par renchérissement du coût moyen de la tep (300 DT/tep en 1990, contre 400 DT/tep en 2003).

D'après les résultats de l'étude, la consommation d'énergie par ménage a été entraînée à ce niveau par le doublement de la consommation annuelle d'électricité par ménage sur la période; 29 soit +5,4% de croissance annuelle moyenne. Comparativement, la consommation d'électricité des ménages représente cependant à peine 40% de celle du Portugal et le 1/3 de celle de la Grèce.

La répartition de la consommation d'énergie par usage traduit également une mutation socio-économique profonde. Ainsi, la cuisson ne représente plus que 38% des besoins énergétiques résidentiels en 2003, contre 50% en 1990. En contrepartie, la part du chauffage enregistre une hausse spectaculaire; passant de 14% à 24%, et celle des usages réfrigération et télévision réunis passant de 9% à 15%.

En ce qui concerne l'efficacité énergétique, l'étude note une baisse très sensible de l'indice d'EE (-37%), reflétant une amélioration de l'EE du même ordre entre 1990 et 2003. Cette baisse est très largement supérieure à la Grèce (-13%) et au Portugal (-10%), et s'explique essentiellement par les actions d'économie d'énergie, les changements de procédés et le passage au gaz naturel.

Les indicateurs sélectionnés pour le tertiaire ont été les suivants:

- Intensité énergétique du secteur tertiaire.
- Intensités d'électricité et de combustibles.
- Intensité de la branche hôtellerie.
- Consommation d'énergie par nuitée.
- Pénétration du chauffage solaire de l'eau.
- Consommation d'électricité par employé.

L'étude note que l'intensité énergétique du tertiaire a baissé de l'ordre de 1% en moyenne par an. Cette baisse est la résultante d'une baisse de l'intensité en combustibles (-2,4% par an) et d'une hausse de l'intensité électrique (+1,8% par an).

La branche hôtellerie, qui représente le 1/5ème de la consommation du secteur tertiaire en 2003, aura réalisé une hausse très significative de l'intensité énergétique (+3,5 en moyenne annuelle sur la période 95-2003), sous la double croissance des intensités électriques et de combustibles. Cette hausse s'explique par le saut qualitatif de la branche hôtelière en Tunisie, se traduisant notamment par l'augmentation des taux de climatisation.

Il est intéressant de noter que les baisses de l'intensité se sont principalement réalisées sur la période 90-95, en particulier pour les industries chimiques (-10,4% par an entre 90 et 95, conte -2,2% pour la période 96-2003), et pour les IMCCV (-3% par an entre 90 et 95, conte -1% pour la période 96-2003).

La comparaison de l'intensité énergétique au niveau international montre que l'intensité énergétique du tertiaire en Tunisie³⁰ se situe à un niveau un peu plus élevé que le Portugal et se trouve à un niveau assez supérieur à celui de la Grèce.

Les indicateurs sélectionnés pour le transport ont été les suivants:

- Intensité énergétique du secteur transport (rapportée au PIB total).
- Indice d'efficacité énergétique.

L'étude note que l'intensité énergétique du transport a baissé de seulement 1% en moyenne par an.

29 Passant de 621 kWh/an à 1229 kWh/an de 1990 à 2003.

La comparaison internationale de l'intensité énergétique du transport en Tunisie montre qu'en raison de taux de motorisation plus faibles des ménages tunisiens, celle-ci est inférieure de 40% et de 15% respectivement par rapport à la Grèce et au Portugal.

8.3 Expériences récentes d'identification d'indicateurs au niveau international

Dans son rapport sur le Développement Durable,³¹ l'AIEA a défini une liste d'indicateurs énergétiques, utilisés comme outils pour renseigner sur le caractère durable des pratiques énergétiques en vigueur dans un pays. Comme déjà mentionné au début du présent rapport, l'AIEA a réalisé un travail de synthèse, fédérant les efforts de plusieurs organisme ayant déjà travaillé dans le développement d'indicateurs énergétiques (UNCSD, AIE), ou s'impliquant de plus en plus dans le concept du développement durable (Eurostat, Agence Européenne de l'environnement).

Les indicateurs énergétiques sont des outils essentiels pour communiquer les préoccupations énergétiques se rapportant au développement durable, aux décideurs et au public, et pour favoriser le dialogue. Chacune des familles d'indicateurs, s'articulant autour des quatre dimensions du développement durable identifiées dans le rapport, exprimera des aspects ou des impacts de l'utilisation de l'énergie, traduisant le caractère durable ou pas du profil énergétique adopté.

Toutefois, une valeur donnée pour un indicateur peut exprimer une réalité différente d'un pays à l'autre. L'interprétation d'un indicateur dépendra largement de l'état de développement du pays, la structure de son économie, ses caractéristiques géographiques, ses ressources énergétiques nationales, etc...

Il n'est donc pas aisé de faire des comparaisons pertinentes d'indicateurs donnés, pour un groupe de pays. En effet, un pays disposant par exemple de ressources hydrauliques importantes, aurait une intensité énergétique globale plus faible qu'un autre pays dont le système électrique est essentiellement basé sur la production thermique. Cependant, cela ne signifie pas pour autant que le premier pays est plus performant que le second, sur le plan énergétique. De

30 Ajustée selon la Parité Pouvoir d'Achat (PPA).

31 Energy Indicators for Sustainable Energy Development: Guidelines and Methodologies. International Atomic Energy Agency-United Nations-International energy Agency-EUROS-TAT-European Environment Agency

même, un pays à forte structure industrielle aurait une intensité énergétique plus élevée qu'un autre; plus spécialisé dans le tertiaire, mais ceci ne signifie pas que l'énergie est utilisée de manière plus efficace dans le second pays.

A l'inverse, les comparaisons temporelles des indicateurs dans un même pays donnent des indications très pertinentes aux planificateurs de l'énergie, sur l'évolution de la situation énergétique d'un pays, et en particulier par rapport aux progrès réalisés sur la voie de la durabilité.

Un pays devra choisir les indicateurs qui sont les plus pertinents compte tenu de ses conditions propres, et fixer des niveaux d'indicateurs reflétant le mieux sa perception de la durabilité.

L'AIEA a développé les indicateurs de développement durable, en rapport à l'utilisation de l'énergie, autour des trois dimensions essentielles: sociale, économique et environnementale. Chaque famille d'indicateurs a été développée par rapport à un thème et un sous thème. Il en a résulté une liste de 30 indicateurs (ou groupe d'indicateurs); dont:

- 4 indicateurs sociaux
- 9 indicateurs économiques
- 10 indicateurs environnementaux

8.4 Les indicateurs sociaux

Ils ont été développés autour des thèmes équité et santé. Le thème équité comprend 3 indicateurs:

- Un indicateur d'accessibilité: exemple. Proportion de ménages non raccordés à l'électricité, ou n'ayant pas accès aux énergies commerciales pour la cuisson des aliments.
- Un indicateur «pouvoir de se payer ou s'offrir une énergie donnée» (affordability en anglais): exemple. Part des dépenses énergétiques dans le revenu du ménage.
- Un indicateur de disparités: exemple. Consommation d'énergie ou structure de la consommation par énergie pour chaque niveau de revenu.

Le thème santé comprend un seul indicateur «sécurité» traduit, par exemple, sous forme de nombre d'accidents par filières, etc...

8.5 Les indicateurs économiques

Ils ont été développés autour des thèmes «profil d'utilisation et de production» et «sécurité».

- Le thème «profil d'utilisation et de production» comprend 14 indicateurs
- Un indicateur utilisation globale: exemple; Consommation d'énergie par tête.
- Un indicateur de rendement global: exemple; Intensité énergétique.
- Un indicateur rendement de l'offre: exemple; rendement de conversion et de distribution de l'énergie.
- Deux indicateurs de production: exemple; ratio réserves prouvées récupérables sur production, et ratio ressources totales estimées sur production.
- Cinq indicateurs d'utilisation finale: exemple; intensités énergétiques dans les cinq principaux secteurs: industrie, tertiaire, transport (ex. utilisation énergétique par passager-km), agriculture et résidentiel (ex. consommation d'énergie par ménage).
- Trois indicateurs de diversification énergétique: exemple; structure de la consommation totale par combustible (et structure de la production d'électricité par combustible), part des énergies sans composante carbone (ex. nucléaire), part des énergies renouvelables.
- Un indicateur prix: exemple; prix des différentes formes d'énergie.

Le thème sécurité comprend deux indicateurs traduisant le taux de dépense énergétique vis-à-vis des importations, et les niveaux de stock de sécurité des principaux combustibles.

8.6 Les indicateurs environnementaux

Ils ont été développés autour des thèmes Atmosphère, eau et sols.

Le thème «Atmosphère» comprend 3 indicateurs :

- Un indicateur se rapportant au changement climatique: exemple; émissions de GES par unité de PIB ou par tête.
- Deux indicateurs de qualité de l'air: concentration de polluants dans l'air en milieu urbain, et émissions de polluants.

Le thème «eau» comprend un seul indicateur qualité de l'eau: exemple; rejets d'effluents liquides provenant des usages énergétiques, dans les milieux hydriques.

