

Etude Stratégique du Mix Energétique pour la Production d'Electricité en Tunisie

Rapport final

Rapport final

Collaborateurs:

**Institut Wuppertal du Climat, de l'Environnement et de l'Énergie
(Wuppertal, Allemagne)**

Dr. Stefan Lechtenböhmer (directeur de projet)

Antoine Durand
Prof. Dr. Manfred Fishedick
Arjuna Nebel
Ole Soukup
Selly Wane

Bernhard Brand

Alcor (Tunis, Tunisie)

Dr. Rafik Missaoui

Mohamed Housseem Belhouane
Sami Marrouki
Taoufik Zarrouk

3.3.1.	Approche méthodologique et définition des scénarios de la demande électrique	50
3.3.2.	Estimation de la demande	50
3.3.3.	Comparaison avec les travaux de prévision de la STEG	51
3.3.3.1.	Hypothèses de construction des scénarios socio-économique de la STEG.....	52
3.3.3.2.	Projection de la demande totale d'électricité selon les travaux de la STEG.....	53
3.3.3.3.	Prévision des courbes de charge pour les scénarios de la STEG	54
3.3.4.	Synthèse et conclusion.....	56
4.	Analyse des différentes technologies de production d'électricité.....	58
4.1.	Méthodologie	58
4.2.	Analyse des différentes technologies de production d'électricité	59
4.2.1.	Présélection des technologies pour un futur mix électrique tunisien .	59
4.2.2.	Critères et paramètres utilisés dans l'analyse	61
4.2.2.1.	Paramètres technico-économiques.....	61
4.2.2.2.	Impact environnemental.....	63
4.2.2.3.	Critères socio-économiques.....	64
4.2.2.4.	Risques	65
4.2.3.	Centrales à gaz.....	67
4.2.3.1.	Centrales à gaz – turbines à cycle ouvert.....	67
4.2.3.2.	Centrales à gaz – vapeur	71
4.2.3.3.	Centrales à gaz – cycle combiné	71
4.2.4.	Centrales à charbon	76
4.2.5.	Centrales nucléaires	81
4.2.6.	Parcs éoliens	86
4.2.7.	Centrales solaires	92
4.2.7.1.	Centrales photovoltaïques	92
4.2.7.2.	Centrales thermo-solaires	97
4.2.8.	Récapitulatif	104
4.3.	Technologies auxiliaires et concepts avancés pour le futur parc de génération.....	107
4.3.1.	Prévisions météorologiques.....	107
4.3.2.	Systèmes de stockage d'électricité.....	108
4.3.3.	Réseaux.....	109
4.3.4.	Gestion de la demande.....	110
5.	Analyse du secteur électrique tunisien	111
5.1.	Cadre institutionnel et réglementaire du secteur électrique tunisien ..	111
5.1.1.	Les acteurs du système électrique en Tunisie.....	112
5.1.2.	Le cadre réglementaire du secteur électrique en Tunisie.....	113
5.1.2.1.	La production centralisée d'électricité	113
5.1.2.2.	Le système de tarification de l'énergie électrique	114
5.1.2.3.	Cadre spécifique à la cogénération.....	115
5.1.2.4.	Cadre spécifique aux énergies renouvelables	117
5.2.	Analyse des moyens de production disponibles et planifiés.....	119
5.2.1.	Contexte énergétique national.....	119

5.2.1.1.	Mix énergétique actuel.....	119
5.2.1.2.	Situation énergétique actuelle.....	120
5.2.1.3.	Evolution du bilan énergétique.....	122
5.2.2.	Analyse des moyens de production disponibles.....	123
5.2.3.	Analyse des moyens de production planifiés.....	126
5.2.4.	Les programmes phares de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité.....	129
5.2.4.1.	Le Plan Solaire Tunisien	129
5.2.4.2.	Le Projet DESERTEC	130
5.2.4.3.	Capacité de production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau STEG.....	131
5.2.5.	Le réseau de transport d'électricité.....	132
5.2.6.	La courbe de charge et la structure de fonctionnement des centrales pour répondre à cette courbe de charge.....	134
6.	Modélisation et scénarios	138
6.1.	Démarche	138
6.2.	Présentation générale du modèle.....	139
6.2.1.	Structure du modèle	139
6.2.2.	Le « Reference Energy System » (RES) et les technologies considérées	139
6.2.3.	Méthodologie de calcul des paramètres quantifiables.....	140
6.2.3.1.	Calcul des flux.....	141
6.2.3.2.	Calcul des Coûts	143
6.2.3.3.	Préparation du calcul	146
6.2.4.	Production renouvelable : définition des courbes de puissance..	146
6.2.4.1.	Energie éolienne	147
6.2.4.2.	Centrales photovoltaïques	151
6.2.4.3.	Centrales thermo-solaires	154
6.2.5.	Charge totale et résiduelle.....	155
6.2.6.	Méthodologie : prise en compte des paramètres non-quantifiables	157
6.2.6.1.	Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance..	158
6.2.6.2.	Consommation d'eau douce	158
6.2.6.3.	Consommation d'espace.....	158
6.2.6.4.	Taux d'intégration locale	159
6.2.6.5.	Effet sur l'emploi.....	159
6.2.6.6.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement	161
6.2.6.7.	Acceptabilité sociale.....	162
6.2.6.8.	Risque économique	162
6.2.6.9.	Risque technique	162
6.3.	Calibrage du modèle.....	163
6.3.1.	Ajustement de l'année de base	163
6.3.2.	Outil de calibrage: optimisation linéaire	163
6.4.	Hypothèses des scénarios.....	165
6.4.1.	Récapitulatif des hypothèses convenues	165
6.4.1.1.	Evolution du coût moyen des combustibles	165
6.4.1.2.	Prévision de la demande d'électricité à l'horizon 2030	166
6.4.1.3.	Les technologies de production électrique.....	168

6.4.2. Evolutions possibles du parc électrique : les scénarios du mix ...	169
6.4.2.1. Le Scénario Tendanciel (BAU).....	170
6.4.2.2. Diversification Charbon (DivChar).....	171
6.4.2.3. Diversification nucléaire (DivNuc)	171
6.4.2.4. Diversification charbon/renouvelable (DivCharRen)	172
6.4.2.5. Diversification renouvelable (DivRen)	173
6.4.3. Analyses de sensibilité	173
6.5. Analyse des résultats.....	174
6.5.1. Capacité installée et production électrique	174
6.5.2. Heures à pleine puissance	185
6.5.3. Résultats technico-économiques.....	186
6.5.3.1. Scénario d'après les hypothèses moyennes.....	186
6.5.3.2. Analyses de sensibilité.....	203
6.5.4. Résultats environnementaux	204
6.5.5. Effets sur l'emploi	212
6.5.6. Résultats non-quantifiables	215
6.5.7. Récapitulatif	216
6.6. Synthèse.....	218
6.7. Aperçu	221
Annexe 1 : Outil de calibrage : Description du modèle.....	224
Annexe 2 : Documentation	227
Annexe 3 : Classement des scénarios	236
Table des conversions.....	239
Références	240

Table des figures

Figure 1 :	Comparaison des différents scénarios d'évolution du prix du pétrole	23
Figure 2 :	Comparaison des différents scénarios d'évolution du prix du gaz.....	26
Figure 3 :	Comparaison des différents scénarios d'évolution du prix du charbon	28
Figure 4 :	Prix de l'uranium jusqu'en 2035	29
Figure 5 :	Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas du pétrole ...	31
Figure 6 :	Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas du gaz ⁸	32
Figure 7 :	Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas du charbon ⁸	33
Figure 8 :	Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas de l'uranium.....	34
Figure 9 :	Evolution de la consommation résidentielle spécifique (kWh/hab).....	38
Figure 10 :	Evolution moyenne annuelle du taux d'équipement des ménages 1999-2009	39
Figure 11 :	Evolution de l'intensité électrique des différents secteurs entre 1990 et 2009	40
Figure 12 :	Evolution du PIB (prix constant 90) 2010-2030	44
Figure 13 :	Relation rétrospective Emploi-Croissance (2005-2010)	44
Figure 14 :	Evolution de la structure de la VA des secteurs entre 1990 et 2009	45
Figure 15 :	Prévision ajustée de la structure du PIB selon les secteurs	49
Figure 16 :	Scénarios de l'évolution de la demande électrique à l'horizon 2030	51
Figure 17 :	Répartition sectorielle de la demande d'électricité observée à l'horizon 2030	54
Figure 18 :	Evolution de la pointe de charge à l'horizon 2030 selon le scénario socio-économique fort de la STEG.....	55
Figure 19 :	Composition des coûts de génération et coûts externes	64
Figure 20 :	Structure de la puissance électrique brute installée.	119
Figure 21 :	Mix énergétique en Tunisie.....	120
Figure 22 :	Demande d'énergie primaire par produit	121
Figure 23 :	Consommation d'énergie finale par secteur	122
Figure 24 :	Evolution du bilan énergétique national sur la période 1990-2009	123
Figure 25 :	Puissance développable du parc de production pour l'année 2010	124
Figure 26 :	Evolution de la puissance développable du parc de production de la Tunisie à l'horizon 2031 (seules les installations mises en service avant 2017 sont prises en compte).....	128

Figure 27 :	Répartition de la puissance électrique d'origine renouvelable par filière.....	130
Figure 28 :	Réseau de transport interconnecté de la boucle méditerranéenne	133
Figure 29 :	Futures interconnexions électriques méditerranéennes	134
Figure 30 :	Courbes de charge pour la journée de la pointe annuelle	135
Figure 31 :	Evolution de la Charge de pointe à l'horizon 2030	135
Figure 32 :	Diagramme de charge des centrales électriques	137
Figure 33 :	Représentation simplifiée de la structure du modèle DEESY.....	140
Figure 34 :	Paramètres nécessaires pour le calcul en Mesap	146
Figure 35 :	Sélection des sites pour le calcul de la production d'électricité à partir des sources renouvelables	147
Figure 36 :	Lacunes dans les données brutes des mesures des vitesses du vent de l'année 2003	149
Figure 37 :	Superficie disponible pour l'énergie éolienne en fonction du facteur de charge (ANME/Alcor 2010b)	151
Figure 38 :	Calcul de la charge résiduelle (figure schématique)	156
Figure 39 :	Monotone de charge de la charge résiduelle (figure schématique).....	157
Figure 40 :	Outil de calibrage NAEMA. Synoptique de fonctionnement.	164
Figure 41 :	Scénarios de l'évolution de la demande électrique à l'horizon 2030	167
Figure 42 :	Capacité installée du parc électrique actuel et planification jusqu'en 2018	175
Figure 43 :	Scénario BAU: Capacité installée en MW	176
Figure 44 :	Scénario BAU: Génération électrique en GWh.....	177
Figure 45 :	Scénario DivChar: Capacité installée en MW	178
Figure 46 :	Scénario DivChar: Génération électrique en GWh	179
Figure 47 :	Scénario DivNuc: Capacité installée en MW	180
Figure 48 :	Scénario DivNuc : Génération électrique en GWh	181
Figure 49 :	Scénario DivCharRen: Capacité installée en MW	182
Figure 50 :	Scénario DivCharRen: Génération électrique en GWh	183
Figure 51 :	Scénario DivRen: Capacité installée en MW	184
Figure 52 :	Scénario DivRen: Génération électrique en GWh	185
Figure 53 :	Scénario DivCharRen: Heures à pleine puissance par type de centrale.....	186
Figure 54 :	Demande d'énergie primaire, non-renouvelable.....	187
Figure 55 :	Demande d'énergie primaire, gaz naturel.....	189
Figure 56 :	Demande d'énergie primaire, charbon	190
Figure 57 :	Demande d'énergie primaire, combustible nucléaire.....	191
Figure 58 :	Investissements nécessaires dans le parc énergétique jusqu'en 2030 pour les 5 scénarios étudiés (en €2010, non actualisé).....	192
Figure 59 :	Annuités de l'investissement dans le parc énergétique jusqu'en 2030 pour les 5 scénarios étudiés (en €2010, non actualisé).....	194
Figure 60 :	Coût de carburant (en €2010, non actualisé)	195

Figure 61 :	Coût de revient total, sans externalités (en €2010, non actualisé).....	197
Figure 62 :	Coût de revient spécifique, sans externalités (en €2010, non actualisé).....	198
Figure 63 :	Coût de revient total, avec externalités classiques (en €2010, non actualisé).....	199
Figure 64 :	Coût de revient spécifique, avec coûts externes „classiques“ (en €2010, non actualisé).....	200
Figure 65 :	Coût de revient total, avec tous les coûts externes (en €2010, non actualisé).....	200
Figure 66 :	Analyse de sensibilité : Effet de la variante « haute » du coût des combustibles sur le coût de revient spécifique (avec coûts externes „classiques“), en €2010, non actualisé.....	203
Figure 67 :	Emissions totales de CO ₂	206
Figure 68 :	Emissions spécifiques de CO ₂	206
Figure 69 :	Emissions totales de SO ₂	207
Figure 70 :	Emissions spécifiques de SO ₂	207
Figure 71 :	Emissions totales de NO _x	208
Figure 72 :	Emissions spécifiques de NO _x	209
Figure 73 :	Déchets nucléaires totaux	210
Figure 74 :	Déchets nucléaires spécifiques	210
Figure 75 :	Poussières fines totales.....	211
Figure 76 :	Poussières fines spécifiques	212
Figure 77 :	Investissement dans le mix électrique (en €2010, non actualisé).....	212
Figure 78 :	Création d'emplois	214
Figure 79 :	Evaluation des paramètres non-quantifiables pour la période 2009-2030	216
Figure 80 :	Résultats de priorisation des familles de critères (nombre de voix).....	222
Figure 81 :	Classement final des scénarios (nombre de points par famille de critères)	223
Figure 82 :	Evaluation des paramètres non-quantifiables pour la période 2009-2019	230
Figure 83 :	Evaluation des paramètres non-quantifiables pour la période 2020-2030	231

Table des tableaux

Tableau 1 : Evolution des prix du pétrole pour les trois scénarios (en EUR 2010/GJ).....	24
Tableau 2 : Evolution des prix du pétrole pour les trois scénarios (en EUR 2010/BOE).....	24
Tableau 3 : Evolution des prix du gaz pour les trois scénarios (EUR2010/GJ).....	26
Tableau 4 : Evolution des prix du gaz pour les trois scénarios (EUR2010/1000m ³).....	27
Tableau 5 : Evolution des prix du charbon pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ).....	28
Tableau 6 : Evolution des prix du charbon pour les trois scénarios (EUR 2010/Tonne).....	29
Tableau 7 : Evolution du prix de l'uranium pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ).....	30
Tableau 8 : Evolution du prix de l'uranium pour les trois scénarios (EUR 2010/lb).....	30
Tableau 9 : Evolution du prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium jusqu' en 2035 pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ).....	34
Tableau 10 : Evolution du prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium jusqu' en 2035 pour les trois scénarios.....	35
Tableau 11 : Consommation nette d'électricité par secteur entre 1990 et 2009 (GWh).....	36
Tableau 12 : Taux de croissance annuelle moyen de la demande d'électricité par secteur.....	37
Tableau 13 : Structure de la demande d'électricité dans le secteur industriel par branche.....	37
Tableau 14 : Structure de la consommation d'électricité par usage domestique.....	40
Tableau 15 : Evolution de l'intensité électrique finale des différents secteurs entre 1990 et 2009 (GWh/MDT).....	41
Tableau 16 : Taux d'évolution annuelle moyen de l'intensité électrique des différents secteurs entre 1990 et 2009.....	41
Tableau 17 : Taux de croissance économique 2010-2016.....	43
Tableau 18 : Evolution du taux de croissance 2016-2030.....	43
Tableau 19 : Evolution du taux de chômage.....	45
Tableau 20 : Evolution de la structure de la VA des secteurs entre 1990 et 2010.....	46
Tableau 21 : Evolution de la structure de la VA des branches de l'industrie manufacturière entre 1990 et 2010.....	46

Tableau 22 : Evolution de la structure de la VA des branches de l'industrie non manufacturière entre 1990 et 2010	47
Tableau 23 : Prévion de la structure du PIB selon les secteurs, selon l'évolution tendancielle	48
Tableau 24 : Evolution du taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'électricité entre 2010 et 2030	51
Tableau 25 : Hypothèses utilisées pour l'évaluation de la demande future d'électricité	52
Tableau 26 : Prévion de la consommation nationale d'électricité selon la STEG.....	54
Tableau 27 : Projections de la demande d'électricité pour le scénario de référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution).....	55
Tableau 28 : Comparaison des scénarios et des hypothèses socio-économiques considérées avec ceux de la STEG.....	56
Tableau 29 : Comparaison des scénarios de la demande électrique avec ceux de la STEG	56
Tableau 30 : Présélection des technologies.....	60
Tableau 31 : Synoptique des critères non-quantifiables	66
Tableau 32 : Caractéristiques des centrales à gaz à cycle ouvert (OC)	69
Tableau 33 : Caractéristiques des centrales à gaz cycle combiné (CC).....	74
Tableau 34 : Caractéristiques des centrales à charbon (SCPC).....	79
Tableau 35 : Caractéristiques des centrales nucléaire (PWR).....	84
Tableau 36 : Caractéristiques des parcs éoliens	90
Tableau 37 : Caractéristiques des centrales photovoltaïques.....	94
Tableau 38 : Caractéristiques des centrales thermo-solaires	101
Tableau 39 : Synoptique des technologies candidates pour un futur mix électrique en Tunisie	105
Tableau 40 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage	109
Tableau 41 : Les tarifs de l'électricité en millimes de dinar	115
Tableau 42 : Bilan énergétique national (2009)	121
Tableau 43: Parc de production de la Tunisie en 2010	125
Tableau 44 : Evolution de la puissance développable du parc de production de la Tunisie à l'horizon 2031(seules les installations mises en service avant 2017 sont prises en compte)	127
Tableau 45 : Projets de centrales programmées sur la période 2012-2015 ...	128
Tableau 46 : Evolution de la puissance renouvelable par rapport à la puissance totale installée	129
Tableau 47 : Paramètres des sites et des installations de production d'électricité éolienne (hypothèses WI).....	150
Tableau 48 : Comparaison des qualités du vent sur les sites et contribution à la modélisation (hypothèses et calculs : Wuppertal Institute)..	150
Tableau 49 : Paramètres du site et de l'installation de la production d'électricité PV (hypothèses propres WI et SoDa 2011)	152
Tableau 50 : Comparaison des qualités des sites PV et contribution à la modélisation (hypothèses et calculs du consultant).....	153
Tableau 51 : Paramètres du site et de l'installation de production d'électricité CSP (hypothèses propres WI et SoDa 2011).....	154