Le thème «sols» comprend six indicateurs :

- Un indicateur qualité des sols: exemple; sols atteints par une acidification excessive.
- Un indicateur forestier: exemple; taux de déforestation imputable à l'utilisation du bois-énergie.
- Quatre indicateurs déchets solides: exemple; ratio déchets solides générés sur énergie produite, ratio déchets solides proprement mis en décharge sur déchets solides générés, ratio déchets radioactifs solides sur énergie produite, et ratio déchets radioactifs solides en attente de traitement et mise en décharge sur total déchets radioactifs solides générés.

8.7 Les indicateurs comme outil d'évaluation des progrès réalisés

Certains indicateurs traduisent les progrès réalisés par le pays dans le domaine de l'énergie. Ils mesurent clairement ce qui souhaitable de ce qui ne l'est pas. La majorité des indicateurs sociaux et environnementaux tombent sous cette catégorie (ex. accidents, polluants, taux de déforestation imputable à l'énergie).

Certains autres indicateurs ne reflètent pas nécessairement le caractère «souhaitable ou pas», de la situation que l'indicateur traduit. Par exemple, une dépendance énergétique accrue ne signifie pas nécessairement que le pays court à la catastrophe. Pour beaucoup de pays non dotés de ressources (ex. Japon), la dépendance énergétique a toujours été totale, ce qui ne les a pas empêchés d'évoluer.

De même, la hausse de l'indicateur coefficient énergétique au sein des ménages ne signifie pas que la durabilité du développement d'un pays soit en cause. En effet, le passage à des énergies plus propre (ex. le pétrole à la place du bois de feu, ou le GPL à la place du pétrole lampant), entraîne généralement une augmentation des coefficients budgétaires, mais reflète en réalité une amélioration du niveau de vie de la population, qui profite justement des retombées du développement.

D'autres indicateurs ne sont pas conçus pour distinguer entre le «bon ou mauvais», mais fournissent plutôt des indications sur un aspect particulier de l'utilisation de l'énergie. La majorité des indicateurs économiques tombent sous cette catégorie. Tel est le cas, par exemple, de la consommation d'énergie par tête ou de l'efficacité de la conversion et de la distribution de l'énergie.

Globalement, cependant, les indicateurs regroupés ensemble et bien insérés dans leur contexte, peuvent donner une bonne image du système énergétique d'un pays, et de sa dynamique dans le temps. Ils donnent de bons repères aux décideurs sur les progrès réalisés et sur les changements opérés.

Enfin, l'utilisation des indicateurs peut aider à mieux appréhender ou du moins à rester «concerné» par les effets/coûts externes qui sont généralement difficiles à quantifier et donc à internaliser; tels les dommages environnementaux, sur la santé; voire sur la valeur des propriétés (par exemple un bien immeuble à proximité d'une raffinerie, un terrain agricole à côté d'une centrale thermique, etc.). Une évolution négative de certains indicateurs peut notamment susciter des actions correctives (ex. pénalités aux émetteurs, subventions: dédommagements aux acteurs affectés, réhabilitations, etc.) de la part de l'Etat.

8.8 Indicateurs envisageables dans une optique tunisienne de l'énergie durable

L'identification de la liste d'indicateurs les plus appropriés, pour refléter le développement durable dans le contexte énergétique et de développement tunisiens, bâtira sur les expériences nationales et internationales décrites ci-dessus.

Toutefois, Ce document introduira quelques spécificités, du fait de l'objet même du présent travail, et aura une approche plus exhaustive, afin d'offrir un panel de choix le plus large possible au groupe de pilotage de l'opération, et surtout de s'ouvrir sur des indicateurs reflétant les résultats de la politique de maîtrise de l'énergie de l'état.

Le choix ultime se fera finalement dans le cadre du document du «guide énergie durable», qui constituera une version synthétique et expurgée du présent document, et qui sera utilisée d'une manière extensive.

Dans le présent travail, 94 indicateurs de durabilité s'articulant autour de trois principales dimensions :

- Dimension sociale: 18 indicateurs d'accessibilité à l'énergie.
- Dimension économique: 60 indicateurs s'articulant autour de trois thèmes.

- 8 indicateurs globaux de suivi de la situation énergétique.
- indicateurs d'équilibres énergétiques.
- 34 indicateurs de maîtrise de l'énergie.
- Dimension environnementale: 16 indicateurs.

8.8.1 Dimension sociale: Accessibilité à l'énergie

Ces indicateurs permettent de répondre à la question : est-ce que tous les citoyens, toutes les entreprises ont un accès facile et égal à toutes les formes d'énergie ?

Dix huit (18) principaux indicateurs pourront faire partie de cette composante :

Consommation d'énergie primaire conventionnelle par tête, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire sur la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant.

Croissance annuelle de la consommation d'énergie primaire conventionnelle par tête, exprimée en (%).

Consommation d'énergie finale du secteur résidentiel par tête, calculée par le ratio consommation d'énergie du résidentiel sur la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant.

Croissance annuelle de la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel par tête, exprimée en (%).

Taux d'électrification rurale calculé par le ratio nombre de ménages électrifiés par nombre total de ménages ruraux. Cet indicateur est exprimé en (%)

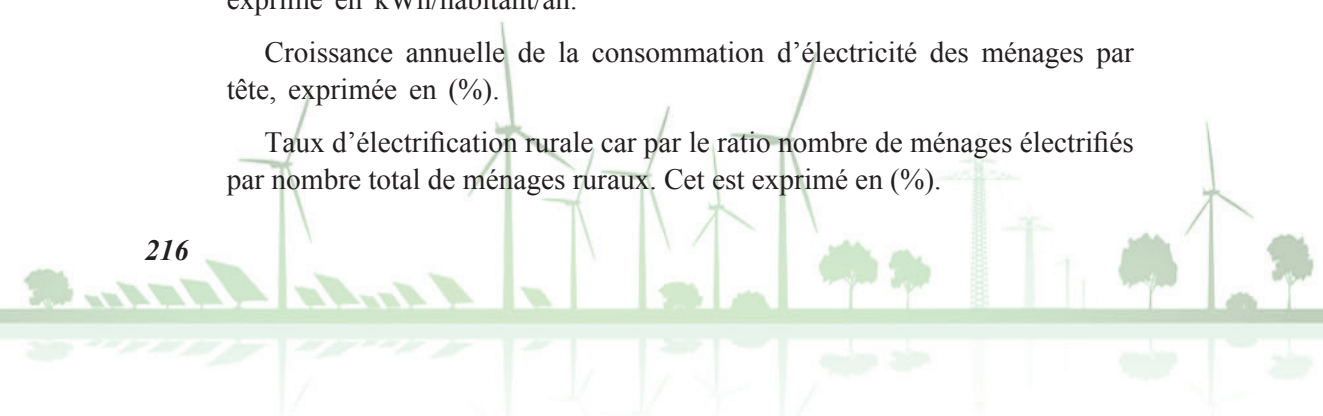
Consommation d'électricité par tête, calculée par le ratio consommation nationale d'électricité par la population. Cet indicateur est exprimé en kWh/habitant/an.

Croissance annuelle de la consommation d'électricité par tête, exprimée en (%).

Consommation d'électricité des ménages par tête, calculée par le ratio consommation d'électricité basse tension par la population. Cet indicateur est exprimé en kWh/habitant/an.

Croissance annuelle de la consommation d'électricité des ménages par tête, exprimée en (%).

Taux d'électrification rurale car par le ratio nombre de ménages électrifiés par nombre total de ménages ruraux. Cet est exprimé en (%).



Consommation de gaz naturel par tête, calculée par le ratio consommation nationale de gaz par la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant/an.

Croissance annuelle de la consommation de gaz par tête, exprimée en (%).

Consommation de gaz des ménages par tête, calculée par le ratio consommation de gaz des ménages par la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant/an.

Croissance annuelle de la consommation de gaz des ménages par tête, exprimée en (%).

Coefficient budgétaire de la consommation d'énergie des ménages, calculé par le ratio dépenses énergétiques sur budget ou revenu des ménages, et exprimé en (%).

Coefficient budgétaire de la consommation d'énergie des ménages urbains, calculé par le ratio dépenses énergétiques sur budget ou revenu des ménages urbains, et exprimé en (%).

Coefficient budgétaire de la consommation d'énergie des ménages ruraux, calculé par le ratio dépenses énergétiques sur budget ou revenu des ménages ruraux, et exprimé en (%).

Coût moyen de la tep d'énergie utilisée par les ménages.

8.8.2 Dimension économique

Indicateurs globaux de suivi de la situation énergétique

Ces indicateurs permettent principalement de répondre aux questions suivantes: que consomme t'on et combien consomme t'on? En réalité, il ne s'agit pas de vrais indicateurs; mais plutôt de données énergétiques permettant le calcul d'autres indicateurs.

- Huit (8) principaux indicateurs (ou données) pourront faire partie de cette composante.
- Consommation nationale d'énergie primaire, telle qu'elle ressort du bilan énergétique, exprimée en tep.
- Croissance annuelle de la consommation nationale d'énergie primaire, exprimée en (%).
- Consommation nationale d'énergie finale, telle qu'elle ressort du bilan énergétique, exprimée en tep.
- Croissance annuelle de la consommation nationale d'énergie finale, exprimée en (%).