Tableau 52 : Conversion des critères qualitatifs	157
Tableau 53 : Evolution de la population active occupée selon le secteur d'activité ; en milliers (Ministère de l'Emploi 2008).....	160
Tableau 54 : Valeurs ajoutées aux prix du marché par secteur d'activité; en millions de Dinars, prix courants (Institut National de la Statistique 2009)	160
Tableau 55 : Calibrage: Validation des données de l'année de base 2009	163
Tableau 56 : Comparaison des coûts de revient calculé par DEESY et NAEMA.....	164
Tableau 57 : Evolution du prix du gaz, du charbon et de l'uranium jusqu' en 2035 pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ).....	166
Tableau 58: Comparaison des scénarios de la demande électrique avec ceux de la STEG	167
Tableau 59 : Sources d'énergie et technologies considérées.....	168
Tableau 60 : Contenu et caractéristiques des cinq scénarios du mix électrique retenus.....	169
Tableau 61 : Scénario BAU: Paramètres spécifiques au développement du parc de production.....	170
Tableau 62 : Scénario DivChar: Paramètres spécifiques au développement du parc de production.....	171
Tableau 63 : Scénario DivNuc: Paramètres spécifiques au développement du parc de production.....	172
Tableau 64 : Scénario DivCharRen: Paramètres spécifiques au développement du parc de production	172
Tableau 65 : Scénario DivRen: Paramètres spécifiques au développement du parc de production.....	173
Tableau 66 : Mécanisme de Développement Propre dans les différents scénarios	201
Tableau 67 : Coût spécifique de production de l'électricité en €2010/MWh selon les externalités retenues (moyenne sur l'ensemble de la période)	202
Tableau 68 : Analyse de sensibilité : Effet de la variante « haute » du prix des combustibles sur le coût spécifique de production de l'électricité en €2010/MWh (non actualisé).....	204
Tableau 69 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2030 (données quantifiables).....	217
Tableau 70 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2030 (données non quantifiables).....	218
Tableau 71 : Récapitulatif des résultats principaux de la modélisation.....	219
Tableau 72 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2019 (données quantifiables).....	227
Tableau 73 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2020-2030 (données quantifiables).....	228
Tableau 74 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2019 (données non quantifiables).....	229
Tableau 75 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2020-2030 (données non quantifiables).....	230

Tableau 76 : Analyse de sensibilité : Effet de la variante « basse » du coût des combustibles sur le coût spécifique de production de l'électricité en €2010/MWh (non actualisé).....	231
Tableau 77 : Scénario BAU: Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale	231
Tableau 78 : Scénario DivChar : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale	232
Tableau 79 : Scénario DivNuc : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale	233
Tableau 80 : Scénario DivCharRen : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale	233
Tableau 81 : Scénario DivRen : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale	234
Tableau 82 : Familles de critères considérées comme prioritaires par les participants de l'atelier du 17 janvier 2012	237
Tableau 83 : Classement final d'après les familles de critères (nombre de points par famille de critères)	238

Glossaire

AEO :	Annual Energy Outlook
ANME :	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie
BAU :	Business as usual
CC :	Combined Cycle (cycle combiné)
CCS :	Carbon capture and storage (séquestration du dioxyde de carbone)
CENER :	Centro nacional de energías renovables
CIPIE	Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Electricité
CO ₂ :	Dioxyde de carbone
CO ₂ eq :	équivalent carbone
CO :	Cycle ouvert
CPC	Carthage Power Plant
CSP :	Concentrating solar power (centrale thermo-solaire)
CSPIE	Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Electricité
DG-Energy :	Directorate-General for Energy
DGE	Direction Générale de l'Énergie
DLR	Centre Aéronautique et Spatial Allemand
DNI :	Direct normal irradiation (Rayonnement direct normal)
DSM:	Demand side management (gestion de la demande)
EC :	European Commission
ELMED	Projet de production de l'électricité en Tunisie destinée aux marchés tunisien et italien
EPR :	European pressurized reactor
EREC :	European Renewable Energy Council
ESE	Entreprise de Services Energétiques
ETAP	Entreprise Tunisienne des Activités Pétrolières
EU ETS :	European Union Emission Trading System
FACTS :	Flexible alternating current transmission system
FNME	Fond National de Maîtrise de l'Énergie

FODEC	Fond de développement de la Compétitivité
GES :	Gaz à effet de serre
GHI :	Global horizontal irradiation (Rayonnement global horizontal)
GJ :	Giga Joule
GPL :	Gaz de Pétrole Liquéfié
GWh :	Giga Watt heure
IEA :	International Energy Agency
IGCC:	Integrated Gasification Combined Cycle (cycle combiné avec gazéification intégrée)
IMCCV :	Industrie des Matériaux de Construction de la Céramique et Verre
INS :	Institut National de la Statistique
IPP	Independant Power Producer
ISCC :	Integrated Solar Combined Cycle (cycle combiné avec appui solaire intégrée)
LCOE :	Levelized costs of electricity. Coûts nivelés de production.
MCA :	Multi-criteria analysis (Analyse multicritère)
MD	Million de dinars
MDP :	Mécanismes de Développement Propre
MENA :	Middle East and North Africa
MIT :	Ministère de l'Industrie et de la Technologie
MT :	Moyenne Tension
NEA :	Nuclear Energy Agency
NO _x :	Oxydes d'azote
NREL :	National Renewable Energy Laboratory
O&M :	Operation and Maintenance
OC :	Open Cycle (cycle ouvert)
OECD :	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEP :	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PCI :	Pouvoir calorifique inférieur
PIB :	Produit Intérieur Brut
PNB :	Produit National Brut
PST	Plan Solaire Tunisien
PV :	Photovoltaïque
PWR :	Pressurised Water Reactor (réacteur à eau pressurisée)

RES :	Reference Energy System
RFR :	Réseau Ferroviaire Rapide
SAM :	System Advisor Model
SCPC :	Supercritical pulverized coal power (centrales à vapeur au charbon pulvérisé)
SO ₂ :	Dioxyde de soufre
STEG :	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
STIR :	Société Tunisienne de Raffinage des produits pétroliers
TG :	Turbine à gaz
TV :	Turbine à vapeur
TWh :	Téra Watt heure
URCE :	Unités de réduction certifiée des émissions
US-DOE :	US Department of Energy
VA :	Valeur Ajoutée
VDEW :	Verband der Elektrizitätswirtschaft (Association de l'industrie électrique, Allemagne)
WBGU :	Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen (Conseil scientifique sur le changement global, Allemagne)
WEO :	World Energy Outlook
WI :	Wuppertal Institut

1. Résumé

Cette étude porte sur le mix énergétique pour la production d'électricité en Tunisie sur la période 2009-2030. Elle a été proposée par l'ANME et supportée financièrement par la GIZ. Le consortium constitué de l'Institut Wuppertal et d'Alcor a mené cette étude qui comporte les cinq parties suivantes:

- Analyse du développement du marché énergétique régional et international
- Analyse de la demande électrique tunisienne
- Analyse des différentes technologies de production d'électricité
- Analyse du secteur électrique tunisien
- Modélisation et scénarios

D'après les recherches effectuées, le prix du gaz va - selon les estimations moyennes - augmenter de 62% au cours de 20 prochaines années, voire même de 175% selon les estimations hautes. D'autres énergies primaires peuvent jouer un rôle dans le mix électrique : le charbon, dont le prix pourrait rester relativement stable, les estimations hautes envisageant cependant une augmentation modérée de 45% des prix en 20 ans. Enfin, l'uranium dont le prix est susceptible de connaître des augmentations variant entre 40% et 65%. Il est cependant à souligner que la Tunisie n'a de réserve ni en charbon ni en uranium, alors que l'ensoleillement et les conditions de vent sont très favorables pour le développement des énergies renouvelables.

Concernant la demande d'électricité, elle a été établie dans le cadre d'un groupe de travail qui a élaboré différents scénarios de développement économique, tenant compte des nouvelles circonstances actuelles et des défis futurs de la Tunisie, ainsi que des scénarios d'évolution de l'intensité électrique à l'horizon 2030, basé essentiellement sur le degré de développement des politiques d'efficacité énergétique en Tunisie. Cet exercice de prospective a mené au choix d'un scénario dont le profil énergétique conduit à l'horizon 2030 à une demande d'électricité d'environ 33260 GWh, soit un triplement de la demande en 20 ans. La pointe de charge augmenterait en moyenne de 5,4% par an jusqu'en 2030, atteignant alors de 8710 MW.

L'étude présente sept technologies qui pourraient contribuer d'une manière significative à la production d'électricité en Tunisie : les centrales à gaz (cycle ouvert et cycle combiné)¹, les centrales à charbon, les centrales nucléaires, les centrales solaires (technologie photovoltaïque et thermo-solaire) et les parcs éoliens. Pour chaque technologie, un screening des paramètres techniques et économiques, ainsi qu'une analyse des critères socio-économiques et environnementaux a été effectué. Les résultats de cette analyse ont été utilisés comme paramètres dans la modélisation des scénarios. Outre les technologies de production, l'étude donne également un aperçu sur

¹ les centrales turbines-vapeurs sont aussi prises en compte mais seulement dans les capacités déjà construites

les potentialités d'application des nouvelles méthodes pour les réseaux modernes en Tunisie, comme les systèmes de stockage ou le concept des « smart grids ».

Le mix électrique tunisien dépend actuellement à 95% du gaz et le parc électrique est composé essentiellement de turbines à vapeur, de turbines à gaz CO et à cycles combinés. La part de ces dernières dans le mix va augmenter jusqu'en 2015, d'après la planification de la STEG. Cette situation est délicate car la Tunisie est passée en 2001 du statut de pays exportateur de gaz à celui d'importateur, posant des défis au niveau de l'approvisionnement en énergie. La Tunisie dispose cependant d'un potentiel important de production d'électricité à partir des énergies renouvelables, dont la mobilisation reste tributaire de l'adaptation du cadre réglementaire et juridique existant, d'une part, et du développement du réseau et de l'interconnexion électrique, d'autre part.

Enfin, l'étude a porté sur un travail de modélisation et d'analyse de scénarios. Le modèle utilisé est basé sur le modèle énergétique DEESY développé par l'Institut Wuppertal. Différents scénarios réalistes ont été au préalable discutés avec les principales parties prenantes du secteur électrique tunisien², à savoir:

- un scénario renouvelable
- un scénario marqué par le charbon (à partir de 2020)
- un scénario marqué par le charbon et les énergies renouvelables
- un scénario nucléaire (à partir de 2025)
- un scénario de référence (Business As Usual, BAU)

Ces scénarios, qui se distinguent par la part de chaque technologie dans le mix électrique, ont alors été définis puis introduits dans le modèle du mix énergétique tunisien qui prend en compte de nombreux critères technico-économiques, les impacts environnementaux, les orientations stratégiques, les effets socio-économiques ainsi les risques économique, technique et technologique.

Chacun des cinq scénarios est exposé au défi de couvrir la demande électrique tunisienne qui va pratiquement tripler d'ici 2030. Cela nécessite à la fois des investissements financiers très importants mais aussi une demande conséquente en ressources énergétiques.

Ainsi, selon le scénario, les investissements nécessaires pour les nouvelles capacités de production varient entre 3,9 et 6,2 milliards d'euro. Comparé à la situation actuelle, les coûts totaux pour la production électrique augmentent fortement. S'ils sont similaires dans la plupart des scénarios, les coûts totaux varient fortement selon que les coûts environnementaux ou alors les coûts hypothétiques d'une assurance couvrant les risques techniques sont inclus dans le calcul. En effets, les coûts totaux s'élèvent entre 16,7 et 17,4 milliards d'euros hors coûts externes et entre 21,3 et 21,9 milliards d'euros en incluant ceux-ci. En prenant compte des coûts liés à une possible catastrophe nucléaire, les coûts totaux pour la production électrique dans le scénario de diversification nucléaire augment considérablement, atteignant 35,7 milliards d'euros.

² dont STEG, ANME et DGE

Jusqu'en 2030, aucun des scénarios étudiés ne parvient à réduire de façon absolue la demande en énergie non renouvelable. L'augmentation de la demande d'énergies fossiles et des émissions liées en gaz à effet de serre est nettement atténuée uniquement dans le scénario ayant une forte proportion d'énergies renouvelables.

Seuls les scénarios de diversification charbon permettent de réduire la demande absolue en gaz naturel par rapport à 2009, soit environ -20% jusqu'en 2030. Toutefois, cela n'est possible qu'au prix d'une dépendance plus grande vis-à-vis du charbon, qui doit être importé. Ainsi, les scénarios à charbon n'apportent pas de réelle contribution à l'indépendance énergétique de la Tunisie.

Sans une politique plus volontariste de maîtrise de l'énergie, il est très difficile de réduire l'impact environnemental ainsi que les coûts. Dans les scénarios faisant appel au charbon ou au nucléaire, les émissions de dioxyde de soufre et de poussières fines ou la production de déchets radioactifs génèrent des problèmes environnementaux graves et inconnus dans le mix électrique actuel.

L'étude montre que comparées au scénario de référence les stratégies de diversification pourraient améliorer les critères pris en compte, y compris ceux qui sont difficilement ou non quantifiables. Toutefois, du fait de la multitude d'indicateurs pris en compte, il est difficile de faire une évaluation finale des scénarios présentés. Lors d'un atelier organisé le 17 Janvier 2012 avec des parties prenantes tunisiennes, quatre groupes de critères ont été identifiés comme déterminants dans le choix du mix optimal: les coûts, la sécurité d'approvisionnement, le taux d'intégration locale et l'environnement. L'approche adoptée ici est donc un classement normalisé et pondéré des scénarios basé sur les préférences des parties prenantes. Il en résulte le suivant :

- Le scénario « énergies renouvelables » obtient la meilleure note globale. Ce scénario est le plus équilibré de tous et a de bons résultats dans les quatre groupes de critères cités précédemment. Cela est dû en particulier aux effets positifs sur l'emploi, au faible impact environnemental et à la faible demande en énergies primaires.
- Dans le classement global suivent les deux scénarios « charbon », qui se distinguent positivement par les coûts et la sécurité d'approvisionnement; bien que l'impact sur l'environnement soit relativement mauvais et le taux d'intégration locale faible.
- L'avant dernier scénario est le scénario « Business As Usual », qui a un coût favorable et du fait de ses faibles émissions un impact environnemental faible.
- La dernière place du classement revient au scénario de diversification nucléaire. La pollution atmosphérique et les émissions de gaz à effet de serre sont faibles, mais les déchets radioactifs pèsent sur l'impact environnemental. De plus, le taux d'intégration locale est bas, de même que la contribution à la sécurité d'approvisionnement. Le mauvais résultat global s'explique aussi par les coûts importants liés à une catastrophe nucléaire.

2. Analyse du développement du marché énergétique

2.1. Méthodologie

Le prix futur des combustibles constitue un élément stratégique quant à la planification et à la mise en place d'infrastructures destinées à la production d'électricité. Leur prévision fait ainsi l'objet de ce chapitre, qui se penche tout particulièrement sur les prix du pétrole brut, du gaz naturel, du charbon et de l'uranium.

Bien que les centrales électriques modernes soient principalement alimentées par le gaz, le charbon et l'uranium il est important de s'intéresser au pétrole, car son prix a un impact direct sur celui des autres combustibles.

L'analyse du prix des combustibles s'appuie sur l'étude intitulée „Rapport options de développement“ réalisée par la STEG en octobre 2010 (STEG 2010). Celle-ci analyse une série de rapports prévoyant les prix du gaz, du pétrole, du charbon ainsi que de l'uranium. Elle est menée à l'aide des sources provenant de l'Energy Information Administration du Département de l'Energie des Etats-Unis (US-DOE), de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), de la Banque Mondiale, de la Commission Européenne, du Department for Business Enterprise & Regulatory Reform de Grande Bretagne ainsi que de l'Office National de l'Energie du Canada. (STEG 2010)

Dans le cadre de STEG 2010 différentes variantes d'évolution des prix des combustibles sont compilées et par la suite trois scénarios sont déterminés comme suit: „*[Dans ces conditions,] la variante de référence d'évolution du prix de chaque combustible fossile a été choisie comme la projection médiane de la fourchette. Pour les variantes basse et haute, on a pris la valeur extrême basse et haute de la fourchette pour l'année 2035 et on a supposé une variation linéaire du prix du combustible entre 2009 et 2035.*“ (STEG 2010, p. 67)

Subséquentement les prix découlant du scénario de référence sont considérés comme les plus probables et de ce fait pris en compte tout le long de l'étude STEG 2010.

L'analyse menée ci-dessous présente plusieurs similitudes avec STEG 2010 car elle se base tout autant sur les sources fiables que constituent l'IEA, US-DOE ainsi que DG-Energy. Cependant ces rapports ont été actualisés (US-DOE 2011, IEA 2010c, DG-Energy 2010) et des sources supplémentaires y sont ajoutées: Energy Revolution 2010 de Greenpeace (EREC/Greenpeace 2010), Energy Technology Perspectives 2010 (IEA 2010a) ainsi que Global Economic Prospects 2011 (World Bank 2011). Par ailleurs, tous les prix sont convertis en Euro 2010. Finalement, les scénarios générés de cette manière sont superposés et comparés avec les variantes „haute“, „référence“ et „basse“ qui avaient été identifiées par STEG 2010.

Du fait des importantes variations entre les scénarios ce présent rapport plaide pour une prise en compte équivalente de trois variantes: „ haute“, „référence“ (rebaptisée „moyenne“) et „basse“, ce que permettrait une meilleure appréhension des risques liés à une fluctuation des prix.

De manière générale la présente étude se base sur les prix mondiaux et européens des combustibles. Cela est motivé par les coûts d'opportunités c'est à dire le manque à gagner qu'entraînerait l'usage propre d'un combustible (par exemple le gaz ou le pétrole) qui aurait pu être mis sur le marché.

2.2. Analyse du prix des combustibles

2.2.1. Ressources naturelles et infrastructures disponibles

La Tunisie, qui dispose du gaz naturel et du pétrole comme principales ressources énergétiques a vu sa balance énergétique passer d'un bilan excédentaire au début des années 80 à un solde déficitaire vers l'an 2000. Cette situation a été principalement causée par une stagnation de la production nationale ainsi que par la hausse rapide de la demande en énergie liée à la croissance démographique et économique. Ainsi, en 2006, le secteur énergétique ne représentait plus que 6,4% du Produit National Brut (PNB) contre 13% dans les années 80 (STEG 2010).

Le gaz

Le gaz constitue la principale source de production d'électricité qu'elle alimente à hauteur d'environ 94,4% (STEG 2010). En 2009 la production de gaz naturel en Tunisie se montait à environ 2258 ktep et la consommation à environs 4023 ktep (ANME 2009). Les importations en gaz naturel (à hauteur d'environ 34%) proviennent principalement d'un gazoduc qui relie l'Algérie à l'Italie. Comme ce pipeline traverse son territoire, la Tunisie est dédommée à hauteur de 5% des importations en gaz, ce qui lui permet ainsi d'atténuer les effets induits par la montée des prix des ressources naturelles sur le marché mondial (GTZ 2009). Par ailleurs la Tunisie dispose d'un solide réseau de gazoducs pour transporter du gaz et la construction d'un pipeline qui relierait la Libye et la Tunisie est prévue (AHK Tunesien 2011).