- Consommation nationale d'électricité exprimée en GWh.
- Croissance annuelle de la consommation nationale d'électricité, exprimée en (%).
- Consommation nationale de gaz naturel, exprimée en tep.
- Croissance annuelle de la consommation nationale de gaz naturel, exprimée en (%).

8.8.3 Indicateurs d'équilibres énergétiques

Ces indicateurs permettent de répondre à la question : consomme-t-on l'énergie de manière équilibrée ?

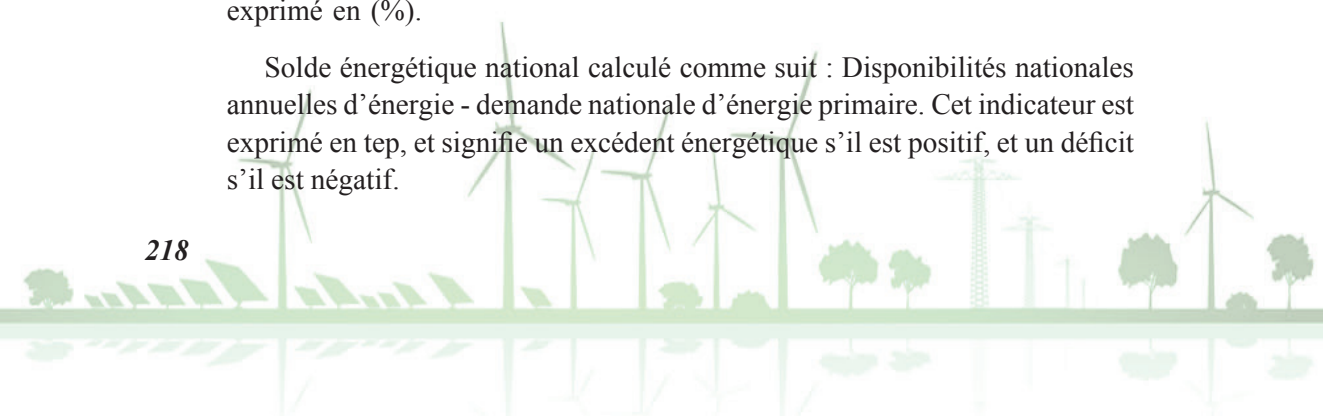
En effet, aujourd'hui, il est important de se préoccuper de la préservation des équilibres énergétiques du pays et autres budgétaires, en se basant sur onze (18) indicateurs :

- Production nationale annuelle d'énergie, exprimée en tep.
- Production nationale annuelle d'énergie, exprimée en millions de dinars.
- Disponibilités nationales annuelles d'énergie, incluant la redevance gaz, exprimées en tep.
- Disponibilités nationales annuelles d'énergie, incluant la redevance gaz, exprimées en millions dinars.

Taux de couverture de la demande nationale d'énergie primaire par les disponibilités nationales d'énergie. Cet indicateur est représenté par le ratio disponibilités nationales d'énergie sur demande nationale d'énergie primaire en tep, traduisant le taux d'indépendance énergétique. Cet indicateur est exprimé en (%).

Taux de couverture de la demande nationale d'énergie primaire par les disponibilités nationales d'énergie. Cet indicateur est représenté par le ratio disponibilités nationales d'énergie sur demande nationale d'énergie primaire en dinars, traduisant le taux d'indépendance énergétique. Cet indicateur est exprimé en (%).

Solde énergétique national calculé comme suit : Disponibilités nationales annuelles d'énergie - demande nationale d'énergie primaire. Cet indicateur est exprimé en tep, et signifie un excédent énergétique s'il est positif, et un déficit s'il est négatif.



Solde énergétique national calculé comme suit : Disponibilités nationales annuelles d'énergie - demande nationale d'énergie primaire. Cet indicateur est exprimé en dinars, et signifie un excédent énergétique s'il est positif, et un déficit s'il est négatif.

Ratio de solde énergétique calculé sur la base du rapport du solde énergétique, exprimé en dinars sur le PIB. Cet indicateur est exprimé en (%).

Total de la compensation de l'énergie par le budget de l'Etat, exprimé en dinars.

Prix moyen de vente de l'énergie au niveau national, exprimé en dinars.

Prix moyen de vente de l'énergie au secteur industriel, exprimé en dinars.

Prix moyen de vente de l'énergie au secteur tertiaire, exprimé en dinars.

Prix moyen de vente des combustibles au secteur transport, exprimé en dinars.

Vérité des prix: ratio prix moyen de vente de l'énergie au niveau national sur le prix moyen combiné du pétrole et du gaz (pondéré selon la structure d'utilisation dans le pays) sur le marché international. Cet indicateur sera exprimé en %.

Coefficient budgétaire national calculé par le ratio Dépenses énergétiques nationales/PIB. Cet indicateur est exprimé en (%).

Coefficient budgétaire de l'industrie calculé par le ratio Dépenses énergétiques de l'industrie/VA de l'industrie. Cet indicateur est exprimé en (%).

Coefficient budgétaire du tertiaire calculé par le ratio Dépenses énergétiques du tertiaire/VA du tertiaire. Cet indicateur est exprimé en (%).

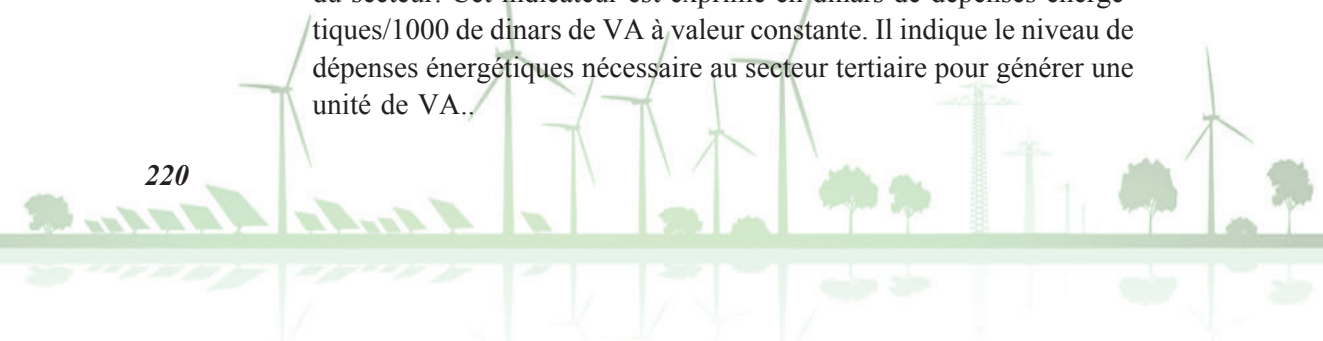
8.8.4 Indicateurs d'efficacité et de maîtrise de l'énergie

Ces indicateurs permettent de répondre aux questions suivantes : comment consommer l'énergie ? Se fait-elle de manière efficace ? Qu'en est-il de la diversification énergétique ? Fait-on un recours de plus en plus intensif aux énergies renouvelables ?

Trente quatre (34) principaux indicateurs pourront faire partie de cette composante :

- Intensité énergétique nationale, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire sur PIB. Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de PIB à valeur constante.

- Intensité énergétique nationale monétaire, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire en dinars sur PIB. Cet indicateur est exprimé en dinars de dépenses énergétiques/1000 de dinars de PIB à valeur constante. Il indique le niveau de dépenses énergétiques nécessaire au niveau national pour générer une unité de PIB.
- Intensité énergétique nationale, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire sur PIB, en considérant une structure sectorielle constante de la formation du PIB.
- Cet indicateur, exprime d'une manière plus fiable l'évolution réelle de l'efficacité énergétique puisqu'il fige les impacts liés aux changements de structure de l'économie. Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de PIB à valeur constante.
- Intensité énergétique du secteur industriel, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur industriel (hors production d'électricité) sur valeur ajoutée du secteur industriel (VA). Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de VA à valeur constante.
- Intensité énergétique nationale monétaire, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur industriel en dinars sur la VA du secteur. Cet indicateur est exprimé en dinars de dépenses énergétiques/1000 de dinars de VA à valeur constante. Il indique le niveau de dépenses énergétiques nécessaire au secteur industriel pour générer une unité de PIB.
- Intensité énergétique du secteur industriel, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur industriel sur sa VA, en considérant une structure constante de la formation de la VA de l'industrie selon les branches qui le constituent. Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de VA de l'industrie à valeur constante.
- Intensité énergétique du secteur tertiaire, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur tertiaire sur valeur ajoutée du secteur tertiaire (VA). Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de VA à valeur constante.
- Intensité énergétique nationale monétaire, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur tertiaire en dinars sur la VA du secteur. Cet indicateur est exprimé en dinars de dépenses énergétiques/1000 de dinars de VA à valeur constante. Il indique le niveau de dépenses énergétiques nécessaire au secteur tertiaire pour générer une unité de VA.