Le pétrole

Le pétrole contribue à hauteur d'environ 5% à la production d'électricité. Les réserves en pétrole brut se sont amenuisées passant de 1,7 milliards de barils entre 1980-1994 à 0,4 milliards de barils entre 1996-2008. (STEG 2010) Cependant avec une production totale d'environ 86000 barils/jour et une consommation d'environ 88000 barils/jour le pays n'est que légèrement déficitaire (2,8% de la production totale) (IEA 2008). La Tunisie dispose de solides infrastructures d'acheminement du pétrole ainsi que d'une raffinerie située à Bizerte qui est exploitée par la Société Tunisienne des Industries de

Raffinage (STIR) et qui dispose d'un terminal pétrolier situé à l'avant du port de Bizerte (STIR 2011). La construction d'une raffinerie supplémentaire basée à Skhira est également prévue (Tunisia Today 2011).

Charbon et Uranium

La Tunisie ne dispose pas de ressources notoires en charbon et en uranium. Par conséquent les infrastructures nécessaires à l'exploitation et à la transformation de ces ressources sont inexistantes.

2.2.2. Pétrole brut

2.2.2.1. Prévisions et hypothèses de travail

La grande majorité des scénarios analysés prévoient un prix du pétrole croissant. La constante hausse des prix s'explique principalement par une hausse de la demande, tout particulièrement en provenance de pays non membres de l'OECD. (IEA 2010c - cf. variantes moyenne et haute). L'IEA prévoit également une hausse de la production de pétrole, ce qui laisse entrevoir une hausse continue du prix d'équilibre entre l'offre et la demande.

Une prévision fiable du prix du pétrole reste néanmoins difficile ceci est dû aux barrières qui pourraient être apposées par les pays non membres de l'OECD et non membres de l'OPEP quant à l'accès aux ressources énergétiques. D'autres facteurs entraînent aussi des incertitudes, notamment les décisions d'investissement de l'OPEP ainsi qu'un éventuel renforcement des infrastructures de forage et d'exploitation qui pourraient affecter l'évolution des cours mondiaux du pétrole (US-DOE 2011).

Par ailleurs, jusqu'en 2035 le pétrole non conventionnel (pétrole produit ou extrait à l'aide de technologies non traditionnelles, en partie à dû à des conditions d'exploitations plus difficiles) est appelé à jouer un rôle croissant dans l'approvisionnement en énergie, malgré les efforts consentis par les gouvernements pour en réduire la demande : les ressources pétrolières non conventionnelles sont disponibles en plus grandes quantités que le pétrole classique et leur taux d'exploitation sera déterminé par des considérations d'ordre économique et environnemental, y compris les coûts liés à l'atténuation de leur impact sur l'environnement. Les ressources pétrolières non conventionnelles comptent parmi les sources d'énergie les plus coûteuses et nécessitent un investissement de départ lourd, qui ne serait amortissable que sur une très longue période. Par conséquent leur exploitation aurait une grande incidence sur les prix futur de ce combustible (IEA 2010c).

Quoi qu'il en soit, à court terme, le prix du pétrole restera probablement volatile et plafonnera selon la plupart des scénarios autour de 20 EUR/GJ³ en 2030. Pour sa part,

³ Les conversions suivantes sont utilisées tout au long de cette étude:

- 1 USD 2008 = 0,76 Euro 2010
- 1 USD 2009 = 0,77 Euro 2010

IEA 2011 estime que le prix du pétrole pourrait monter jusqu'aux alentours de 26 EUR/GJ vers les alentours de 2030.

De toute évidence, la production mondiale de pétrole atteindra un point culminant et celui-ci sera déterminé tout autant par l'offre que par la demande. Les politiques énergétiques des gouvernements affecteront de manière décisive l'atteinte du peak oil (moment où la production de pétrole atteint son point culminant): si les gouvernements encouragent plus vigoureusement une utilisation plus efficace du pétrole et le développement d'alternatives, alors la demande en pétrole pourrait baisser rapidement. En conséquence, l'on assisterait à un niveau maximum de production vers les années 2020. Toutefois, celui-ci ne serait pas causé par des contraintes liées à un accès limité aux ressources. Si par contre les politiques gouvernementales restent inchangées, la demande continuera à augmenter ainsi que les coûts liés à l'approvisionnement. Ainsi le fardeau économique et la consommation en pétrole seront appelés à croître, allant de pair avec la vulnérabilité de l'offre (IEA 2010c).

2.2.2.2. Comparaison des scénarios de base avec les scénarios STEG 2010

Une superposition des scénarios de base et des variantes «moyenne», «basse» et «haute» de STEG 2010 livre les éléments suivants:

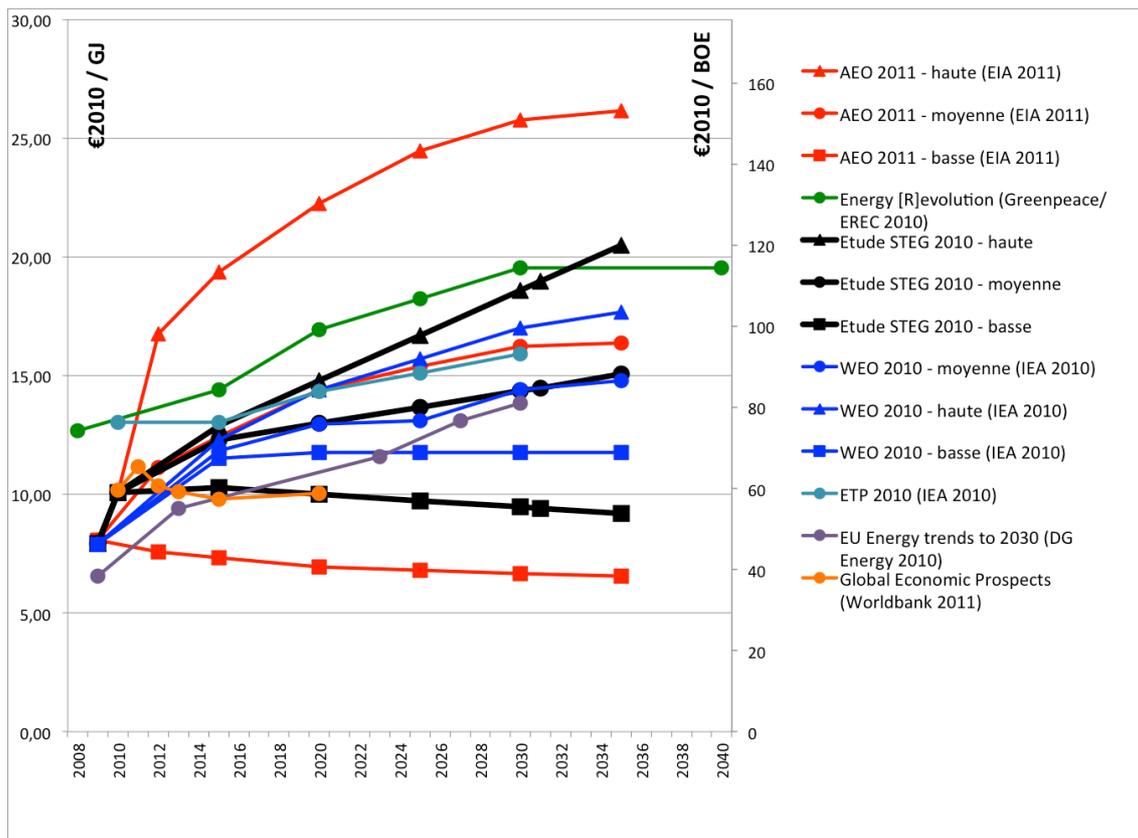


Figure 1 : Comparaison des différents scénarios d'évolution du prix du pétrole

- 1 USD 2010 = 0,75 Euro 2010

- STEG 2010-moyenne semble s'inscrire dans la moyenne des prix identifiés par les autres scénarios. Par conséquent ce scénario est validé.
- STEG 2010-haute semble évoluer bien en deçà des prévisions d'AEO 2011 -haute (US-DOE 2011). En vertu d'une démarche basée sur la prudence, la courbe des prix d'AEO 2011 -haute (US-DOE 2011) est validée au détriment de STEG 2010-haute. Une démarche prudente est d'autant plus indiquée que les rapports analysés s'accordent sur la difficulté à prévoir les prix du pétrole.
- Le choix de STEG 2010-basse semble guidé par un principe de prudence qui consisterait à ne pas favoriser la variante la plus basse (AEO 2011 – basse de US-DOE 2011). Par conséquent la variante STEG 2010-basse est validée.

Ainsi, l'évolution des prix du pétrole se présenterait dans les trois cas de figure comme suit⁴:

Tableau 1 : Evolution des prix du pétrole pour les trois scénarios (en EUR 2010/GJ)

Année	2009 ⁵	2010 ⁵	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	7,94	10,06	12,29	12,98	13,66	14,35	15,06
Haute	7,94	10,06	19,36	22,24	24,46	25,77	26,16
Basse	7,94	10,06	10,27	10,00	9,73	9,46	9,18

Tableau 2 : Evolution des prix du pétrole pour les trois scénarios (en EUR 2010/BOE)

Année	2009 ⁵	2010 ⁵	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	46,85	59,35	71,98	76,02	80,01	84,04	88,21
Haute	46,85	59,35	113,39	130,26	143,26	150,93	153,22
Basse	46,85	59,35	60,15	58,57	56,99	55,40	53,77

2.2.3. Gaz

2.2.3.1. Prévisions et hypothèses de travail

Le gaz est appelé à jouer un rôle prépondérant dans l'approvisionnement mondial en énergie dans le courant des prochaines décennies. Selon la plupart des scénarios, le prix du gaz est susceptible d'être influencé par la croissance économique ainsi que par les progrès technologiques.

Selon IEA 2010c l'on assistera probablement à une demande croissante de la Chine et du Moyen-Orient. Demande qui pourrait s'accélérer si pour des considérations d'ordre environnementales la consommation en charbon venait à baisser. Selon

⁴ Afin de modéliser le secteur électrique dans le work-package 5, une valeur unique sera prise en compte pour le cours historique de chaque combustible.

⁵ Valeurs réelles (IEA 2011)

EREC/Greenpeace 2010 le coût du gaz fera un bond significatif à partir de 2022 dû à la nécessité d'investir dans de nouveaux forages ainsi qu'à l'assèchement de certains puits.

Selon DG-Energy 2010 le rapport du prix gaz/charbon pourrait dans une large mesure influencer les choix d'investissement : un faible rapport du prix gaz/charbon avait par le passé favorisé l'émergence de la turbine à gaz à cycle combiné et avait conduit à des investissements dans des centrales à gaz.

Cependant si le rapport du prix gaz/charbon reste relativement équilibré (autour de 2,5), les décisions d'investissement dépendront fortement du prix du carbone. Ainsi, une volatilité des prix du carbone conduirait, tout particulièrement en Europe, à une grande incertitude dans le secteur de l'énergie (DG-Energy 2010).

En outre, la surabondance du gaz sur le marché énergétique (faisant suite à la crise économique de 2008) pourrait pousser les exportateurs de gaz à s'éloigner de son indexation sur le prix du pétrole, tout particulièrement en Europe. Ceci pourrait conduire à une baisse des prix et à une plus forte demande en gaz que prévu. Cependant rien ne laisse indiquer que l'on assistera à un découplage complet des prix du gaz et du pétrole: en raison du potentiel de substitution entre pétrole et gaz - le prix de l'un continuera à influencer sur celui de l'autre (IEA 2010c).

EREC/Greenpeace 2010 mise même sur un maintien du couplage gaz-pétrole et prévoit ainsi une hausse constante du prix du gaz ainsi que des prix absolus largement supérieurs aux prévisions des autres scénarios.

2.2.3.2. Comparaison des scénarios de base avec les scénarios de STEG 2010

Une superposition des scénarios⁶ de base et des trois variantes STEG 2010 (moyenne, haute, basse) livre les éléments suivants:

⁶ Remarque : l'étude ne prend pas en compte un approvisionnement en GPL pour la Tunisie

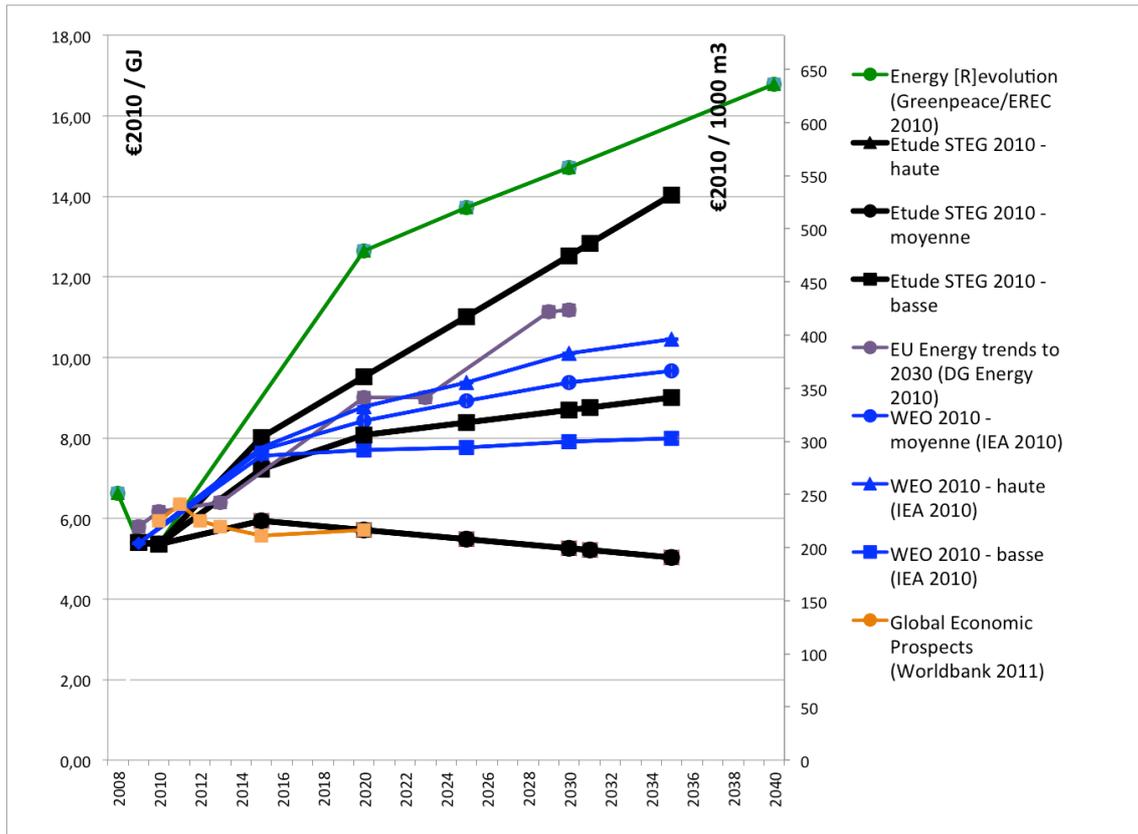


Figure 2 : Comparaison des différents scénarios d'évolution du prix du gaz

- STEG 2010-moyenne s'inscrit dans la moyenne des prix identifiés par les autres scénarios. Par conséquent cette variante est validée.
- STEG 2010-haute évolue bien en deçà des prévisions d'EREC 2010 (EREC/Greenpeace 2010). En vertu d'une démarche basée sur la prudence la variante EREC 2010 (EREC/Greenpeace 2010), qui part du principe que les prix du gaz resteront indexés sur celui du pétrole, est choisie au détriment de STEG 2010-haute.
- STEG 2010-basse s'inscrit dans la lignée des prix les plus bas. A défaut d'avoir des éléments de comparaison se situant dans la même classe des prix, STEG-basse est validée.

Ainsi, l'évolution des prix du gaz se présenterait dans les trois cas de figure comme suit:

Tableau 3 : Evolution des prix du gaz pour les trois scénarios (EUR2010/GJ)

	2009 ⁵	2010 ⁵	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	5,40	5,36	7,23	8,08	8,39	8,69	9,00
Haute	5,40	5,36	10,70	12,64	13,73	14,72	15,20
Basse	5,40	5,36	5,94	5,72	5,49	5,26	5,02

Tableau 4 : Evolution des prix du gaz pour les trois scénarios (EUR2010/1000m³)

	2009 ⁵	2010 ⁵	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	204,61	203,09	273,94	306,15	317,9	329,26	341,01
Haute	204,61	203,09	405,42	478,93	520,23	557,74	575,93
Basse	204,61	203,09	225,07	216,73	208,02	199,30	190,21

2.2.4. Charbon

2.2.4.1. Prévisions et hypothèses de travail

Si de nouvelles politiques énergétiques plus respectueuse de l'environnement étaient mises en place, le prix du charbon pourrait enregistrer une hausse vers 2020. Celle-ci resterait toutefois inférieure à celle du pétrole ou du gaz. Cependant, le prix du charbon pourrait aussi baisser, reflétant ainsi une volonté politique mue par une réduction de la demande (IEA 2010c).

Selon DG-Energy 2010 l'évolution du rapport prix gaz/charbon pourrait, dans une large mesure, influencer le choix des investisseurs du secteur de l'énergie: un faible rapport prix gaz/charbon avait par le passé favorisé l'émergence de la turbine à gaz à cycle combiné et avait conduit à des investissements en faveur de centrales à gaz. Ces investissements avaient néanmoins chuté, suite à une importante hausse du prix du gaz. Cependant si le ratio prix gaz/charbon restait relativement stable, les décisions d'investissement dépendraient fortement du prix du carbone. Ainsi, une volatilité des prix du carbone conduirait à une grande incertitude quant au prix de l'énergie.

Dans le cadre du nouveau système EU ETS, DG-Energy 2010 prévoit une hausse des prix du charbon, due à une baisse significative de la production de charbon/lignite qui contribuera à hauteur de 22,2% à la production mondiale d'électricité en 2030, ceci malgré une forte pénétration de la technologie CCS.