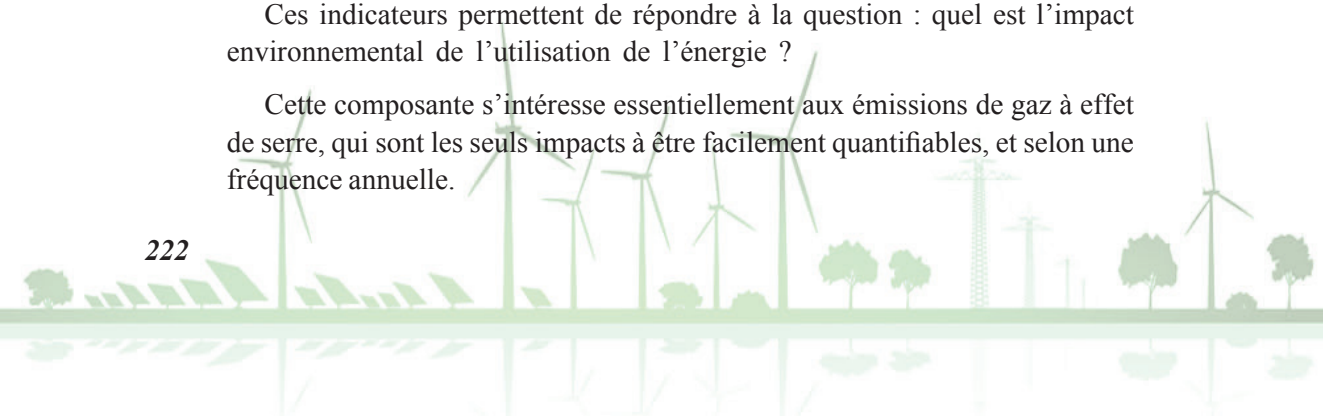
- Ratio énergie finale sur énergie primaire. Cet indicateur permet d'apprécier l'efficacité de passage de l'énergie primaire à l'énergie finale. Il est exprimé en (%).
- Consommation spécifique de l'électricité bornes centrales, calculée par le ratio : combustibles consommés pour la production d'électricité sur l'électricité produite par les centrales électrique. Cet indicateur est exprimé en tep PCI / GWh.
- Consommation spécifique de l'électricité livrée aux consommateurs, calculée par le ratio : combustibles consommés pour la production d'électricité sur l'électricité livrée effectivement aux consommateurs exprimée. Cet indicateur est exprimé en tep / en GWh.
- Taux de pertes du réseau de transport et de distribution d'électricité, calculée par le ratio : Électricité livrée effectivement aux consommateurs sur l'électricité produite aux bornes centrales. Cet indicateur est exprimé en GWh.
- Intensités énergétiques des principales branches industrielles (IAA, ITHC, IME, IC et Mines, IMCCV, ID), calculée par le ratio : énergie finale consommée par branche sur VA des branches. Cet indicateur est exprimé en tep par 1000 DT constants de VA.
- Consommation spécifique du secteur cimentier, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur cimentier sur production annuelle de ciment (ou de Clinker). Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.
- Consommation spécifique du secteur papier, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur papier sur production annuelle de pâtes à papier. Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.
- Consommation spécifique du secteur sucre, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur sucre sur production annuelle de sucre. Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.
- Consommation spécifique du secteur verre, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur verre sur production annuelle de verre. Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.
- Part du gaz naturel dans la consommation nationale d'énergie primaire en (%).
- Part du gaz naturel dans la consommation nationale d'énergie finale en (%).

- Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie finale de l'industrie en (%).
- Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie finale du tertiaire en (%).
- Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie finale du résidentiel en (%).
- Production d'énergie à partir d'énergie renouvelable, exprimée en tep.
- Part des énergies renouvelables dans la consommation nationale d'énergie primaire en (%).
- Part des énergies renouvelables dans la consommation nationale d'énergie finale en (%).
- Part de la puissance installée en énergies renouvelables dans le parc national total de production d'électricité en (%).
- Part de l'éolien dans la production nationale d'électricité en (%).
- Part de l'éolien dans le parc électrique national en (%).
- Marché annuel de chauffe-eau solaires exprimé en m2 de capteurs solaires commercialisés.
- Parc de chauffe-eau solaires exprimé en m2 de capteurs solaires utilisés.
- Marché de chauffe-eau solaires exprimé en nombre de systèmes commercialisés en milieu résidentiel.
- Parc de chauffe-eau solaires exprimé en nombre de systèmes utilisés en milieu résidentiel.
- Taux de ménages utilisateurs de chauffe-eau solaires, calculé par le ratio : nombre de ménages équipés sur nombre total de ménages. Cet indicateur est exprimé en (%).
- Part de la puissance installée en cogénération dans le parc national total de production d'électricité en (%).

8.8.5 Indicateurs environnementaux

Ces indicateurs permettent de répondre à la question : quel est l'impact environnemental de l'utilisation de l'énergie ?

Cette composante s'intéresse essentiellement aux émissions de gaz à effet de serre, qui sont les seuls impacts à être facilement quantifiables, et selon une fréquence annuelle.



Seize (16) principaux indicateurs pourront faire partie de cette composante :

- Émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à l'énergie, exprimées en tonnes-équivalent CO_2 (t CO_2).
- Émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes-équivalent t CO_2 .
- Croissance annuelle des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique, exprimée en (%).
- Émissions de gaz à effet de serre imputables à l'énergie par habitant, exprimées en tonnes-équivalent CO_2 (t CO_2).
- Émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique par habitant, exprimées en tonnes-équivalent t CO_2 .
- Intensité des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à l'énergie, exprimées en tonnes-équivalent t CO_2 par 1000 DT de PIB.
- Intensité des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes-équivalent t CO_2 par 1000 DT de PIB.
- Émissions nationales de CO imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes.
- Émissions nationales de NOx imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes.
- Émissions nationales de COVNM imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes.
- Émissions nationales de SO₂ imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes.
- Intensité en GES du secteur industriel, calculée par le ratio émission de GES du secteur industriel sur sa VA. Cet indicateur est exprimé en t CO_2 /1000 de dinars de VA de l'industrie à valeur constante.
- Intensité en GES du secteur tertiaire, calculée par le ratio émission de GES du secteur tertiaire sur sa VA. Cet indicateur est exprimé en t CO_2 /1000 de dinars de VA du tertiaire à valeur constante.

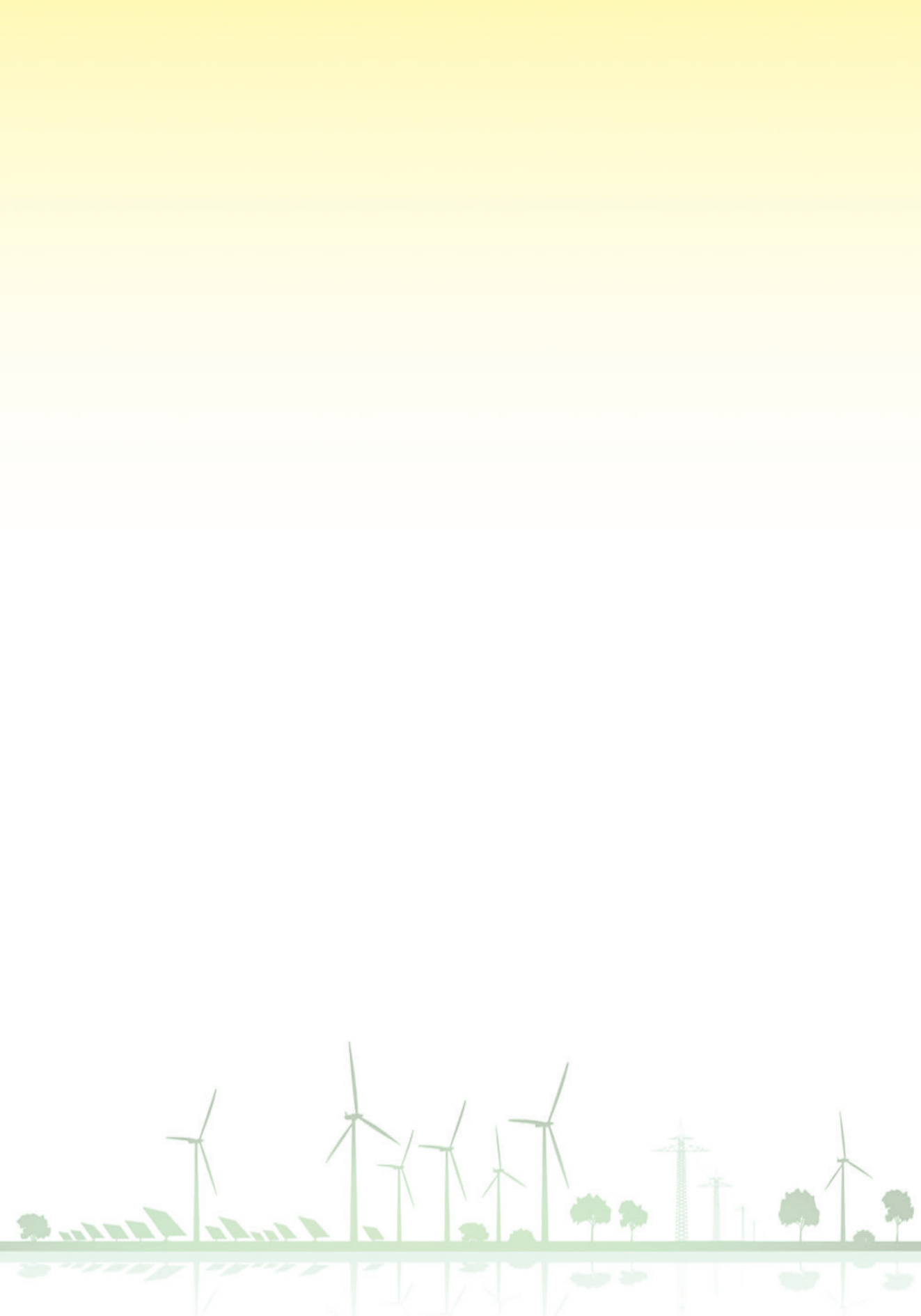
- Intensité de GES d'une tep d'énergie primaire consommée, calculée par le rapport des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique sur la consommation primaire nationale d'énergie. Cet indicateur est exprimé en tCO_2/tep .
- Intensité de GES de la production d'électricité bornes centrales, calculée par le ratio émissions de GES imputables à la production d'électricité sur l'électricité produite par les centrales électrique. Cet indicateur est exprimé en tCO_2/GWh .
- Intensité de GES de l'électricité livrée aux consommateurs, calculée par le ratio : émissions de GES imputables à la production d'électricité sur l'électricité livrée effectivement aux consommateurs. Cet indicateur est exprimé en tCO_2/GWh .



PARTIE 9

COMMENTAIRES SUR LES INDICATEURS D'ENERGIE DURABLE





L'approche présentée dans la partie 9 du présent rapport est élaborée conformément aux standards et recommandations de l'AIEA pour la partie méthodologie et approche globale. Cependant, et afin de tenir compte de certaines spécificités de la Tunisie, des indicateurs spécifiques ont été défini dans l'étude. Ces indicateurs spécifique concernent notamment:

- Le taux d'électrification e milieu rural et urbain.
- Le raccordement au réseau de gaz naturel et l'évolution de la consommation.
- Ratios entre les dépenses énergétiques par ménage et le revenu.
- Part du gaz dans la production électrique.
- Taux d'équipement en chauffe-eau solaires Etc.

Les deux tableaux suivants montrent la listes d'indicateurs recommandés par l'AIEA et celle élaborée dans la version 2005 du rapport.

Tableau 44: indicateurs énergétiques du développement durable AIEA³²

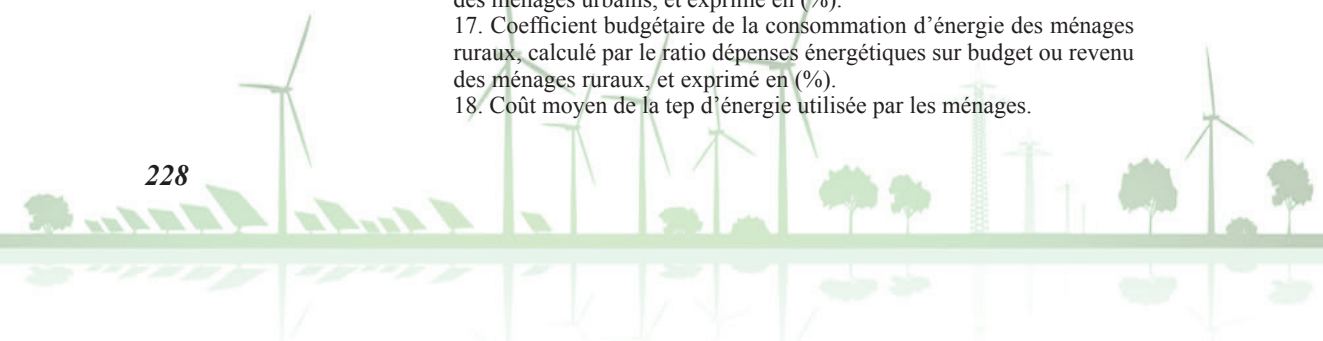
Dimension		(IEDD (AIEA
Sociale	Équité	SOC 1: Accessibilité SOC 2: Accessibilité économique SOC 3: Disparité
	Santé	SOC 4: Sécurité
Économique	Modes d'utilisation et de production	ECO 1: Utilisation globale ECO 2: Productivité globale ECO 3: Efficacité des approvisionnements ECO 4: Réserve/production ECO 5: Ressources/production ECO 6: Intensité énergétique industrie ECO 7: Intensité énergétique agriculture ECO 8: Intensité énergétique des services ECO 9: Intensité énergétique des ménages ECO 10: Intensité énergétique des transports ECO 11: Diversification des combustibles (Mix) ECO 12: Part des énergies non carburées ECO 13: Part des énergies renouvelables ECO 14: Prix énergie finale
	Sécurité	ECO 15: Dépendance énergétique ECO 16: Stocks critiques
Dimension environnementale	Atmosphère	ENV 1: Émissions GES par habitant et unité PIB ENV 2: Concentration polluants zones urbaines ENV 3: Émissions polluants atmosphériques
	Eau	ENV 4: Rejets contaminant dans les affluents liquides
	Sol	ENV 5: charges critique dans les superficies affectées ENV 6: taux de déforestation ENV 7: Déchets solides/unité d'énergie ENV 8: Déchets solides traités/déchets solide total ENV 9: Déchets solides radioactif/unité énergie produite ENV 10: Déchets solides radioactif en attente traitement/déchets solides radioactif produits.

32) Indicateurs énergétiques du développement durable : Lignes Directrices et méthodologies (AIEA) 2008

Cette liste d'indicateurs contient trente indicateurs réparti par dimension, thème et sous thème. Le rapport de l'AIEA «INDICATEURS ÉNERGÉTIQUES DU DÉVELOPPEMENT DURABLE:LIGNES DIRECTRICES ET MÉTHODOLOGIES « propose une fiche méthodologique pour chaque indicateur».

Tableau 45: Indicateurs énergétiques du développement durable proposés dans le rapport 2005

Dimension	IEDD Rapport 2005
Social	<ol style="list-style-type: none"> 1. Consommation d'énergie primaire conventionnelle par tête, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire sur la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant. 2. Croissance annuelle de la consommation d'énergie primaire conventionnelle par tête, exprimée en (%). 3. Consommation d'énergie finale du secteur résidentiel par tête, calculée par le ratio consommation d'énergie du résidentiel sur la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant. 4. Croissance annuelle de la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel par tête, exprimée en (%). 5. Taux d'électrification rurale calculé par le ratio nombre de ménages électrifiés par nombre total de ménages ruraux. Cet indicateur est exprimé en (%). 6. Consommation d'électricité par tête, calculée par le ratio consommation nationale d'électricité par la population. Cet indicateur est exprimé en kWh/habitant/an. 7. Croissance annuelle de la consommation d'électricité par tête, exprimée en (%). 8. Consommation d'électricité des ménages par tête, calculée par le ratio consommation Sociale d'électricité basse tension par la population. Cet indicateur est exprimé en kWh/habitant/an. 9. Croissance annuelle de la consommation d'électricité des ménages par tête, exprimée en (%). 10. Taux d'électrification rurale par le ratio nombre de ménages électrifiés par nombre total de ménages ruraux. Cet est exprimé en (%) 11. Consommation de gaz naturel par tête, calculée par le ratio consommation nationale de gaz par la population. Cet indicateur est exprimé en tep/habitant/an. 12. Croissance annuelle de la consommation de gaz par tête, exprimée en (%). 13. Consommation de gaz des ménages par tête, calculée par le ratio consommation de gaz des ménages par la population. Cet indicateur est exprimé en tep/hab tant/an. 14. Croissance annuelle de la consommation de gaz des ménages par tête, exprimée en (%). 15. Coefficient budgétaire de la consommation d'énergie des ménages, calculé par le ratio dépenses énergétiques sur budget ou revenu des ménages, et exprimé en (%). 16. Coefficient budgétaire de la consommation d'énergie des ménages urbains, calculé par le ratio dépenses énergétiques sur budget ou revenu des ménages urbains, et exprimé en (%). 17. Coefficient budgétaire de la consommation d'énergie des ménages ruraux, calculé par le ratio dépenses énergétiques sur budget ou revenu des ménages ruraux, et exprimé en (%). 18. Coût moyen de la tep d'énergie utilisée par les ménages.