2.2.4.2. Comparaison des scénarios de bases avec les scénarios STEG 2010

Une superposition des scénarios de base et des variantes moyenne, haute et basse de STEG 2010 livre les éléments suivants:

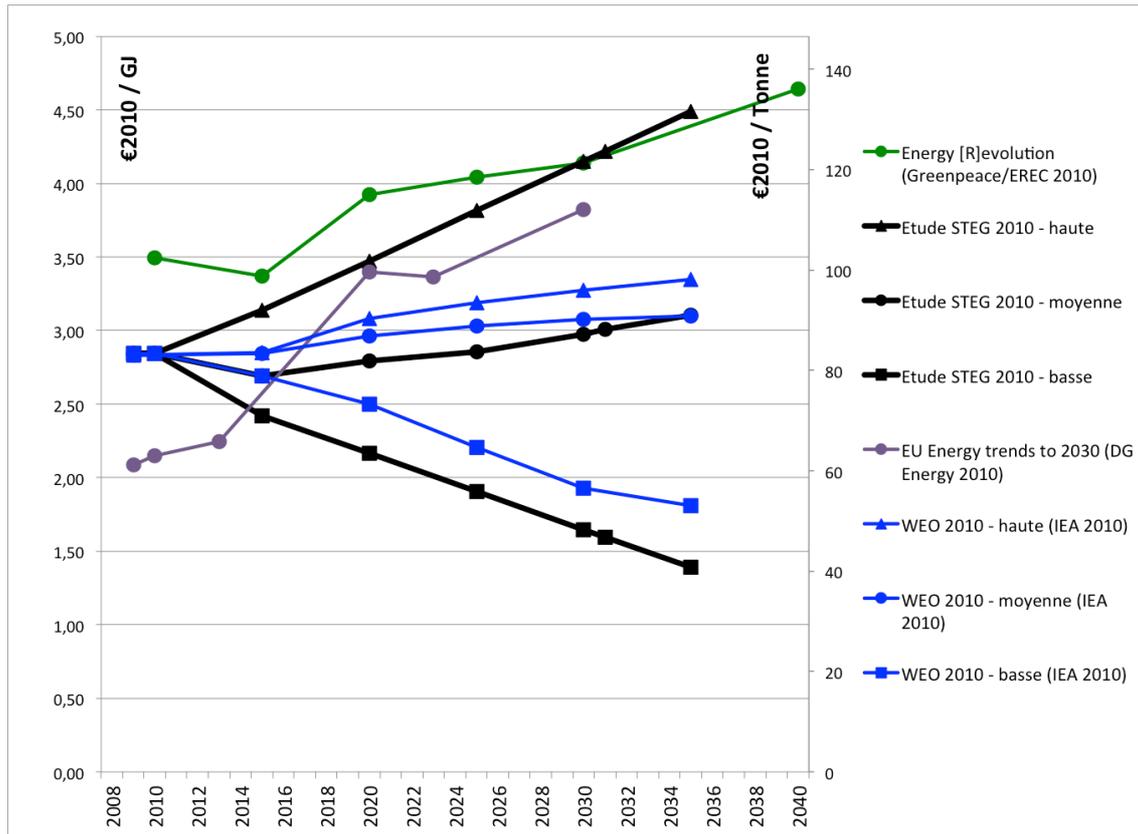


Figure 3 : Comparaison des différents scénarios d'évolution du prix du charbon

- STEG 2010 - moyenne s'inscrit dans la moyenne des prix identifiés par les autres scénarios. De ce fait cette variante est validée
- STEG 2010 – haute s'inscrit aussi dans la lignée des prix les plus hauts. De ce fait ce scénario est également validé.
- STEG 2010 – basse évolue bien en deçà du scénario le plus bas des études analysées (STEG 2010 prend en compte une étude du Department for Business Enterprise & Regulatory Reform datant de 2008 dont elle reprend la variante basse. Ce présent rapport ne reprend pas explicitement l'étude mentionnée ci-dessus, entre autre, parce que celle-ci est reflétée par STEG 2010-basse). En vertu d'une démarche basée sur la prudence la courbe des prix de WEO 2010 –basse de l'IEA est choisie au détriment de STEG 2010.

Ainsi, l'évolution des prix du charbon se présenterait dans les trois cas de figure comme suit:

Tableau 5 : Evolution des prix du charbon pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ)

Année	2009 ^s	2010 ^s	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	2,84	2,84	2,69	2,79	2,85	2,97	3,11
Haute	2,84	2,84	3,14	3,47	3,82	4,15	4,48
Basse	2,84	2,84	2,69	2,50	2,20	1,93	1,81

Tableau 6 : Evolution des prix du charbon pour les trois scénarios (EUR 2010/Tonne)

Année	2009 ⁵	2010 ⁵	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	83,33	83,33	78,84	81,77	83,53	87,04	91,14
Haute	83,33	83,33	92,02	101,7	111,95	121,63	131,30
Basse	83,33	83,33	78,84	73,27	64,48	56,56	53,05

2.2.5. Uranium

Les prévisions quant au futur prix du combustible nucléaire s'avèrent difficiles, cela pour de multiples raisons: STEG 2010 mentionne le caractère hermétique du marché de l'uranium qui par ailleurs reste très modeste par rapport à celui du pétrole ou du gaz. En outre, la catastrophe atomique de Fukushima rend la stratégie future des principaux acteurs du marché de l'uranium plus difficile à prévoir. Ainsi les prix de l'uranium, tels qu'ils sont déterminés par STEG 2010, sont repris et convertis en Euro 2010 par Giga Joule selon la représentation graphique ci-dessous.

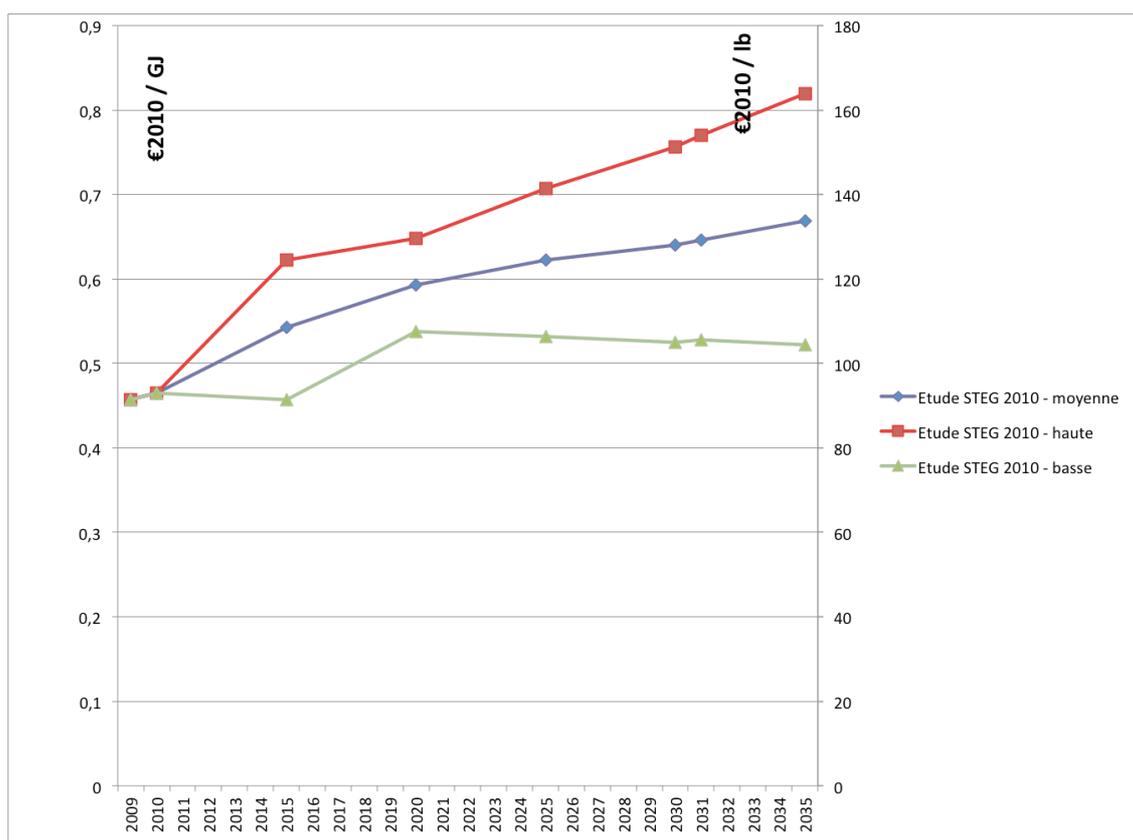


Figure 4 : Prix de l'uranium jusqu'en 2035

Ainsi, l'évolution du prix de l'uranium se présenterait dans les trois cas de figure comme suit⁷:

Tableau 7 : Evolution du prix de l'uranium pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ)

Année	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	0,46	0,46	0,54	0,59	0,62	0,64	0,67
Haute	0,46	0,46	0,62	0,65	0,70	0,76	0,82
Basse	0,46	0,46	0,46	0,54	0,53	0,52	0,52

Tableau 8 : Evolution du prix de l'uranium pour les trois scénarios (EUR 2010/lb)

Année	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Moyenne	91,46	92,98	108,52	118,54	124,38	128,07	133,67
Haute	91,46	92,98	124,40	129,54	141,34	151,17	163,92
Basse	91,46	92,98	91,32	107,55	106,28	104,98	104,40

Il est important de souligner que le prix de l'uranium ne constitue qu'un poste relativement mineur quant aux coûts totaux nécessaires à la construction et à l'entretien d'une centrale nucléaire: il ne représente qu'environ 5-10% des frais (NEA 2008).

2.3. Conclusion

Un bref récapitulatif des résultats de cette étude met en exergue les éléments suivants:

⁷ Pour 2009 et 2010 les données de l'évolution « moyenne » sont prises en compte. Etant donné qu'en Tunisie aucune centrale nucléaire n'est planifiée avant 2020, cette approximation n'a aucune influence sur la suite de l'étude.

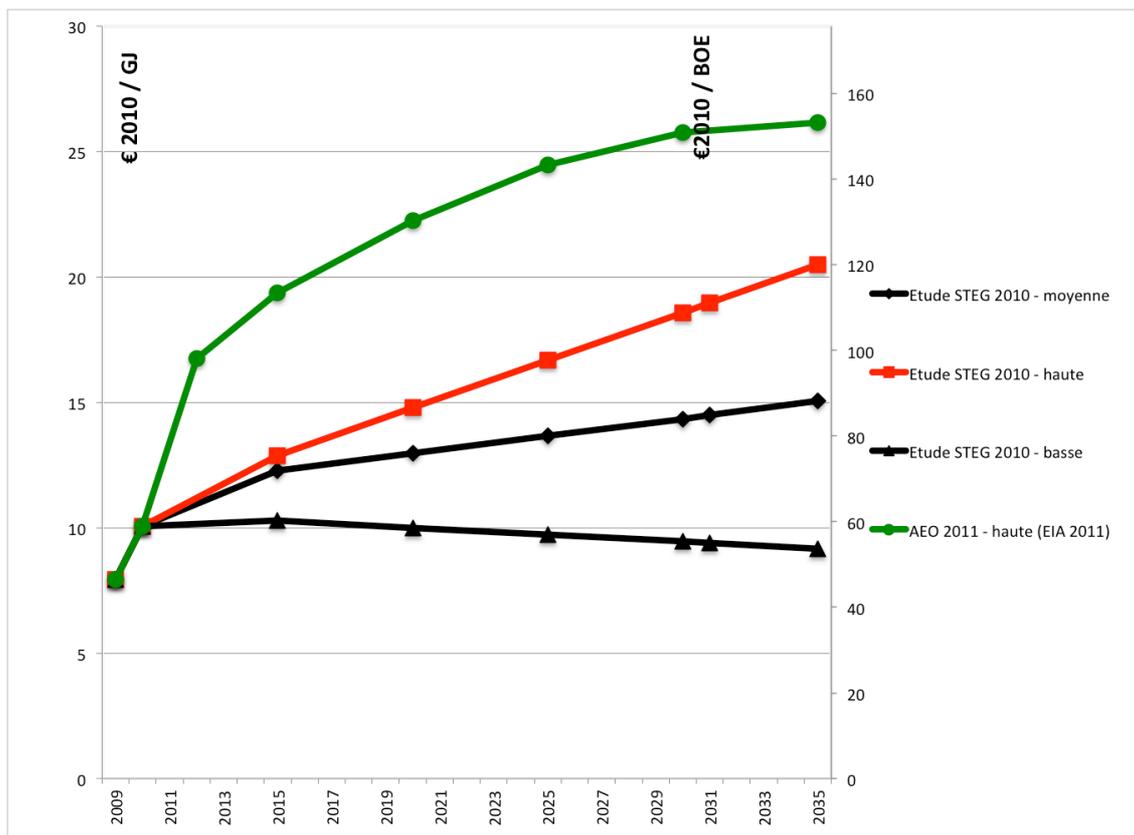


Figure 5 : Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas du pétrole⁸

Dans le cas du pétrole, une comparaison des scénarios de base d'études récentes avec ceux de STEG 2010 révèle que les prix identifiés par cette dernière se situent dans une fourchette des prix raisonnable. Néanmoins, en vertu d'un principe de prudence la variante STEG 2010 – haute est revue à la hausse et par conséquent remplacée par la variante d'AEO 2011– haute (US-DOE 2011). Ainsi aux alentours de 2030, il faudra s'attendre à un prix du pétrole gravitant autour de 9,50 Euro 2010/GJ et 26 Euro 2010/GJ.

Concernant les prix du gaz, STEG 2010 se situe également dans une fourchette des prix raisonnable. La aussi, par mesure de prudence la variante STEG 2010 – haute est revue à la hausse et par conséquent remplacée par la variante EREC 2010 (EREC/Greenpeace 2010). Ainsi il faudra s'attendre à des prix du gaz entre 5-15 Euro 2010/GJ.

⁸ nouveau scénario en vert, scénario rejeté en rouge et scénarios retenus en noir.

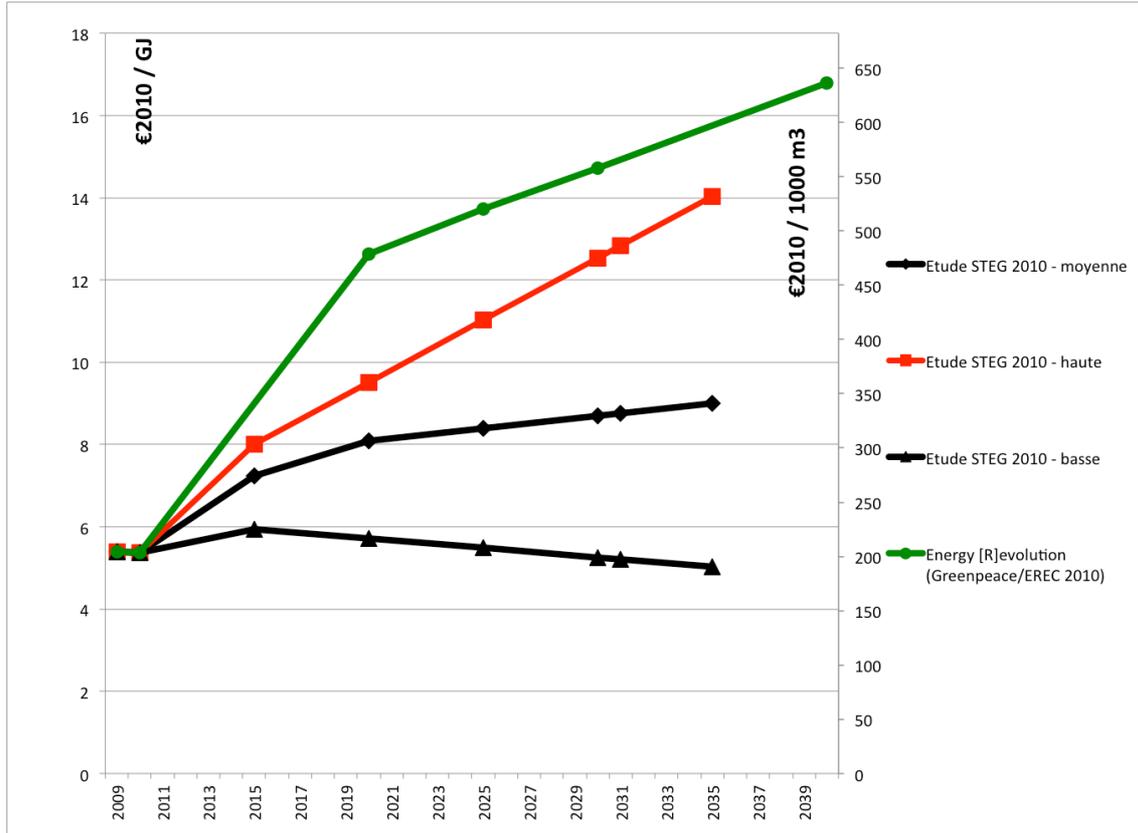


Figure 6 : Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas du gaz⁸

Les prix du charbon identifiés par STEG 2010 semblent eux aussi très plausibles. Néanmoins, par mesure de sécurité, la variante STEG 2010 – basse est revue à la hausse et par conséquent remplacée par la variante WEO 2010-basse (IEA 2011a).

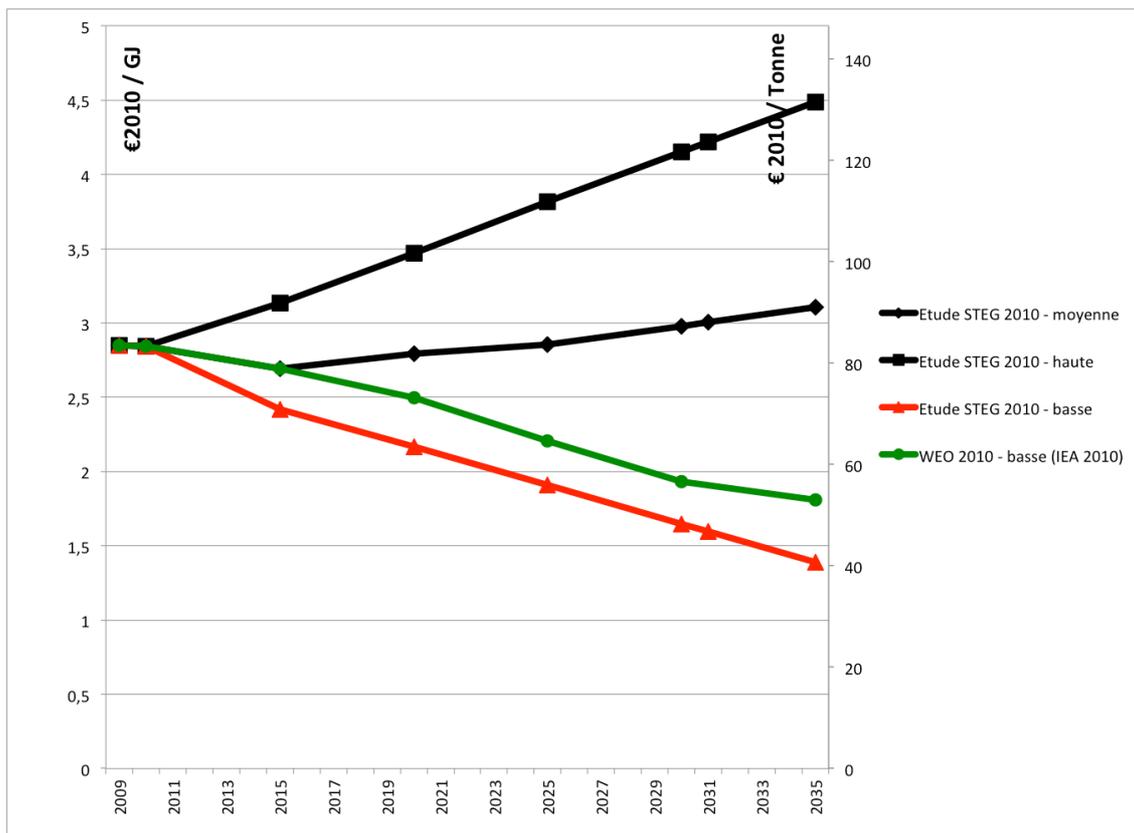


Figure 7 : Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas du charbon⁸

Dans le cas de l'uranium l'option unique de la STEG est maintenue mais légèrement revue à la hausse dû à la prise en compte des taux d'inflation de la monnaie en 2009 et 2010 (cf. Figure 4).