Économique	<p>Indicateurs Globaux de suivi de la situation énergétique</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Consommation nationale d'énergie primaire, telle qu'elle ressort du bilan énergétique, exprimée en tep. 2. Croissance annuelle de la consommation nationale d'énergie primaire, exprimée en (%). 3. Consommation nationale d'énergie finale, telle qu'elle ressort du bilan énergétique, de exprimée en tep. 4. Croissance annuelle de la consommation nationale d'énergie finale, exprimée en (%). 5. Consommation nationale d'électricité exprimée en GWh. 6. Croissance annuelle de la consommation nationale d'électricité, exprimée en (%). 7. Consommation nationale de gaz naturel, exprimée en tep. 8. Croissance annuelle de la consommation nationale de gaz naturel, exprimée en (%).
Économique	<p>Indicateurs d'Equilibres énergétiques</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Production nationale annuelle d'énergie, exprimée en tep. 2. Production nationale annuelle d'énergie, exprimée en millions de dinars. 3. Disponibilités nationales annuelles d'énergie, incluant la redevance gaz, exprimées en tep. 4. Disponibilités nationales annuelles d'énergie, incluant la redevance gaz, exprimées en millions dinars. 5. Taux de couverture de la demande nationale d'énergie primaire par les disponibilités nationales d'énergie. Cet indicateur est représenté par le ratio disponibilités nationales d'énergie sur demande nationale d'énergie primaire en tep, traduisant le taux d'indépendance énergétique. Cet indicateur est exprimé en (%). 6. Taux de couverture de la demande nationale d'énergie primaire par les disponibilités nationales d'énergie. Cet indicateur est représenté par le ratio disponibilités nationales d'énergie sur demande nationale d'énergie primaire en dinars, traduisant le taux d'indépendance énergétique. Cet indicateur est exprimé en (%). 7. Solde énergétique national calculé comme suit : Disponibilités nationales annuelles d'équibres d'énergie - demande nationale d'énergie primaire. Cet indicateur est exprimé en tep, et énergétiques signifie un excédent énergétique s'il est positif, et un déficit s'il est négatif. 8. Solde énergétique national calculé comme suit : Disponibilités nationales annuelles, d'énergie - demande nationale d'énergie primaire. Cet indicateur est exprimé en dinars, et signifie un excédent énergétique s'il est positif, et un déficit s'il est négatif. 9. Ratio de solde énergétique calculé sur la base du rapport du solde énergétique, exprimé en dinars sur le PIB. Cet indicateur est exprimé en (%). 10. Total de la compensation de l'énergie par le budget de l'Etat, exprimé en dinars. 11. Prix moyen de vente de l'énergie au niveau national, exprimé en dinars. 12. Prix moyen de vente de l'énergie au secteur industriel, exprimé en dinars. 13. Prix moyen de vente de l'énergie au secteur tertiaire, exprimé en dinars. 14. Prix moyen de vente des combustibles au secteur transport, exprimé en dinars.

15. Vérité des prix: ratio prix moyen de vente de l'énergie au niveau national sur le prix moyen combiné du pétrole et du gaz (pondéré selon la structure d'utilisation dans le pays) sur le marché international. Cet indicateur sera exprimé en %.

16. Coefficient budgétaire national calculé par le ratio Dépenses énergétiques nationales/PIB. Cet indicateur est exprimé en (%)

17. Coefficient budgétaire de l'industrie calculé par le ratio Dépenses énergétiques de l'industrie/VA de l'industrie. Cet indicateur est exprimé en (%)

18. Coefficient budgétaire du tertiaire calculé par le ratio Dépenses énergétiques du tertiaire/VA du tertiaire. Cet indicateur est exprimé en (%)

1. Intensité énergétique nationale, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie Économique primaire sur PIB. Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de PIB à valeur constante.

2. Intensité énergétique nationale monétaire, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire en dinars sur PIB. Cet indicateur est exprimé en dinars de dépenses énergétiques/1000 de dinars de PIB à valeur constante. Il indique le niveau de dépenses énergétiques nécessaire au niveau national pour générer une unité de PIB.

3. Intensité énergétique nationale, calculée par le ratio consommation nationale d'énergie primaire sur PIB, en considérant une structure sectorielle constante de la formation du PIB.

Cet indicateur, exprime d'une manière plus fiable l'évolution réelle de l'efficacité énergétique puisqu'il fige les impacts liés aux changements de structure de l'économie. Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de PIB à valeur

4. Intensité énergétique du secteur industriel, calculée par le ratio consommation d'énergie

d'efficacité finale du secteur industriel (hors production d'électricité) sur valeur ajoutée du secteur et de industriel (VA). Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de VA à valeur constante.

5. Intensité énergétique nationale monétaire, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur industriel en dinars sur la VA du secteur. Cet indicateur est exprimé en dinars de dépenses énergétiques/1000 de dinars de VA à valeur constante. Il indique le niveau de dépenses énergétiques nécessaire au secteur industriel pour générer une unité de PIB.

6. Intensité énergétique du secteur industriel, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur industriel sur sa VA, en considérant une structure constante de la formation de la VA de l'industrie selon les branches qui le constituent. Cet indicateur est exprimé en tep/1000 de dinars de VA de l'industrie à valeur constante.

7. Intensité énergétique du secteur tertiaire, calculée par le ratio consommation d'énergie

finale du secteur tertiaire sur valeur ajoutée du secteur tertiaire (VA). Cet indicateur est

exprimé en tep/1000 de dinars de VA à valeur constante.

8. Intensité énergétique nationale monétaire, calculée par le ratio consommation d'énergie finale du secteur tertiaire en dinars sur la VA du secteur. Cet indicateur est exprimé en dinars de dépenses énergétiques/1000 de dinars de VA à valeur constante. Il indique le 166 niveau

de dépenses énergétiques nécessaire au secteur tertiaire pour générer une unité de VA.

9. Ratio énergie finale sur énergie primaire. Cet indicateur permet d'apprécier l'efficacité de passage de l'énergie primaire à l'énergie finale. Il est exprimé en (%).

10. Consommation spécifique de l'électricité bornes centrales, calculée par le ratio :

combustibles consommés pour la production d'électricité sur l'électricité produite par les centrales électrique. Cet indicateur est exprimé en tep PCI / GWh.

11. Consommation spécifique de l'électricité livrée aux consommateurs, calculée par le ratio : combustibles consommés pour la production d'électricité sur l'électricité livrée effectivement aux consommateurs exprimée. Cet indicateur est exprimé en tep / en GWh.

12. Taux de pertes du réseau de transport et de distribution d'électricité, calculée par le ratio : Electricité livrée effectivement aux consommateurs sur l'électricité produite aux bornes centrales. Cet indicateur est exprimé en GWh. Économique

13. Intensités énergétiques des principales branches industrielles (IAA, ITHC, IME, IC et Mines, IMCCV, ID), calculée par le ratio : énergie finale consommée par branche sur VA des branches. Cet indicateur est exprimé en tep par 1000 DT constants de VA.

14 Consommation spécifique du secteur cimentier, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur cimentier sur production annuelle de ciment (ou de Clinker). Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.

15 Consommation spécifique du secteur papier, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur papier sur production annuelle de pâtes à papier. Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.

16. Consommation spécifique du secteur sucre, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur sucre sur production annuelle de sucre. Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.

17. Consommation spécifique du secteur verre, calculée par le ratio : énergie finale consommée par le secteur verre sur production annuelle de verre. Cet indicateur est exprimé en tep/tonne.

18. Part du gaz naturel dans la consommation nationale d'énergie primaire en (%)

19. Part du gaz naturel dans la consommation nationale d'énergie finale en (%)

20. Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie finale de l'industrie en (%)

21. Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie finale du tertiaire en (%)

22. Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie finale du résidentiel en (%)

23. Production d'énergie à partie d'énergie renouvelable, exprimée en tep.

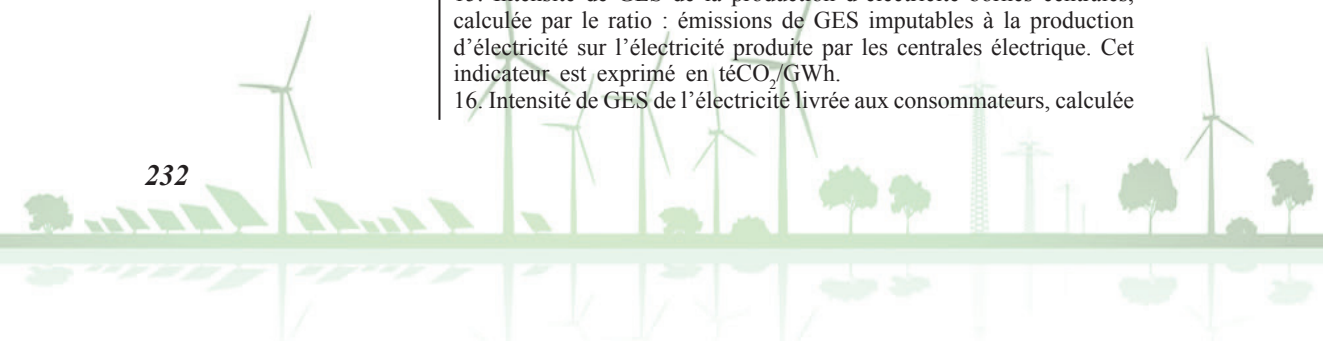
24. Part des énergies renouvelables dans la consommation nationale d'énergie primaire en (%)

25. Part des énergies renouvelables dans la consommation nationale d'énergie finale en (%)

26. Part de la puissance installée en énergies renouvelables dans le parc national total de production d'électricité en (%)