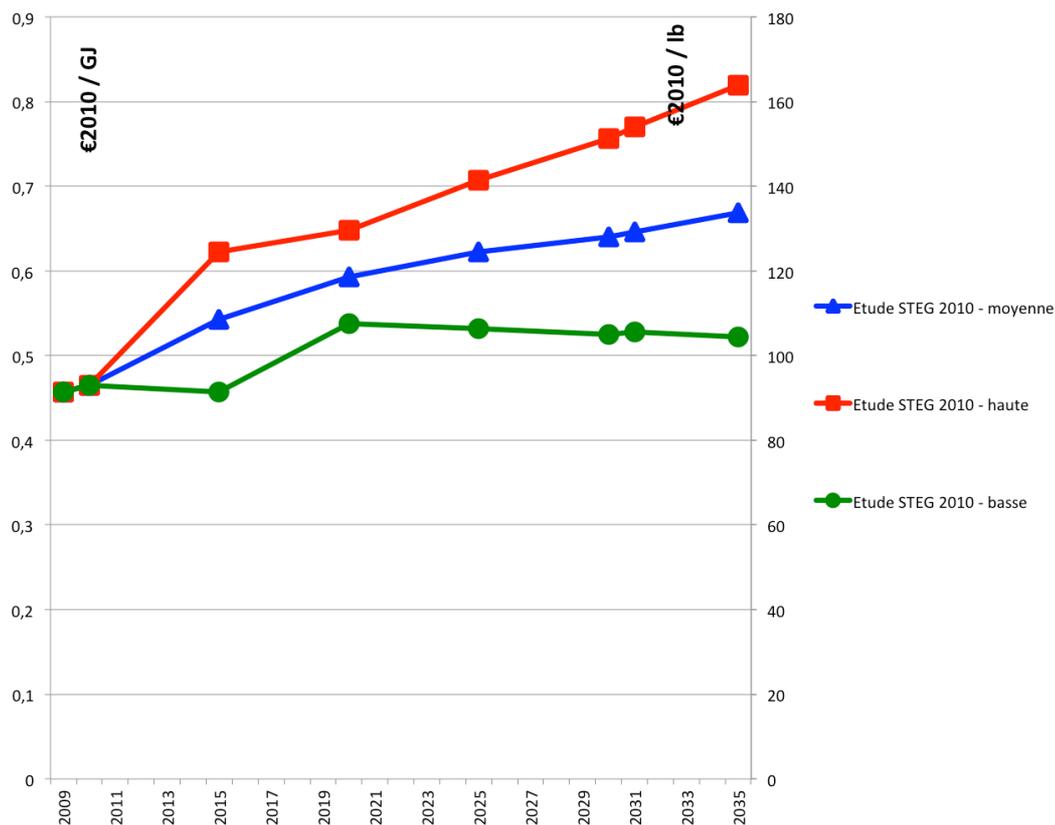


Figure 8 : Aperçu des variantes validées/rejetées dans le cas de l'uranium

Un aperçu tabulaire de l'ensemble des résultats se présente comme suit:

Tableau 9 : Evolution du prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium jusqu' en 2035 pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ)

Année	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Pétrole							
Moyenne	7,94	10,06	12,29	12,98	13,66	14,35	15,06
Haute	7,94	10,06	19,36	22,24	24,46	25,77	26,16
Basse	7,94	10,06	10,27	10,00	9,73	9,46	9,18
Gaz							
Moyenne	5,40	5,36	7,23	8,08	8,39	8,69	9,00
Haute	5,40	5,36	10,70	12,64	13,73	14,72	15,20
Basse	5,40	5,36	5,94	5,72	5,49	5,26	5,02
Charbon							
Moyenne	2,84	2,84	2,69	2,79	2,85	2,97	3,11
Haute	2,84	2,84	3,14	3,47	3,82	4,15	4,48
Basse	2,84	2,84	2,69	2,50	2,20	1,93	1,81
Uranium							
Moyenne	0,46	0,46	0,54	0,59	0,62	0,64	0,67

Haute	0,46	0,46	0,62	0,65	0,70	0,76	0,82
Basse	0,46	0,46	0,46	0,54	0,53	0,52	0,52

Tableau 10 : Evolution du prix du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium jusqu' en 2035 pour les trois scénarios

Année	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Pétrole (EUR/BOE)							
Moyenne	46,85	59,35	71,98	76,02	80,01	84,04	88,21
Haute	46,85	59,35	113,39	130,26	143,26	150,93	153,22
Basse	46,85	59,35	60,15	58,57	56,99	55,40	53,77
Gaz (EUR/1000m3)							
Moyenne	204,61	203,09	273,94	306,15	317,9	329,26	341,01
Haute	204,61	203,09	405,42	478,93	520,23	557,74	575,93
Basse	204,61	203,09	225,07	216,73	208,02	199,30	190,21
Charbon (EUR/Tonne)							
Moyenne	83,33	83,33	78,84	81,77	83,53	87,04	91,14
Haute	83,33	83,33	92,02	101,7	111,95	121,63	131,30
Basse	83,33	83,33	78,84	73,27	64,48	56,56	53,05
Uranium (EUR/lb)							
Moyenne	91,46	92,98	108,52	118,54	124,38	128,07	133,67
Haute	91,46	92,98	124,40	129,54	141,34	151,17	163,92
Basse	91,46	92,98	91,32	107,55	106,28	104,98	104,40

3. Analyse de la demande électrique tunisien

3.1. Rétrospective de la demande d'électricité

3.1.1. Evolution de la consommation

La consommation nette d'électricité s'est élevée en Tunisie à environ 13 TWh en 2009, intégrant à la fois l'électricité fournie par la STEG et celle produite et autoconsommée par les entreprises industrielles, essentiellement.

La structure de la demande d'électricité selon le niveau de tension a évolué comme suit :

- La demande Haute Tension (HT) en augmentation de 3,5 % en moyenne par an a perdu de poids au cours des 10 dernières années et représente 10% de la demande d'électricité en 2009 contre 12% en 1999
- La demande Moyenne Tension (MT), en augmentation de 5,1% en moyenne par an a enregistré une stagnation de poids autour de 47% de la demande.
- La demande Basse Tension (BT), qui a évolué plus vite que les autres tarifs, avec une augmentation de 6,1% en moyenne par an, représente 43% de la demande en 2009, contre 40% en 1999.

Le tableau suivant présente la répartition de la consommation durant les 20 dernières années selon les secteurs.

Tableau 11 : Consommation nette d'électricité par secteur entre 1990 et 2009 (GWh)

	1990	1995	2000	2005	2009
Industrie	2 537	3 031	4 138	5 172	5 993
Transport	13	90	115	150	175
Résidentiel	1 084	1 664	2 274	2 846	3 291
Tertiaire	1 031	1 445	1 967	2 464	2 853
Agriculture	264	361	485	613	701
Total	4 930	6 591	8 980	11 246	13 013

Source : Statistiques rétrospectives d'électricité 1998-2008, STEG DEP.
Données STEG DEP pour données 2009.

Cette consommation a augmenté à un rythme d'environ 6% par an durant les années 90 et 4% dans les années 2000. Sur les 5 dernières années, le taux de croissance de la demande électrique est passé à moins de 4%, comme le montre le suivant :

Tableau 12 : Taux de croissance annuelle moyen de la demande d'électricité par secteur

	90-95	95-2000	2000-2005	2005-2009
Industrie	3,6%	6,4%	4,6%	3,8%
Transport	46,9%	5,0%	5,5%	3,9%
Résidentiel	9,0%	6,4%	4,6%	3,7%
Tertiaire	7,0%	6,4%	4,6%	3,7%
Agriculture	6,4%	6,1%	4,8%	3,4%
Total	6,0%	6,4%	4,6%	3,7%

3.1.1.1. Le Secteur Industriel

Le secteur industriel est le plus grand consommateur d'électricité, avec une part d'environ 46% en 2010. Cette consommation a enregistré une évolution moyenne annuelle durant les dix dernières années de 4,2% qui est tombée à 3,8% durant les 5 dernières années.

Au sein du secteur industriel, la répartition de la consommation par branche n'a pas beaucoup changé depuis une vingtaine d'année avec un léger gain de poids des IMCCV au détriment des IME.

Tableau 13 : Structure de la demande d'électricité dans le secteur industriel par branche

Branche	1990	2000	2005	2009
Ind. Agro-alimentaires (IA)	6%	7%	7%	7%
Ind. Chimiques et Mine (ICM)	21%	16%	16%	15%
Ind. Diverses (ID)	8%	10%	9%	10%
Ind. Mat. Construction, Céramique et Verre (IMCCV)	52%	51%	57%	58%
Ind. Mécanique et Electriques (IME)	12%	13%	7%	7%
Ind. Textiles, Habillement et Cuir (ITHC)	2%	3%	3%	4%
Total	100%	100%	100%	100%

3.1.1.2. Le Secteur des services

En 2009, la demande nationale d'électricité du secteur des services s'est élevée à environ 3,3 TWh, représentant 22% de la demande totale et en croissance de +4,2% en moyenne par an au cours de la période décennale 2000-2009.

La part du secteur, qui évolue plus vite que la moyenne globale de tous les secteurs d'activités économiques après l'agriculture, apparaît également importante en raison du rôle croissant de ce secteur dans la formation de la valeur ajoutée nationale, et de la spécificité de ses besoins d'énergie, essentiellement dominés par les usages électriques.

3.1.1.3. Le Secteur du transport

Le secteur des transports, qui est à ce stade inclus dans le secteur des services, perd de son importance en raison de sa faible demande en électricité et du rythme assez lent du

développement des lignes électrifiées en Tunisie. En revanche, la demande électrique de ce secteur tendrait à augmenter d'une façon significative dans le cas de la concrétisation des nouveaux projets du secteur en l'occurrence, l'électrification de la ligne de la banlieue sud de Tunis (Tunis-Borj Cedria) et la mise en service des nouvelles lignes du réseau ferroviaire rapide (RFR) prévue à partir de 2016.

3.1.1.4. Le secteur résidentiel

En 2009, la demande nationale d'électricité du secteur résidentiel s'est élevée à environ 3,3 TWh, représentant 25% de la demande totale et en croissance de +4,2% en moyenne par an au cours des dix dernières années.

La consommation par habitant a augmenté de manière très significative, passant d'environ 134 kWh/hab en 1990 à 316 kWh/hab en 2009, soit plus qu'un doublement de la consommation unitaire, tributaire à une amélioration significative du niveau de vie des ménages.

Cette croissance tend toutefois à se ralentir durant les 5 dernières années, puisque le taux de croissance n'était que de 3,7% par an, en moyenne.

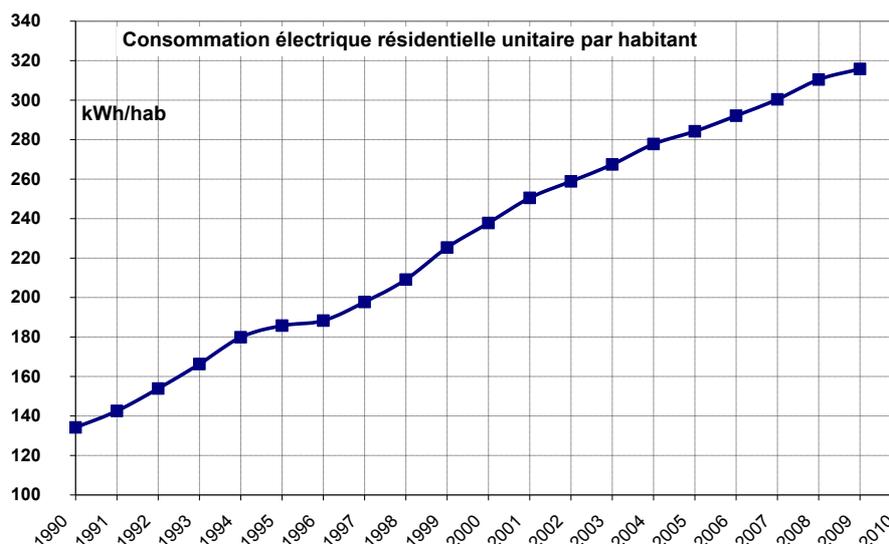


Figure 9 : Evolution de la consommation résidentielle spécifique (kWh/hab)

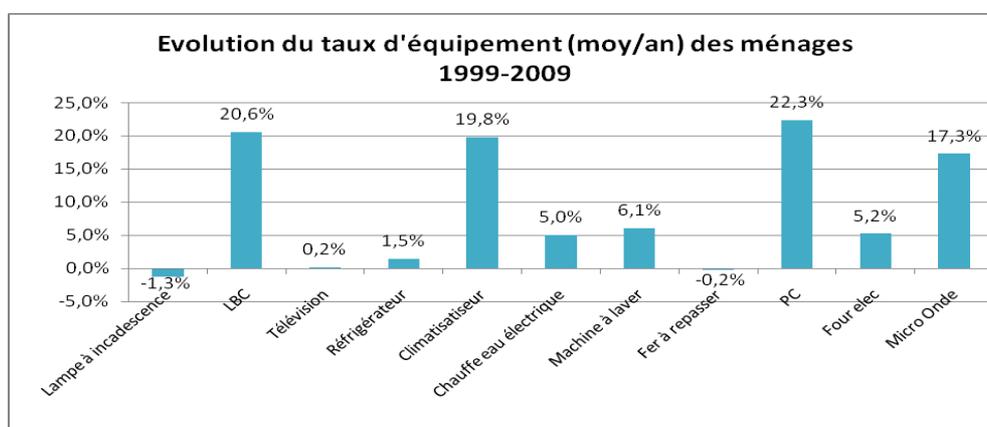
Selon les enquêtes quinquennales réalisées par la STEG, la structure de la demande d'électricité du secteur résidentiel par type d'énergie montre que l'électricité occupe toujours la deuxième place après le GPL, avec environ 24,3% de la demande totale d'énergie finale enregistrant une évolution moyenne annuelle d'environ 5,5% sur la période 1999-2009.

Ces enquêtes ont mis en évidence la forte pénétration des divers équipements électroménagers dites « de confort », à l'instar des climatiseurs, les machines à laver, les micro-ondes et les micro-ordinateurs, qui influenceront la demande future de

l'électricité du secteur résidentiel et qui sont une conséquence directe des trois facteurs suivants :

- L'amélioration continue des conditions de vie des ménages expliquée à plus forte raison par la croissance sensible du PIB par habitant et du niveau d'instruction
- La facilitation de l'accès aux moyens associés à la multimédia et notamment l'internet
- La baisse des prix de ces types d'équipements qui sont devenus désormais à la portée de la majorité des classes sociales, au vue de la grande concurrence du secteur de l'électroménager en Tunisie.

Figure 10 : Evolution moyenne annuelle du taux d'équipement des ménages 1999-2009



Source : Enquêtes 1999 et 2009 auprès des abonnés de la STEG, STEG DEP.

En outre, il ressort de ces enquêtes les éléments suivants :

- La structure de la consommation électrique des ménages par usage n'a pas beaucoup changé avec une dominance de l'usage de la réfrigération, l'éclairage et la télévision qui totalisent environ 79% de la consommation totale du secteur.
- La part de la consommation de l'éclairage n'a pas beaucoup évolué malgré l'augmentation du nombre de points d'éclairage dans les ménages, ce qui peut être expliqué par la forte pénétration des lampes LBC dont le taux d'équipements a évolué d'environ 20% en moyenne par an durant la période 1999-2009.
- La climatisation a enregistré le plus grand taux d'évolution avec 12,7% en moyenne par an en conséquence d'une forte évolution du taux d'équipement de ce type d'appareil qui a passé de 2,4% en 1999 à environ 14,6% en 2009, soit une évolution moyenne de 20% par an sur cette période.
- La consommation des autres équipements électroménagers est en forte croissance après celle des climatiseurs, avec environ 10,2% en moyenne par an. Cette augmentation est expliquée par la forte pénétration des appareils dits « de confort » énumérés plus haut et dont les nombres ont plus que doublé durant la décennie 1999-2009,

à l'exception des micro-ordinateurs dont le nombre a été multiplié par dix durant cette même période.

Tableau 14 : Structure de la consommation d'électricité par usage domestique

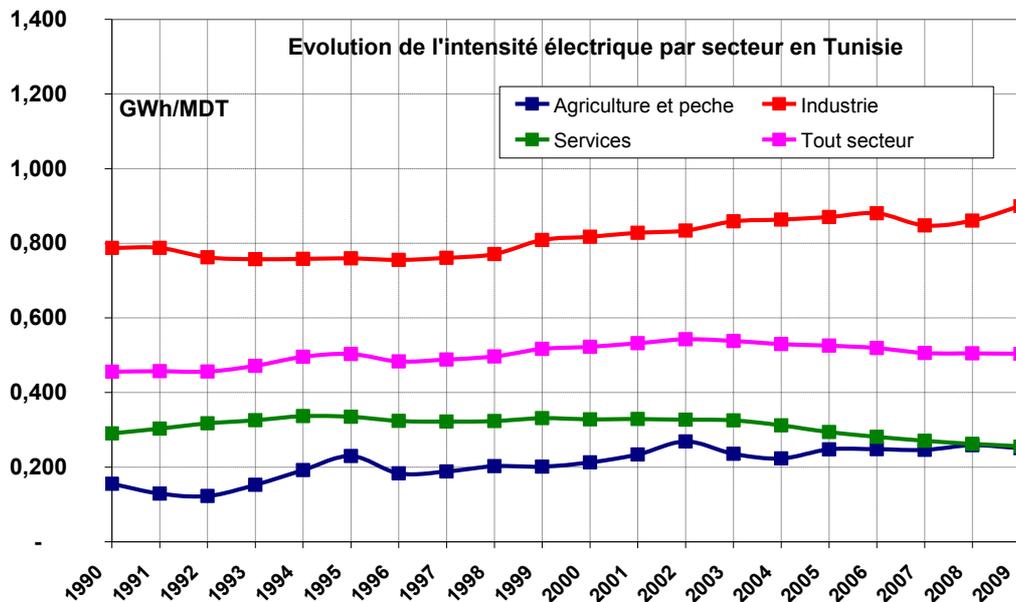
Usage	1999		2004		2009		Evol 99-09
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	
Réfrigération	785,8	41%	1151,7	41%	1225,5	38%	4,5
Eclairage	424,5	22%	499,5	18%	573,1	18%	3,0
Télévision	339,3	18%	610,8	22%	746	23%	8,2
Chauffage de l'eau	133,3	7%	128,4	5%	118,3	4%	-1,2
Climatisation	36,9	2%	91	3%	122,3	4%	12,7
Chauffage locaux	47	2%	142,2	5%	117,3	4%	9,6
Lavage de linge	29,8	2%	61,5	2%	76,2	2%	9,8
Fer à repasser	14,9	1%	16,3	1%	23,7	1%	4,8
Autres	95,1	5%	127,9	5%	251,5	8%	10,2
TOTAL	1906,6	100%	2829,3	100%	3253,9	100%	5,5

Source : Enquêtes 1999 et 2009 auprès des abonnés de la STEG, STEG DEP.

3.1.2. Evolution de l'intensité électrique

La figure et le tableau suivants présentent l'évolution de l'intensité électrique au niveau global et sectoriel.

Figure 11 : Evolution de l'intensité électrique des différents secteurs entre 1990 et 2009



Source : INS, 2010

Tableau 15 : Evolution de l'intensité électrique finale des différents secteurs entre 1990 et 2009 (GWh/MDT).

	1990	2000	2005	2009
Tout secteur	0,456	0,523	0,526	0,504
Industrie	0,788	0,817	0,870	0,900
Ind. Agric.et Alimentaires	0,343	0,452	0,556	0,501
Ind. Chimiques et Mine	2,145	1,421	1,684	1,980
Ind. Diverses	0,898	1,012	0,912	0,989
Ind. Mat. Const. Cer.et Verre	6,255	6,781	7,753	8,151
Ind. Mécanique et Electriques	1,097	1,204	0,591	0,458
Industries textiles, habillement et cuir	0,075	0,114	0,169	0,228
Services	0,287	0,310	0,277	0,234
Agriculture	0,155	0,213	0,247	0,251

Source : Alcor, à partir des données de l'INS et de la STEG, 2010

Depuis le début des années 2000, on assiste à une baisse de l'intensité électrique globale d'environ 1% par an. Cette baisse a été surtout portée par le secteur des services dont l'intensité a diminué significativement (3% par an) pendant les 5 dernières années, comme le montre le suivant :

Tableau 16 : Taux d'évolution annuelle moyen de l'intensité électrique des différents secteurs entre 1990 et 2009

	90-95	95-2000	2000-2005	2005-2009
Tout secteur	2,0%	0,8%	0,1%	-1,1%
Industrie	-0,7%	1,5%	1,3%	0,9%
Services	2,9%	-0,4%	-2,2%	-3,4%
Agriculture	8,1%	-1,5%	3,1%	0,4%

Cependant, l'intensité électrique du secteur industriel a augmenté durant les 10 dernières années de plus de 1% par an. Au sein de ce secteur, la hausse a été observée notamment au niveau des branches des industries chimiques et mines et des IMCCV.

3.2. Prospective économique

3.2.1. Approche de travail

Dans les termes de référence de l'étude sur le mix électrique, il était prévu tout simplement de s'appuyer sur les résultats de la prévision de la demande électrique par la STEG, tout en menant une analyse critique de cette dernière.

Toutefois, lors du comité de pilotage, il a été demandé d'effectuer un travail sommaire de prévision de la demande, compte tenu du fait que les hypothèses de croissance économique à long terme peuvent significativement changer à la suite de la révolution du 14 janvier 2011. A cet effet, un groupe de travail de prospective économique a été constitué comprenant des représentants des organismes suivants :

- Le Ministère de la Planification et de la Coopération Internationale
- L'Institut National des Statistiques
- La Direction Général de l'Energie
- La Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz
- L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie

Le rôle principal de ce groupe est de définir les hypothèses de croissance et de la structure économique au-delà de 2016. Ces hypothèses seront utilisées essentiellement pour les travaux de deux études :

- La présente étude sur le mix électrique
- L'étude en cours sur la stratégie nationale pour l'utilisation rationnelle de l'énergie

Trois réunions de groupe de travail ont permis de définir ces hypothèses socioéconomiques en termes de croissance économique et de structure du PIB.

3.2.2. Scénarios de la croissance économique

L'horizon d'étude est fixé à 2030, conformément à l'étude, avec la distinction de deux grandes périodes d'analyse : la période 2012-2016 (période du 12^{ème} plan de développement) et la période 2017-2030.

3.2.2.1. Taux de croissance 2012-2016

Pour la période 2012-2016, il s'agit tout simplement de réactualiser les objectifs de croissance qui ont été prévus pour le 12ème plan en tenant compte de la conjoncture économique de 2011, consécutive à la révolution du 14 janvier.

L'objectif de croissance prévu initialement dans le cadre du 12^{ème} plan est de 6.5% par an. Le Ministère de la Planification et de la Coopération Internationale prévoit une

croissance de 1% pour l'année 2011. Il a été supposé par ailleurs que l'effet de la conjoncture économique de 2011 se prolongera en 2012, et se traduira par un rythme de croissance moins que ce qui a été prévu initialement pour cette année, soit 3%.

Dans ces conditions, le taux de croissance sur la période 2012-2016 a été ajusté comme indiqué dans le tableau suivant:

Tableau 17 : Taux de croissance économique 2010-2016

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PIB Cst en MDT 90	26 873	27 142	27 956	29 746	31 649	33 675	35 830
Taux de croissance	4,0%	1,0%	3,0%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%
Moyenne				5,7%			

3.2.2.2. Estimation du taux de croissance 2017-2030

Définition des scénarios de croissance

L'amélioration de la bonne gouvernance économique et du climat des affaires suite à la révolution du 14 janvier, devrait permettre une plus grande attractivité des investissements directs étrangers et des investissements nationaux et par conséquent une croissance économique plus soutenue.

Par ailleurs, l'un des facteurs déclencheurs de la révolution du 14 janvier en Tunisie est incontestablement le chômage et particulièrement le chômage des diplômés. Pour cette raison, le paramètre déterminant des nouvelles politiques de développement en Tunisie sera la création d'emplois. Les taux de croissance projeté devrait être fixé de manière à réduire au maximum le taux de chômage à terme.

Tenant compte de ces exigences, les taux de croissance annuels moyens entre 2016 et 2030 ont été fixés par le groupe selon trois scénarios : « Faible », « Encadrement » et « Fort » respectivement à 4.5%, 6.2% et 8.0%. Les taux de croissance se répartissent sur les différents horizons comme suit :

Tableau 18 : Evolution du taux de croissance 2016-2030

Période	Faible	Encadrement	Fort
2016-2021	4,3%	6,8%	8,7%
2021-2026	4,7%	6,0%	7,7%
2026-2030	4,5%	5,8%	7,5%
2016-2030	4,5%	6,2%	8,0%
2010-2030	4,6%	5,8%	7,0%

Sur cette base, la figure suivante présente l'évolution du PIB (prix constant 90) sur la période 2010-2030, dans le cas des trois scénarios:

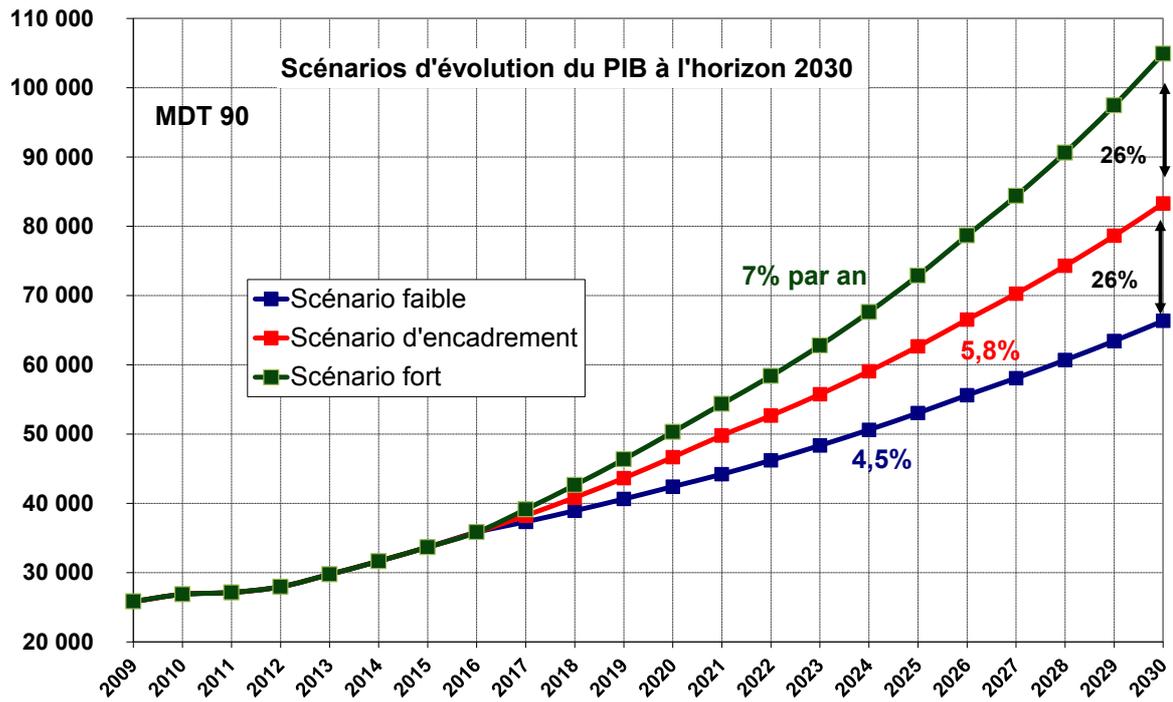


Figure 12 : Evolution du PIB (prix constant 90) 2010-2030

Vérification de l'impact sur l'emploi

Le lien emploi-croissance est établi de manière empirique en se basant sur une analyse rétrospective du taux de croissance et du taux de chômage, comme le montre la suivante :

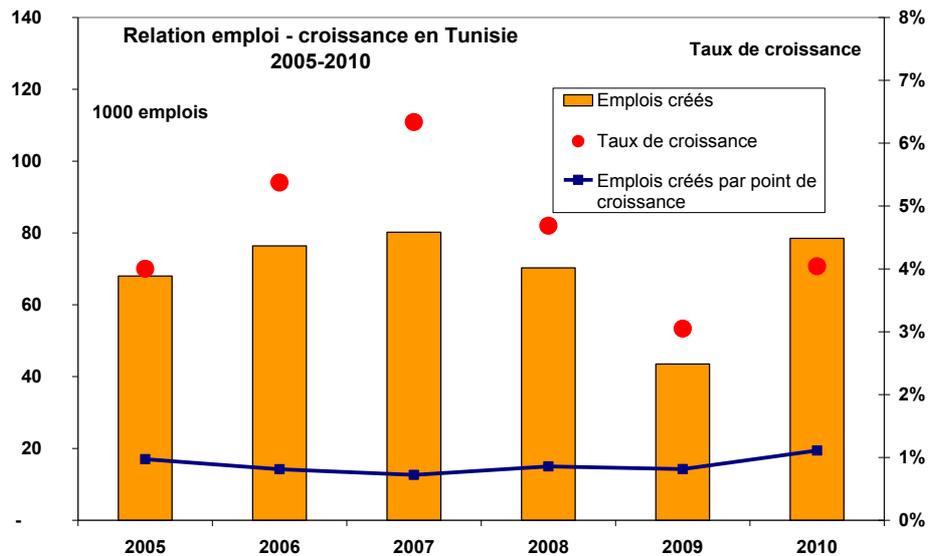


Figure 13 : Relation rétrospective Emploi-Croissance (2005-2010)

La moyenne des emplois créés par point de croissance est d'environ 15.000 emplois.

En se basant sur l'observation des tendances récentes et les prévisions de l'INS, les hypothèses de croissance de la population active totale ont été fixées comme suit :

2011-2016 : 2% par an

2016-2020 : 1,9% par an

2020-2030 : 1,8% par an

Connaissant la population active, les objectifs de croissance économique et la relation croissance-crédation d'emplois, il devient possible de déterminer les taux de chômage estimés aux différents horizons comme suit :

Tableau 19 : Evolution du taux de chômage

Horizon	Scénario faible	Scénario d'encadrement	Scénario fort
2021	14.0%	10.0%	7.0%
2026	14.5%	9.0%	6.0%
2030	15.5%	9.0%	6.0%

3.2.3. Hypothèses d'évolution de la structure économique⁹

3.2.3.1. Analyse des tendances passées

Le graphique et le tableau suivants présentent l'évolution de la structure de la VA des secteurs économiques en Tunisie depuis 1990.

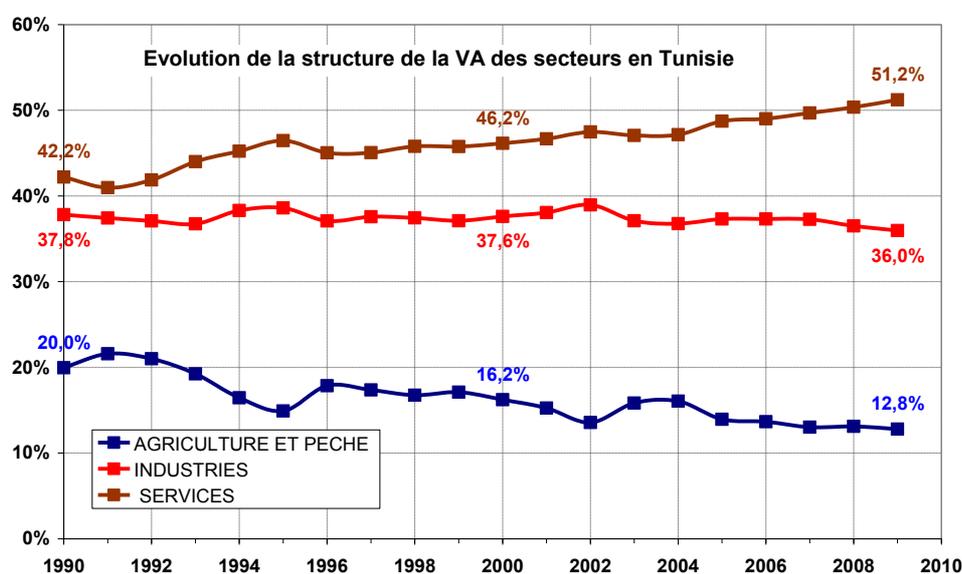


Figure 14 : Evolution de la structure de la VA des secteurs entre 1990 et 2009

⁹ Ces travaux sont faits pour l'étude stratégique pour l'utilisation rationnelle de l'énergie. Les résultats ne seront pas utilisés pour la prévision de la demande électrique dans le cadre de la présente étude sur le mix électrique.

Tableau 20 : Evolution de la structure de la VA des secteurs entre 1990 et 2010

	1990	1995	2000	2005	2009	2010
AGRICULTURE ET PECHE	20,0%	14,9%	16,2%	14,0%	12,8%	12,5%
INDUSTRIES MANUFACTURIERES	21,4%	24,9%	24,0%	22,0%	20,9%	20,8%
INDUSTRIES NON MANUFACTURIERES	16,4%	13,7%	13,6%	15,3%	15,0%	14,6%
SERVICES	42,2%	46,5%	46,2%	48,7%	51,2%	52,2%

Source : INS, 2011

Cette analyse rétrospective permet de dégager les constats suivants :

1. **Agriculture** : Elle présente une tendance claire et franche à la baisse de son poids dans la VA des secteurs dont la part passe de 20% en 1990 à seulement 12,5% en 2010.
2. **Industrie manufacturière** : Sa part a augmenté dans les années 90, puis elle a connu depuis 2000 une baisse significative pour atteindre un niveau inférieur à celui de 1990. L'industrie manufacturière a perdu 3,2 point entre 2000 et 2010, passant de 24% à 20,8%.

Au sein du secteur de l'industrie manufacturière, toutes les branches ont enregistré une baisse ou une stagnation de leur part depuis 2000, sauf les industries mécaniques et électriques (passant de 3,2% en 1990, à 3,3% en 2000 puis à 4,8% en 2010). La baisse la plus importante a été enregistrée dans la branche de textiles, habillement et cuir, passant de 8,3% en 2000 à 4,8% en 2010. Notons en particulier que la part de la branche des IMCCV a connu une baisse en comparaison à 1990 et une stagnation depuis 2000.

Tableau 21 : Evolution de la structure de la VA des branches de l'industrie manufacturière entre 1990 et 2010

	1990	1995	2000	2005	2009	2010
INDUSTRIES MANUFACTURIERES	21,4%	24,9%	24,0%	22,0%	20,9%	20,8%
Industries agricoles et alimentaires	4,8%	4,3%	4,5%	4,0%	4,0%	4,0%
Industries des mat.construct Cer. et verre	2,5%	2,7%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%
Industries mécaniques et électriques	3,2%	3,3%	3,3%	4,1%	4,8%	4,8%
Industries chimiques	1,7%	2,7%	2,7%	2,4%	2,1%	2,0%
Industries textiles, habillement et cuir	6,5%	8,7%	8,3%	6,6%	5,0%	4,8%
Industries diverses	2,8%	3,2%	3,0%	2,8%	2,7%	2,8%

3. **Industrie non manufacturière** : Ce secteur présente également une légère baisse de son poids passant de 16,4% en 1990 à 14,6% en 2010. Il connaît toutefois une relative stagnation depuis les années 2000.

Tableau 22 : Evolution de la structure de la VA des branches de l'industrie non manufacturière entre 1990 et 2010

	1990	1995	2000	2005	2009	2010
INDUSTRIES NON MANUFACTURIERES	16,4%	13,7%	13,6%	15,3%	15,0%	14,6%
Mines	1,2%	0,7%	1,1%	0,8%	0,6%	0,6%
Ext. Raff. de pétrole et gaz	7,4%	4,0%	4,0%	5,5%	5,7%	5,2%
Prod. d'électricité	1,8%	2,0%	1,8%	1,4%	1,4%	1,4%
Prod. d'eau	0,8%	0,7%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%
Bâtiment et génie civil	5,2%	6,3%	6,2%	7,1%	6,8%	6,8%

Au sein de ce secteur, on assiste notamment à la baisse de la part des mines qui est passée de 1,1% en 2000 à 0,6% en 2010. La seule branche ayant connu une légère augmentation de sa part est celle du bâtiment et génie civil.