27. Part de l'éolien dans la production nationale d'électricité en (%)

	<p>28.Part de l'éolien dans le parc électrique national en (%)</p> <p>29.Marché annuel de chauffe-eau solaires exprimé en m2 de capteurs solaires commercialisés</p> <p>30.Parc de chauffe-eau solaires exprimé en m2 de capteurs solaires utilisés</p> <p>31. Marché de chauffe-eau solaires exprimé en nombre de systèmes commercialisés en milieu résidentiel</p> <p>32.Parc de chauffe-eau solaires exprimé en nombre de systèmes utilisés en milieu résidentiel</p> <p>33.Taux de ménages utilisateurs de chauffe-eau solaires, calculé par le ratio : nombre de ménages équipés sur nombre total de ménages. Cet indicateur est exprimé en (%)</p> <p>34.Part de la puissance installée en cogénération dans le parc national total de production d'électricité en (%).</p>
Dimension environnementale	<p>1. Émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à l'énergie, exprimées en tonnes-équivalent CO₂ (t_éCO₂)</p> <p>2. Émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes-équivalent t_éCO₂</p> <p>3. Croissance annuelle des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique, exprimée en (%)</p> <p>4. Émissions de gaz à effet de serre imputables à l'énergie par habitant, exprimées en tonnes-équivalent CO₂ (t_éCO₂)</p> <p>5. Émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique par habitant, exprimées en tonnes-équivalent t_éCO₂</p> <p>6. Intensité des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à l'énergie, exprimées en tonnes-équivalent t_éCO₂ par 1000 DT de PIB</p> <p>7. Intensité des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes-équivalent t_éCO₂ par 1000 DT de PIB</p> <p>8. Émissions nationales de CO imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes</p> <p>9. Émissions nationales de NOx imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes</p> <p>10. Émissions nationales de COVNM imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes</p> <p>11. Émissions nationales de SO₂ imputables à la combustion énergétique, exprimées en tonnes</p> <p>12. Intensité en GES du secteur industriel, calculée par le ratio émission de GES du secteur industriel sur sa VA. Cet indicateur est exprimé en t_éCO₂/1000 de dinars de VA de l'industrie à valeur constante.</p> <p>13. Intensité en GES du secteur tertiaire, calculée par le ratio émission de GES du secteur tertiaire sur sa VA. Cet indicateur est exprimé en t_éCO₂/1000 de dinars de VA du tertiaire à valeur constante.</p> <p>14. Intensité de GES d'une tep d'énergie primaire consommée, calculée par le rapport des émissions nationales de gaz à effet de serre imputables à la combustion énergétique sur la consommation primaire nationale d'énergie. Cet indicateur est exprimé en t_éCO₂/tep</p> <p>15. Intensité de GES de la production d'électricité bornes centrales, calculée par le ratio : émissions de GES imputables à la production d'électricité sur l'électricité produite par les centrales électrique. Cet indicateur est exprimé en t_éCO₂/GWh.</p> <p>16. Intensité de GES de l'électricité livrée aux consommateurs, calculée</p>



par le ratio : émissions de GES imputables à la production d'électricité sur l'électricité livrée effectivement aux consommateurs. Cet indicateur est exprimé en tCO_2/GWh .

On peut constater que le nombre d'indicateurs est élevé et difficile à maîtriser, en effet certaines données nécessaires à l'estimation et à la pertinence des indicateurs ne sont pas disponibles avec le niveau de détail souhaité.

Nous proposons de réduire ce nombre en agrégeant les indicateurs en sous-thèmes d'une part, et de se rapprocher des définitions données par les instances internationales tel que l'AIEA, l'AIE et l'agence européenne pour l'environnement d'autre part.

Bibliographie

Étude stratégique sur le développement des énergies renouvelables en Tunisie aux horizons 2010-2020-2030. ANME 2004 (ALCOR-AXENNE). 7 volumes :

- Bilan des réalisations, Expériences étrangères.
- Potentiels des ENRs et impacts de leur développement.
- Impact énergétique, économique, social et environnemental de la mise en œuvre des potentiels d'énergies renouvelables.
- Stratégie et Plans d'Actions pour le Développement des Énergies Renouvelables en Tunisie, Rapport final.
- Synthèse de la stratégie.

Stratégie de développement de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Tunisie. ANME 2005 (ICE-APEX Conseil-ENERDATA). 7 volumes:

- Tome I - Évaluation des réalisations en matière d'URE.
- Tome II – Évolution de l'URE à l'échelle internationale.
- Tome III – Prospective énergétique et potentiels d'économie d'énergie, Tome IV – Impacts Socioéconomiques et environnementaux.
- Tome V – Axes et éléments de la Stratégie d'URE.
- Tome VI – Plan d'Action d'URE.
- Tome VII – Mise en place d'un système de suivi et d'évaluation.

Documents et guides de la formation Technique générale sur l'efficacité énergétique. PEEI-ANME/GEF, 2006 :

- Énergie et efficacité énergétique en Tunisie, Efficacité énergétique dans l'industrie en Tunisie.
- Le Projet d'Efficacité Énergétique dans l'Industrie (PEEI).
- Les Investissements d'efficacité énergétique dans l'industrie.

Recueil de textes réglementaires relatifs à l'Utilisation Rationnelle de l'énergie – Support de travail Étude sur les mécanismes de financement de la maîtrise de l'énergie. ANER/Smart Consult, 2002: Partie I: Bilan rétrospectif de la mise en place de mesures d'encouragement à la maîtrise de l'énergie en Tunisie.

Partie II: Analyse du Cadre Réglementaire et du Système de Financement de la Maîtrise de l'Énergie en Tunisie et Revue des Expériences Étrangères.

Partie III: Propositions de révision des mécanismes de financement de la Maîtrise de l'énergie en Tunisie.

Le maîtrise de l'énergie en Tunisie à l'horizon 2030 – stratégie et plans d'action. ANME/PNUD, 2006.

Les potentiels de valorisation des énergies renouvelables en Tunisie – Préparation du 9ème Plan. AME/Banque Mondiale/INESTENE, 1995.

Rapport d'activité 2004 - Direction de la production et du transport du gaz, STEG.

STEG – rapport annuel 2004, 2005, 2006, 2007,..... 2014.

Statistiques rétrospectives 1991-2001. STEG, Direction de la production et du transport du gaz.

Statistiques rétrospectives d'électricité 1990-2000. STEG. Statistiques rétrospectives d'électricité 1994-2004. STEG. Statistiques rétrospectives d'électricité 2003-2013. STEG.

Enquêtes auprès des clients résidentiels énergie domestique de la STEG:1984, 1989, 1994, 1999, 2004.

Revue de l'énergie - Ministère de l'Industrie, Observatoire National de l'Énergie, n°66 – décembre 2005.

Revue de l'énergie - Spécial gaz naturel. Ministère de l'Industrie, Observatoire National de l'Énergie, n°64 – décembre 2004.

Revue de l'énergie – Spécial électricité. Ministère de l'Industrie, n°56-2001.

20 ans d'énergie 1980-2000. Ministère de l'Industrie, Observatoire National de l'Énergie. Revue de l'énergie - Spécial Exploration. Ministère de l'Industrie, n°50 – 3ème trimestre 1998. Revue de l'énergie - Ministère de l'Industrie, n°48 – 1er trimestre 1998.

Revue de l'énergie – Spécial électricité. Ministère de l'Industrie, n°47 – 4ème trimestre 1997. Revue de l'énergie. Ministère de l'Industrie, n°46 – 3ème trimestre 1997.

Revue Tunisienne de l'énergie – Ministère de l'Industrie, n°40, 1996.

Observatoire Méditerranéen de l'Énergie: les perspectives du Plan Bleu sur l'environnement et le développement 2005.

Les indicateurs du développement Durable en Tunisie, 2003, ANPE-Observatoire Tunisien de l'Environnement et du Développement Durable.

Indicateurs d'efficacité énergétique pour la Tunisie. ANME/ALCOR-ENERDATA 2006.

Les indicateurs de maîtrise de l'énergie et d'atténuation des GES en Tunisie pour la période 1990-2003. ANME-DEP/ADEME-ENERDATA, juin 2006.

Le 11^{ème} Plan de Développement économique et social – Décennie 2007-2016. Groupe de travail chargé de la maîtrise de l'énergie. ANME, juin 2006.
CDM Sustainable Development impacts – the UNEP project CD4CDM, 2004.

L'énergie et le développement durable: une optique canadienne. Canada, 2001.

Évolution de l'efficacité énergétique au Canada. Ressources naturelles Canada, juin 2005.

Financing the development of the Renewable energy in Mediterranean region – Baseline study for Tunisia. UNEP, 2003 (Samir Amous, APEX Conseil.).

Financing the development of the Renewable energy in Mediterranean region – Baseline study for Morocco. UNEP, 2003 (Faouzi Senhaji & Samir Amous).

Financing the development of the Renewable energy in Mediterranean region – Baseline study for Egypt. UNEP, 2003 (Sami Kamel).

PROSOL Tunisie - Manuel de procédures pour la mise en œuvre d'un mécanisme de financement appuyant le marché du chauffe-eau solaire en Tunisie. UNEP/ANME, 2005.

Plan d'action d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre par la maîtrise de l'énergie en Tunisie. ANME/SAGES-AEE Quebec/Baastel-APEX Conseil-ALCOR, 2004.

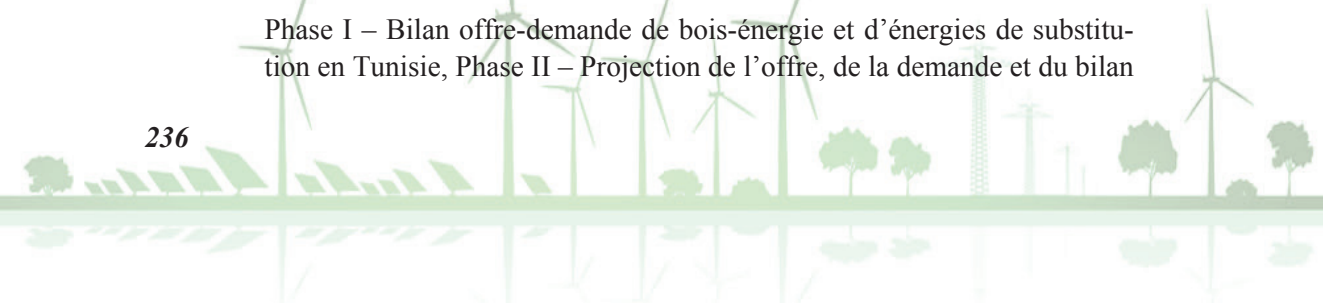
Évolution des émissions de gaz à effet de serre dues à l'énergie en Tunisie 1990-2003. ANME/PNUD, 2005.

Portefeuille de projets admissibles au Mécanisme pour le Développement Propre du Protocole de Kyoto. ANME/SAGES-AEE Quebec/ECONOLER-APEX Conseil, 2004.

Inventaire des émissions de gaz à effet de serre dues à l'énergie pour la période 1990-2000. Rapport final, ANME, février 2006.

Analyse du bilan de bois-énergie et identification d'un plan d'action en Tunisie. DGF/SCET Tunisie/Scandia consult, 1998.

Phase I – Bilan offre-demande de bois-énergie et d'énergies de substitution en Tunisie, Phase II – Projection de l'offre, de la demande et du bilan



offre-demande de bois-énergie, Phase III – Définition d'un Plan d'Action, Rapport final de synthèses.

Project Design Document - Djebel Chekir Landfill Gas Recovery and Flaring Project – Tunisia. Carbon Business Finance The World Bank/ANGeD, 2006.

Project Design Document - Landfill Gas Recovery and Flaring for 9 bundled landfills in Tunisia. Carbon Business Finance The World Bank/ANGeD, 2006.

La Tunisie en chiffres – 2004. INS Tunisie.

Recensement général de la population et de l'habitat 2004 – populations, ménages et conditions d'habitat selon les unités administrative (version arabe). INS Tunisie, 2005.

Annuaire statistique de la Tunisie 2004. INS, 2004.

Enquête Nationale sur le budget, la consommation et le niveau de vie des ménages – 2000. INS Tunisie.

Recensement général de la population et de l'habitat 1994 – ménages et conditions d'habitat. INS Tunisie.

Premiers résultats du recensement général de la population et de l'habitat 1994. INS Tunisie.

Annexes statistiques au budget économique 2003. Ministère du Développement et de la Coopération Internationale.

Rapport annuel sur l'état de l'environnement – ANPE, 2004.

Climate Change & Sustainable Development – Prospects for Developing countries, Anil Markandya & Kirsten Halsnaes, 2002.

Etat d'avancement des audits énergétiques dans le secteur tertiaire durant la période 1994-2002. ANME/Direction de l'URE.

Estimation des impacts des mesures de maîtrise de l'énergie identifiés - Conférence nationale sur la maîtrise de l'énergie, 7 avril 2005. Document de travail, avril 2005.

Stratégie Nationale pour la mise en œuvre du Mécanisme pour le Développement Propre en Tunisie.

Ministère de l'Environnement et du Développement Durable/PNUD, décembre 2005

Communication initiale de la Tunisie à la convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Ministère de l'Environnement et de l'Aménagement du Territoire, 2001.

Énergie 2001-2020 – les chemins d’une croissance sobre, Commissariat Général du Plan, France, 1998.

World Energy Outlook – 1994 Edition. International Energy Agency. OECD. OECD Key Environmental Indicators. OECD Environment directorate, 2004.

Sustainable Development: Critical issues. OECD Policy Brief, 2001.

Capacity Building for Sustainable Energy Development. International Atomic Energy Agency, 2001.

Indicators for Sustainable Energy Development. International Atomic Energy Agency, 2002.

Energy Indicators for Sustainable Energy Development: Guidelines and Methodologies. International Atomic Energy Agency-United Nations-International energy Agency-EUROSTAT-European Environment Agency Quatorzième session de la Commission du Développement Durable des Nations Unies, Rapport de la Tunisie. OTEDD, juin 2005.

Trends in Sustainable Development. United Nations, 2006

Etat des lieux des IGCE. Task Force IGCE/ANME/PNUD, décembre 2005.

Barrières freinant les initiatives d’efficacité énergétique dans les établissements assujettis et solutions pour changer d’échelle. Task Force IGCE/ANME/PNUD, mai 2006.

Stratégies et politiques énergétiques au Maghreb et en Egypte. IEPF, 1992.

Politique d’efficacité de l’énergie et environnement – Expériences pratiques dans les pays en développement. IDE, Banque Mondiale, 1994.

La maîtrise de l’énergie – Rapport d’évaluation. Comité interministériel de l’évaluation des politiques publiques – Premier Ministre – Commissariat Général du Plan, France, 1998.

Site Web STEG : www.steg.com

STEG/ Direction Groupe d’Etudes Stratégiques/ Ahmed Ounalli : Évolution du secteur d’électricité et du gaz en Tunisie/ 2003,

STEG/ DGES/ A. OUNALLI/ 4e Colloque international du réseau francophone MONDER/Ouverture du secteur électrique dans un petit marché : cas de la Tunisie/janvier 2006

Document 388L0609/Directive 88/609/CEE/ Législation communautaire CEE relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l’atmosphère en provenance des grandes installations de combustion, 1988, Wikipédia, l’encyclopédie libre, 2005.

Site Web d'Environnement Canada_ La Voie verte _Branché sur l'air pur, Centrales électriques, 2005.

SONELGAZ N. BOUTARFA - R. ABDOUN - M. BOUNAR Perspectives de partenariat au Maghreb dans le domaine de l'utilisation du gaz naturel et/ ou des GPL pour la production d'électricité : un exemple de solution régionale alternative ou complémentaire aux projets de production indépendante envisageables dans les différents pays de la région / Alger, Algérie

Site Web STIR : www.stir.com

Gérard D. Villeneuve : Marche de l'énergie en Tunisie_ Pupitre Maghreb, Proche-Orient et Moyen/ Orient, 2005

Bernard Beaudreau : Commerce industriel développé –Cas Tunisie, 1996
MEDD /KH – TSMS : Gestion des déchets des navires et autres ouvrages artificiels existants en mer et dans les lagunes, Octobre 1999.

CTEC : Centre de la technologie de l'énergie- Varennes –Canada, 2005

Large scale integration of solar and wind power in Mediterranean countries, results report, November 2002.

Projet de renforcement de capacité en matière d'éolien, ANER/PNUD/ACDI/IEPF.

Identification et évaluation des options d'atténuation des gaz à effet de serre dans le secteur des déchets en Tunisie, projet TUN/95/G31, M. Majdoub, 2000.

Étude d'impact des prix de l'énergie sur la demande. ANER/IDEA Consult, octobre 2000.

Évolution des prix de vente à la pompe des produits pétroliers. Ministère de l'Industrie/DGE, mai 2002.

INVENTAIRE DES GAZ A EFFET DE SERRE EN TUNISIE POUR L'ANNEE 2010 (Ministère de l'environnement et du développement durable).

Le programme quadriennal de maîtrise 2008-2011, ANME avril 2009.

Plan solaire tunisien version 2012 ANME.

Ministère de l'Environnement Le Profil Environnemental de la Tunisie - Birgit HALLE, Abdelkader ALLALI, Philippe STAATSEN-2012.

Étude Stratégique du Mix Énergétique pour la Production d'Électricité en Tunisie. Avril 2012

Projet ER2E, Promotion des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique ANME-GIZ 2013.

Observatoire Tunisien de l'Environnement et du Développement Durable:
LES INDICATEURS DE DEVELOPPEMENT DURABLE EN TUNISIE
Edition 2014.

PREMIER RAPPORT BIENNAL DE LA TUNISIE - 2014-Ministère de
l'Équipement, de l'Aménagement du Territoire et du Développement Du-
rable- Secrétariat d'Etat au Développement Durable.

ETAP- Rapport annuel 2012-2013- 2014.

L'ÉNERGIE / N° 85 / Juin 2013- Ministère de l'Industrie.

L'ÉNERGIE / N° 89 / août 2014- Ministère de l'Industrie de l'Énergie et
des Mines.

INVENTAIRE DES GAZ A EFFET DE SERRE EN TUNISIE POUR
L'ANNEE 2010 - Juillet 2015- Ministère de l'Environnement et du Déve-
loppement Durable.

Key World Energy Statistics 2015- International Energy Agency.