4. **Services** : Ce secteur a connu une augmentation très significative de sa part qui a passée de 42,2% en 1990 à 52,2% en 2010. Cette augmentation a été portée notamment par les télécommunications dont la part est passée de 1,6% en 1990 à 2,6% en 2000 puis à 8,8% en 2010.

3.2.3.2. Prévision de la structure de la VA des secteurs à l'horizon 2030

Scénario tendancier de la structure économique

Au vu des tendances observées de la structure de la VA des secteurs durant les années 90 et 2000, il est possible de retenir les postulats suivants :

- La part de l'agriculture va continuer à baisser significativement durant les 20 prochaines années. Cette baisse prévisible est attribuable à plusieurs facteurs dont on citera essentiellement :
 - la disparition de certaines superficies agricoles pluviales particulièrement dans le centre et le sud à cause de leur non durabilité économique et environnementale (désertification, changement climatique, etc.)
 - La raréfaction des ressources en eau pour l'irrigation, etc.
- La part de l'industrie non manufacturière tendra à baisser significativement, compte tenu des potentiels économiques limités dans le pays de ce secteur d'une part et sa faible valeur ajoutée, d'autre part.
- Le poids de l'industrie manufacturière pourrait se maintenir, compte tenu de l'orientation probable du pays vers le renforcement de l'industrie légère à haute valeur ajoutée, telle que l'industrie mécanique et électrique et dans un moindre degré l'industrie agroalimentaire.

- Une augmentation importante de la part des services qui se développera au détriment des autres secteurs, notamment l'agriculture. Cette augmentation serait portée entre autres par le tourisme et les télécommunications et services financiers.

Si nous considérons l'hypothèse que les tendances structurelles observées durant les années 2000 vont se prolonger pour tous les secteurs, on obtient les résultats suivants :

Tableau 23 : Prévion de la structure du PIB selon les secteurs, selon l'évolution tendancielle

	2010	2020	2030
Agriculture	12,5%	9,6%	7,4%
Industrie	35,3%	33,2%	32,4%
Services	52,2%	57,2%	60,2%
Total	100%	100%	100%

Ajustement du scénario tendanciel

En faisant un benchmark avec la rétrospective de certains pays plus développés de la région méditerranéenne, telle que la Turquie, la Grèce, le Portugal ou l'Espagne, il nous semble que la part de l'industrie en 2030 devrait être encore légèrement baissée en faveur du secteur des services. En effet, la part de l'industrie est actuellement de 25% en Turquie alors qu'il était de 29% en 1990. Pour le Portugal, elle est passée de 23% en 1990 à 17% en 2009. De la même manière, elle a été de 24% en Espagne en 1990 pour devenir 15% actuellement.

Nous proposons ainsi de réajuster la part de l'industrie dans la VA des secteurs à 30% à l'horizon 2030, au lieu de 32,4% pour le scénario tendanciel. La part des services passerait alors à 63% et l'agriculture à 7%.

Le graphique suivant présente l'évolution de la tendance structurelle, telle qu'elle a été ajustée.

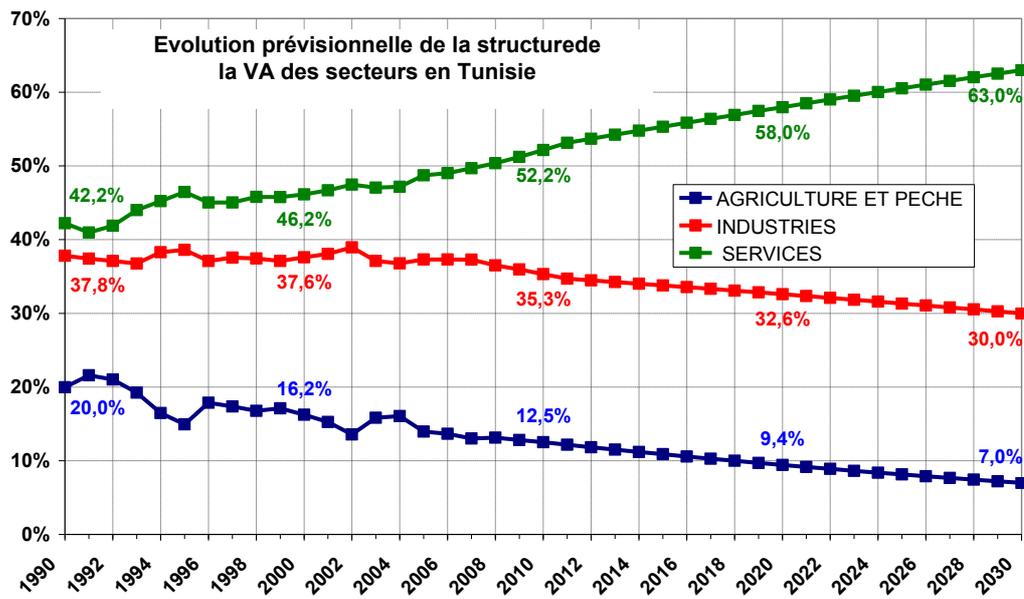


Figure 15 : Prévion ajustée de la structure du PIB selon les secteurs

3.3. Prévision de la demande électrique

3.3.1. Approche méthodologique et définition des scénarios de la demande électrique

Pour la prévision de la demande électrique aux différents horizons, nous nous sommes basés sur une approche simple qui consiste à fixer les niveaux des intensités électriques globales aux différents horizons, puis les appliquer aux PIB aux prix constant 1990.

Pour ce faire, des scénarios d'évolution future de l'intensité électrique sont définis autour de scénario de croissance économique le plus probable, à savoir le scénario d'encadrement.

Trois scénarios d'intensité électrique ont été alors distingués :

1. *Un scénario pessimiste* du point de vue efficacité électrique (non efficacité énergétique) où on considère que l'intensité électrique restera gelée pendant les 20 prochaines années en gardant la même valeur actuelle.
2. *Un scénario tendanciel d'efficacité énergétique* qui consiste à reproduire le même niveau de baisse de l'intensité électrique observée durant les cinq dernières années, soit environ -1.1% par an.
3. *Un scénario volontariste d'efficacité énergétique* basée sur une baisse plus forte de l'intensité électrique tenant compte :
 - D'une politique encore plus volontariste d'efficacité énergétique du pays
 - D'une augmentation continue de la part des services dans le PIB
 - De l'orientation du pays vers une politique de développement industriel favorisant les branches à haute VA.

Le taux de baisse de l'intensité électrique pour ce scénario a été fixé à -2.5% en moyenne par an.

3.3.2. Estimation de la demande

Les simulations ont permis ainsi d'estimer la consommation électrique prévisible aux différents horizons, pour les trois scénarios définis précédemment, comme indiqué par la suivante.

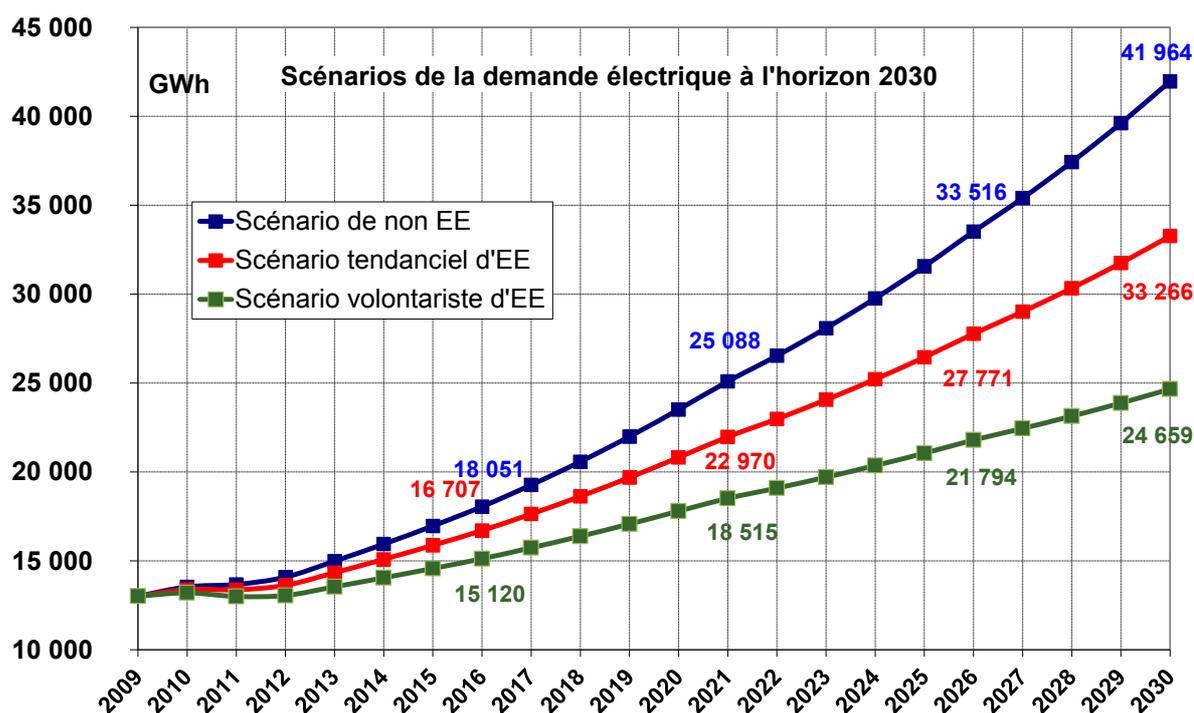


Figure 16 : Scénarios de l'évolution de la demande électrique à l'horizon 2030

Ainsi, si l'intensité électrique conserve la même valeur qu'en 2010 durant les 20 prochaines années, la demande électrique serait d'environ 42 TWh en 2030. Dans ce cas, la croissance moyenne de la demande sur la période 2010-2030 serait d'environ 5,8% par an.

Tableau 24 : Evolution du taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'électricité entre 2010 et 2030

	2010-2016	2016-2021	2021-2026	2026-2030	2010-2030
Scénario de non EE	4,9%	6,8%	6,0%	5,8%	5,8%
Scénario tendanciel d'EE	3,8%	5,6%	4,8%	4,6%	4,7%
Scénario volontariste d'EE	2,3%	4,1%	3,3%	3,1%	3,2%

La demande électrique ne serait que de 33,3 TWh si la Tunisie continue à faire baisser son intensité électrique au même rythme que celui observé pendant les 5 dernières années. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation nationale d'électricité serait dans ce cas de seulement 4,7% par an.

Enfin, une politique encore plus volontariste d'efficacité énergétique se traduirait par une croissance moyenne de la demande électrique nationale d'environ 3,2% par an sur la période 2010-2030. Par rapport au scénario de non efficacité énergétique, la demande électrique en 2030 serait 40% moindre.

3.3.3. Comparaison avec les travaux de prévision de la STEG

La prévision de la demande nationale d'électricité établie par la STEG dans le cadre de « l'étude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie » réalisée par la STEG en octobre 2010 a été réalisée en utilisant le modèle

MAED par tranche de 5 ans jusqu'à l'horizon 2031 (2011, 2016, 2021, 2026, 2031) et suivant les trois scénarios suivant :

- Un scénario de référence dit « de base », où 2004 est considéré en tant qu'année de référence coïncidant avec le dernier recensement de la population, qui reflète la continuation des tendances historiques en tenant compte des variations observés au niveau du PIB tout en tenant compte des programmes d'efficacité énergétique ;
- Un scénario dit « fort » caractérisé par une construction forte et ambitieuse de l'avenir en tenant compte des méga-projets programmés pour la période 2009-2020 ;
- Un scénario dit « faible » prenant en compte la possibilité d'occurrence de circonstances défavorables à la réalisation des projections du scénario de base.

3.3.3.1. Hypothèses de construction des scénarios socio-économique de la STEG

Les hypothèses utilisées au niveau des différents paramètres économiques et énergétiques pour l'évaluation de la demande future d'électricité dans les différents scénarios sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 25 : Hypothèses utilisées pour l'évaluation de la demande future d'électricité

Hypothèses		
Scénario de base	Scénario Fort	Scénario faible
1- Population (Données fournies par INS)		
Augmentation de 0,8% en moyenne par an sur 2011-2031	Augmentation de 0,7% en moyenne par an sur 2011-2031	Augmentation de 0,9% en moyenne par an sur 2011-2031
2- Taux de croissance du PIB (Données fournies par le Ministère de développement économique)		
Entre 4,9% sur la période 2012-2016 et 4,2% sur la période 2017-2031	Entre 6,5% sur la période 2012-2016 et 5% sur la période 2017-2031	Entre 4,5% sur la période 2012-2016 et 3% sur la période 2017-2031
3- Demande future d'énergie du secteur industriel		
Pour les trois scénarios, il a été considéré principalement les hypothèses suivant : <ul style="list-style-type: none"> - Consolidation des programmes d'efficacité énergétique dans l'industrie - Introduction du solaire thermique pour le chauffage de l'eau dans les procédés thermiques à partir de 2016 - Diminution de l'intensité de l'industrie manufacturière par l'introduction de nouvelles technologies économes en énergie 		
4- Demande future d'énergie du secteur résidentiel		

Augmentation annuelle de la consommation spécifique d'électricité (kWh/ménage/an) de 2,9% en moyenne par an sur 2011-2031	Augmentation annuelle de la consommation spécifique de 3% en moyenne par an sur 2011-2031	Augmentation annuelle de la consommation spécifique de 2,3% en moyenne par an sur 2011-2031
5- Demande future d'énergie du secteur des services		
- Augmentation du nombre d'employés du secteur des services de 0,2% en moyenne par an - Evolution de l'intensité électrique de 0,121 en 2004 à 0,164 en 2031	- Augmentation du nombre d'employés du secteur des services de 0,3% en moyenne par an - Evolution de l'intensité électrique de 0,121 en 2004 à 0,17 en 2031	- Augmentation du nombre d'employés du secteur des services de 0,04% en moyenne par an - Evolution de l'intensité électrique de 0,121 en 2004 à 0,162 en 2031

Par ailleurs, par rapport à ces hypothèses nous tenons à établir les remarques suivantes qui doivent être prises en compte dans l'élaboration des scénarios, à savoir :

- La prise en compte dans la consommation spécifique du secteur résidentiel des éléments suivants :
 - Le programme de certification des équipements électroménagers
 - La mise en application de la réglementation thermique des bâtiments
 - Le développement des Chauffe-eau solaires pour le chauffage de l'eau sanitaire
- La dissociation du secteur des services en trois sous-secteurs, qui représentent des structures et en conséquence une demande de consommation totalement différentes, à savoir, le tertiaire (hôtels, hôpitaux), le transport et autres services y compris l'administration
- La prise en compte pour le secteur des transports des programmes de développement des réseaux ferroviaires électriques (Grand Tunis, Sfax) et qui concernent, d'après les plans directeurs régionaux de transport, l'extension et/ou la création de lignes de métro-légers et la réalisation du réseau ferroviaire rapide.

3.3.3.2. *Projection de la demande totale d'électricité selon les travaux de la STEG*

Le tableau suivant montre l'évolution de la demande totale d'électricité pour les trois scénarios aux différents horizons. La consommation totale atteindrait à l'horizon 2031 pour les trois scénarios de référence, faible et fort respectivement 28461 GWh, 24465 GWh et 33267 GWh.

Tableau 26 : Prédiction de la consommation nationale d'électricité selon la STEG

Demande (Gwh)	2004	2011	2016	2021	2026	2031
Fort	10869	14534	19520	24070	28764	33267
Référence	10869	14321	18266	21652	25143	28461
Faible	10869	14225	17677	20229	22608	24465

Source : Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie, STEG, Octobre 2010.

La répartition de la demande d'électricité par secteur tel que présentée sur la figure ci-après, montre l'importante évolution de la consommation du secteur résidentiel qui occuperait la première place à l'horizon 2031 et ce pour les trois scénarios. Cette importante évolution est notamment expliquée par la consolidation de l'amélioration du niveau de vie des ménages en terme d'une forte pénétration de nouveaux équipements tels que les climatiseurs, les micro-ordinateurs ainsi que l'électroménager (four, micro-ondes, lave-vaisselles, etc.).

La consommation du secteur des transports, par rapport à l'année 2004, triplera pour les scénarios faible et de référence alors qu'elle sera multipliée par quatre pour le scénario fort et ce en raison de la réalisation des projets du RFR. En revanche, sa part dans la consommation totale à l'horizon 2030 ne changera pas significativement et stagnera entre 0,6 et 0,7%.

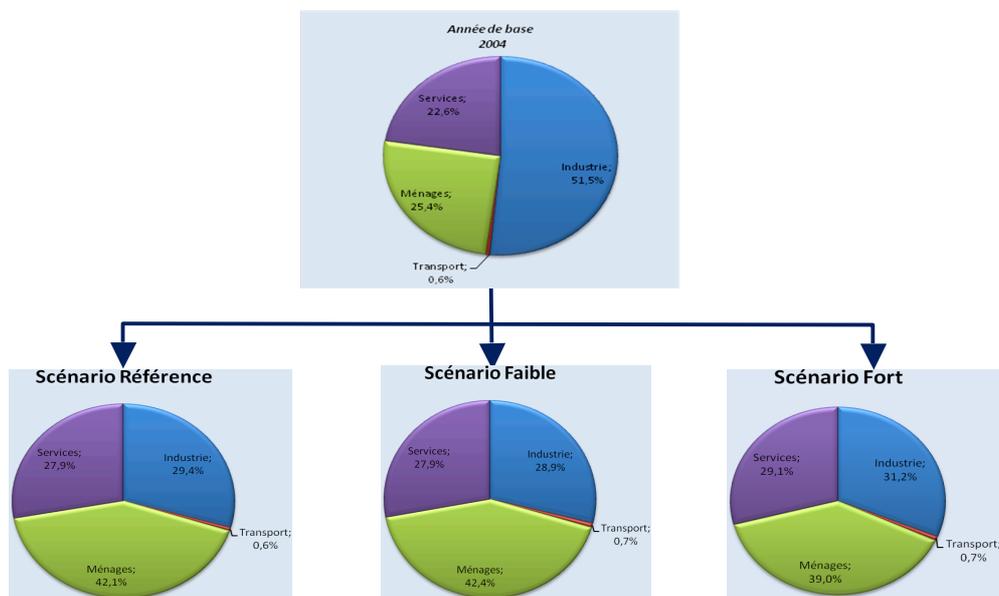


Figure 17 : Répartition sectorielle de la demande d'électricité observée à l'horizon 2030

3.3.3.3. Prédiction des courbes de charge pour les scénarios de la STEG

A la suite de la prédiction de la consommation d'électricité, la STEG a effectué des simulations de l'évolution de la courbe de charge électrique pour le scénario socio-économique de référence, comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau 27 : Projections de la demande d'électricité pour le scénario de référence (y compris les pertes dans les réseaux de transport et distribution)

	2004	2011	2016	2021	2026	2031
Pointe (MW)	2032	2877	3766	4472	5091	5687
Pointe Soir (MW)	2008	2682	3553	4308	4954	5609
Pointe jour/Pointe soir (%)	0.98%	1.07%	1.06%	1.04%	1.03%	1.01%
Facteur de charge (%)	64.7%	61.2%	60.2%	59.9%	60.8%	61.8%
Creux (MW)	637	882	1174	1374	1523	1738
Creux /Pointe Jour (%)	32%	31%	31%	31%	30%	31%

Source : Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie, STEG, Octobre 2010.

Ainsi, la pointe de charge en 2031 est estimée à environ 5690 MW, contre un creux d'environ 1740 MW.

Pour le scénario de croissance économique forte, la STEG a effectué des simulations de l'évolution de la pointe de charge, sous demande du consortium. Les résultats sont présentés dans la graphique suivant :

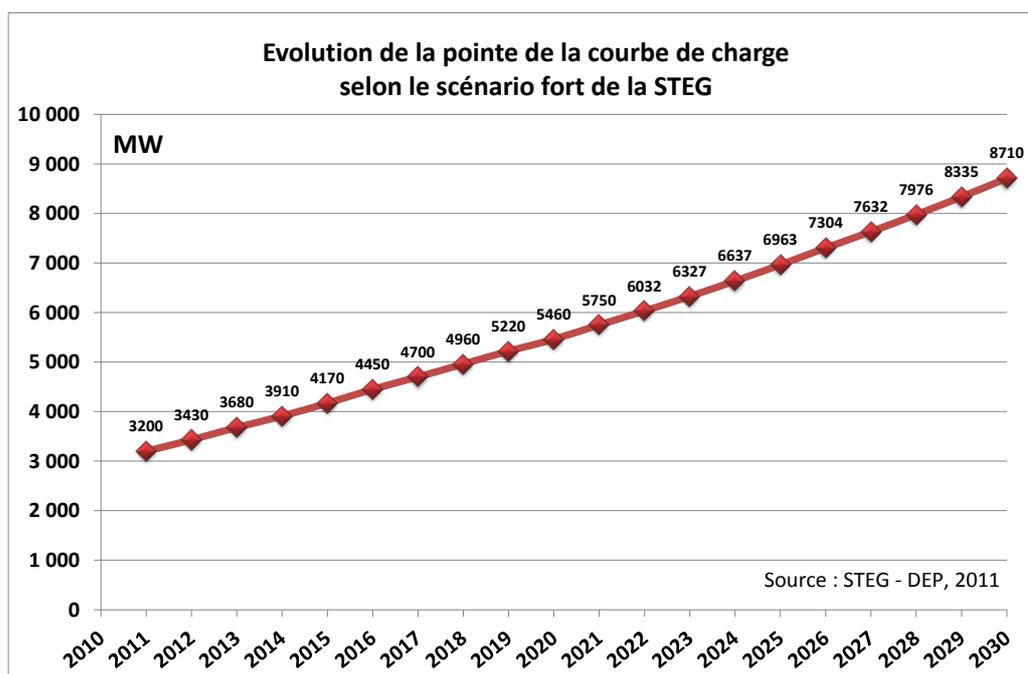


Figure 18 : Evolution de la pointe de charge à l'horizon 2030 selon le scénario socio-économique fort de la STEG

3.3.4. Synthèse et conclusion

Le tableau suivant présente la comparaison des scénarios et des hypothèses socio-économiques adoptés par la STEG et ceux approuvés par le groupe de prospective.

Tableau 28 : Comparaison des scénarios et des hypothèses socio-économiques considérées avec ceux de la STEG

Indicateurs / scénario	Etude STEG			Nouvelles prévisions		
	Faible	Référence	Fort	Faible	Encadrement	Fort
Taux de croissance PIB (2010-2030)	3,7%	4,6%	5,7%	4,6%	5,8%	7,0%
2010-2016	4,5%	4,9%	6,5%	4,9%	4,9%	4,9%
2016-2021	4,0%	4,8%	6,0%	4,3%	6,8%	8,7%
2021-2026	3,5%	4,5%	5,5%	4,7%	6,0%	7,7%
2026-2030	3,0%	4,2%	5,0%	4,5%	5,8%	7,5%
Valeur du PIB en 2030 (MDT 90)	58678	70493	89477	66 344	83 292	104 904
Structure PIB en 2030						
Agriculture	8%			7%		
Industrie	27%			30%		
Services	65%			63%		

Les deux scénarios socio-économiques à comparer sont le scénario « fort » de la STEG et le scénario « d'encadrement » de la présente étude, du fait de leur ressemblance en termes d'hypothèses de croissance économique moyenne sur 2010-2030 (5,7% par an contre 5,8%). En 2030, les PIB projetés par les deux études sont presque identiques à 7% près.

Du point de vue demande électrique, le tableau suivant présente la comparaison des scénarios de l'étude avec ceux de la STEG. Rappelons que les scénarios de la demande électrique de notre étude sont basés sur le scénario socio-économique d'encadrement conjugué à l'adoption de trois hypothèses différentes d'évolution de l'intensité électrique : stagnation, baisse de 1.1% et baisse de 2.5%.

Tableau 29 : Comparaison des scénarios de la demande électrique avec ceux de la STEG

Indicateurs / scénario	Etude STEG			Nouvelles prévisions		
	Faible	Référence	Fort	Non EE	EE tendancielle	EE volontariste
Demande électrique en 2030 (GWh)	24 465	28 461	33 267	41 964	33 266	24 659
Taux de croissance demande 2010-2030	2,70%	3,5%	4,2%	5,8%	4,7%	3,2%
2010-2016	4,40%	5,0%	6,1%	4,9%	3,8%	2,3%
2016-2021	2,70%	3,5%	4,3%	6,8%	5,6%	4,1%
2021-2026	2,20%	3,0%	3,6%	6,0%	4,8%	3,3%
2026-2030	1,60%	2,5%	3,0%	5,8%	4,6%	3,1%
Intensité électrique (GWh/MDT 90)						
2016	0,505	0,501	0,487	0,504	0,466	0,422
2021	0,475	0,470	0,449	0,504	0,441	0,372
2026	0,447	0,438	0,410	0,504	0,417	0,328
2030	0,417	0,404	0,372	0,504	0,399	0,296

Les scénarios fort de la STEG et le scénario « efficacité énergétique tendancielle » de la présente étude aboutissent très sensiblement au même niveau de la demande en 2030, soit environ 33260 GWh.

Pour cette raison nous recommandons pour la suite de la présente étude de considérer l'évolution de la consommation électrique future prévue par le scénario « Fort » de la STEG comme référence et de considérer en plus les scénarios « Non EE » et « EE volontariste ».

4. Analyse des différentes technologies de production d'électricité

4.1. Méthodologie

L'objectif de cette section est de présenter, d'étudier et de comparer les différentes technologies qui pourront être prises en compte dans le futur système électrique tunisien.

L'analyse des technologies de génération, qui sera présentée dans le chapitre 4.2, s'appuie essentiellement sur la méthode utilisée dans « l'Étude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie » (STEG, 2010) et les rapports de Valcereanu (2010). Mais, outre un screening des paramètres techniques et économiques des technologies de production d'électricité, cette nouvelle étude comprend une comparaison de l'impact environnemental, socio-économique et des risques liés à l'utilisation de ces technologies.

Pour la Tunisie, sept types représentatifs de centrales ont été sélectionnés et leurs paramètres présentés sous forme de tableaux synoptiques. Le choix et la définition des centrales prises en compte sont similaires à ceux de STEG (2010), sauf pour les technologies renouvelables où quelques changements sont à noter. En ce qui concerne les paramètres technico-économiques, une vérification des données recueillies par STEG (2010), respectivement leurs sources, a été effectuée¹⁰. Dans le cas où des nouvelles études ou des sources plus récentes divergeaient, les chiffres ont été actualisés. De plus, tous les résultats de ce rapport sont indiqués en €²⁰¹⁰. Pour donner un complément aux paramètres purement techniques et économiques, il a été décidé d'ajouter à l'analyse des critères non-quantifiables ou difficilement quantifiables, comme les effets socio-économiques et environnementaux. Ces critères, importants pour prendre en compte l'impact global des technologies abordées, sont également inclus dans les tableaux synoptiques.

Enfin, le chapitre 4.3 veut donner – également comme complément – une vue d'ensemble des technologies auxiliaires qui pourront être intégrées dans le futur système électrique en Tunisie. Entre autres, les technologies de stockage, la gestion de la demande et le concept des « smart grids » sont brièvement décrites.

¹⁰L'analyse du prix du combustible a été effectuée dans le chapitre 2 (Analyse du développement du marché énergétique régional et international). Le chapitre 4 retient le scénario moyen pour le développement des prix pour les années 2010, 2020 et 2030.

4.2. Analyse des différentes technologies de production d'électricité

4.2.1. Présélection des technologies pour un futur mix électrique tunisien

L'objectif de ce paragraphe est de présélectionner les technologies de génération d'électricité qui pourront d'une manière significative contribuer à un futur mix électrique en Tunisie. D'une façon générale, chaque technologie de génération d'électricité peut être classée suivant l'énergie primaire qu'elle utilise : les énergies fossiles (gaz, fuel, charbon, lignite), l'énergie nucléaire ou les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse, géothermie).

Le Tableau 30 donne un aperçu de la présélection des futures technologies examinées dans l'étude. Certains types de centrales électriques, même s'ils sont mûrs sur le plan technique, ne sont pas considérés pour la Tunisie : les centrales à fuel, par exemple ont été écartées comme option stratégique pour la Tunisie pour des raisons économiques, notamment vu le prix du pétrole. Egalement, les technologies dont le potentiel ou les ressources sont faibles, ou l'approvisionnement est difficile, ne seront pas prises en compte. De cette manière, la biomasse, les centrales hydrauliques, mais aussi les centrales à lignite, sont exclues de l'analyse.

Les technologies suivantes ont été retenues pour une analyse plus profonde : les centrales à gaz, les centrales à charbon, les centrales nucléaires, les centrales solaires et les parcs éoliens. Il est à noter que globalement, la même gamme de technologies avait été présélectionnée dans l'étude de la STEG (« Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie ») en octobre 2010 (STEG 2010).

Tableau 30 : Présélection des technologies

	Combustible/ Source d'énergie	Analyse détaillée	Technologies utilisables dans le futur mix <i>Remarques</i>
Fossile	Gaz naturel	☑	Cycle ouvert (OC) Cycle combiné (CC) <i>Les centrales à vapeur (CV), totalisant une puissance actuelle de 990MW, doivent être prise en compte lors de la modélisation jusqu'à leur déclassement. Mais aucune nouvelle installation ne sera considérée.</i>
	Charbon	☑	Centrales à vapeur au charbon pulvérisé (SCPC)
	Lignite, schiste/sable bitumineux	☒	<i>Pas de gisement disponible en Tunisie.</i>
	carburants liquides (fuel, diesel, essence)	☒	<i>Pas de nouvelles centrales prévues pour raison économique.</i>
Nucléaire	Uranium	☑	Réacteur à eau pressurisée (PWR)
Renouvelable	Solaire	☑	Photovoltaïque (PV) Centrales thermo-solaires à capteurs paraboliques (CSP)
	Eolien	☑	Parcs éoliens « onshore » <i>Les éoliennes offshore ne sont pas retenues comme une option en Tunisie pour l'horizon de cette étude</i>
	Biomasse	☒	<i>Le potentiel pour la contribution de la biomasse au mix tunisien est estimé faible</i>
	Hydraulique	☒	<i>Avec seulement 66MW, la puissance actuellement installée est négligeable. Faute des nouveaux sites appropriés, le potentiel de l'énergie hydraulique sera considéré comme inchangé dans l'avenir et ignoré dans la modélisation.</i>
	Géothermie	☒	<i>Potentiel géothermique considéré négligeable pour une exploitation économique à l'horizon 2030</i>

4.2.2. Critères et paramètres utilisés dans l'analyse

Afin de comparer les différentes technologies de génération, les résultats de l'analyse sont présentés sous forme des tableaux synoptiques. Pour chaque technologie, l'analyse couvre les paramètres technico-économiques nécessaires pour la modélisation (voir chapitre 6), mais également les effets environnementaux et sociaux-économiques de même que les risques. Pour les données difficilement quantifiables, une notation qualitative entre « ++ » (très favorable) et « -- » (très défavorable) a été choisie.

4.2.2.1. Paramètres technico-économiques

Puissance de référence : la puissance de référence en MW correspond à la puissance nominale pour une centrale typique de la technologie examinée. Les données technico-économiques ci-dessous se réfèrent à cette puissance.

Coût d'investissement : coût total d'investissement en $\text{€}^{2010}/\text{MW}$ pour les années 2010, 2020 et 2030. Le coût d'investissement (« overnight costs ») est exprimé sans prendre en compte les intérêts intercalaires (voir ci-dessous).

Intérêts intercalaires : Les intérêts intercalaires (en $\text{€}^{2010}/\text{MW}$) représentent les frais financiers lors de la construction des centrales et s'ajoutent au coût d'investissement « overnight ». Particulièrement pour les centrales avec une longue durée de construction (centrales nucléaires), les intérêts intercalaires peuvent avoir un effet important sur les coûts nivelés de génération. Dans ce chapitre, le calcul des intérêts intercalaires est effectué avec le même taux d'actualisation que le calcul du coût de génération (8%).

Frais fixes d'opération et de maintenance : en $\text{€}^{2010}/\text{kW a}$ pour les années 2010, 2020 et 2030.

Frais variables d'opération et de maintenance : en $\text{€}^{2010}/\text{MWh}$ pour les années de 2010, 2020 et 2030.

Prix du combustible : en $\text{€}^{2010}/\text{GJ}$ (PCI) selon les scénarios d'évolution des prix retenus dans le chapitre 2 pour les années 2010, 2020 et 2030.

Durée d'amortissement: durée habituellement considérée pour l'amortissement de cette technologie.

Rendement : rendement net en % (PCI). Ce paramètre s'applique aux centrales thermiques et correspond à l'énergie électrique produite par rapport à l'énergie du combustible, donnée indiquée à la puissance nominale.

Heures à pleine puissance : Valeur typique exprimée en heures (h). Divisée par 8760 h/a, cette valeur correspond au *facteur de capacité*, qui est le rapport entre la puissance électrique moyenne durant l'opération pendant une année et la puissance nominale de la centrale.

Coût typique de génération : le coût de revient (LCOE, « levelized costs of electricity », aussi coût nivelé de production) en €²⁰¹⁰/kWh, calculé en prenant en compte le rendement, le prix du combustible, les heures de pleine puissance, les frais d'exploitation et les coûts d'investissement. Le calcul des annuités de l'investissement est effectué sur la durée d'amortissement des centrales (N ans) avec un taux d'actualisation de $i=8\%$ ¹¹ sur la période d'amortissement.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Le coût de revient est calculé hors coûts externes mais en considérant les intérêts intercalaires pour chaque année (2010, 2020, et 2030). C_t signifie les coûts totaux (l'annuité de l'investissement, les frais d'opération et maintenance, et le coût du combustible). Le coût du combustible reste constant pendant la durée de l'amortissement de la centrale. De la même manière, E_t qui est l'électricité annuelle produite est assumée constante, sauf que pour le photovoltaïque, où une réduction annuelle de la production de 0,3% est considérée (ISE, 2010).

Structure des coûts de génération : part (en%) des coûts de combustible, de l'investissement et des frais d'opération et maintenance (O&M) dans le coût de revient total d'un kWh produit.

Disponibilité technique : moyenne, en %. Ce paramètre prend en compte le taux de panne, mais également les temps d'arrêt programmés pour la maintenance.

Temps de construction typique : en mois.

Crédit de capacité (ou « capacity credit » en anglais): exprimé en %, cette valeur correspond à la capacité d'une technologie à satisfaire la puissance maximale appelée. Le crédit de capacité est faible pour les technologies non-dispatchables (comme l'éolien ou le photovoltaïque), mais atteint 100% pour les centrales thermiques.

Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance : ce paramètre ajoute aux concepts de crédit de capacité et de disponibilité (voir ci-dessus) une information sur l'aptitude de la technologie de fournir la réserve de puissance pour réagir de manière rapide et flexible aux changements de la demande électrique. Estimation qualitative (voir Tableau 31).

¹¹ Note : ce taux d'actualisation a été uniquement choisi pour le calcul des coûts de génération, et ne doit pas être confondu avec le taux d'actualisation utilisé dans l'évaluation des scénarios (chapitre 6).

4.2.2.2. *Impact environnemental*

Emissions spécifiques : émissions directes des centrales. Pour les gaz polluants (CO₂, SO₂, NO_x) les valeurs sont exprimées en kg/MWh, pour les déchets nucléaires en g/MWh.

Coûts externes : les coûts externes visent à attribuer une valeur monétaire aux effets environnementaux et socio-économiques de la production industrielle. Pour le secteur électrique, les coûts externes sont exprimés en €²⁰¹⁰/MWh. L'étude présente se base sur des résultats des différentes publications, en particulier celles des projets ExterneE (ExternE, 2005), NEEDS (NEEDS, 2008) et autres études, en partie résumées par Valcaneanu (2010b). Bien que les résultats s'appliquent aux centrales électriques en Europe, il paraît approprié de les utiliser aussi pour la Tunisie (en première approximation). Puisque les méthodes de calcul des coûts externes sont caractérisées par de grande incertitude, on observe généralement de grandes différences entre les résultats¹². Ceci est en particulier le cas pour l'énergie nucléaire, mais aussi pour les autres technologies. Un élément qui complique l'évaluation des coûts externes surtout pour les centrales fossiles sont les incertitudes des conséquences monétaires de l'effet de serre. Dans la plupart des études (aussi dans STEG, 2010) le coût moyen des dommages des gaz à effet de serre est estimé à 19 €/tCO₂eq. Néanmoins, d'autres publications recommandent d'utiliser des valeurs plus élevées, allant jusqu'à 70 €/tCO₂eq (DLR/ISI, 2007). Pour le présent rapport, il a été décidé d'utiliser une fourchette de coûts externes qui résulte de l'écart entre les hypothèses de 19 €/tCO₂eq et 70 €/tCO₂eq pour les dommages des gaz à effet de serre. La valeur retenue (voir Tableau 39) est la moyenne de cette fourchette. Un cas particulier représentent les coûts externes des centrales nucléaires. Ici la limite supérieure de la fourchette est déterminé par les coûts d'une assurance contre le risque d'un accident sévère (voir section 4.2.5).

Il est à rappeler que le coût moyen des dommages des gaz à effet de serre ne doit pas être confondu avec le prix de carbone (€/tCO₂) qui est p.ex. appliqué dans le marché de carbone en Europe. Le diagramme suivant veut éclaircir les rapports entre les différents constituants des coûts externes.

¹² Il est également assumé, que les coûts externes restent les mêmes pour les années 2010, 2020 et 2030. Cette approximation est justifiée par les grandes incertitude pour les coûts externes actuels.

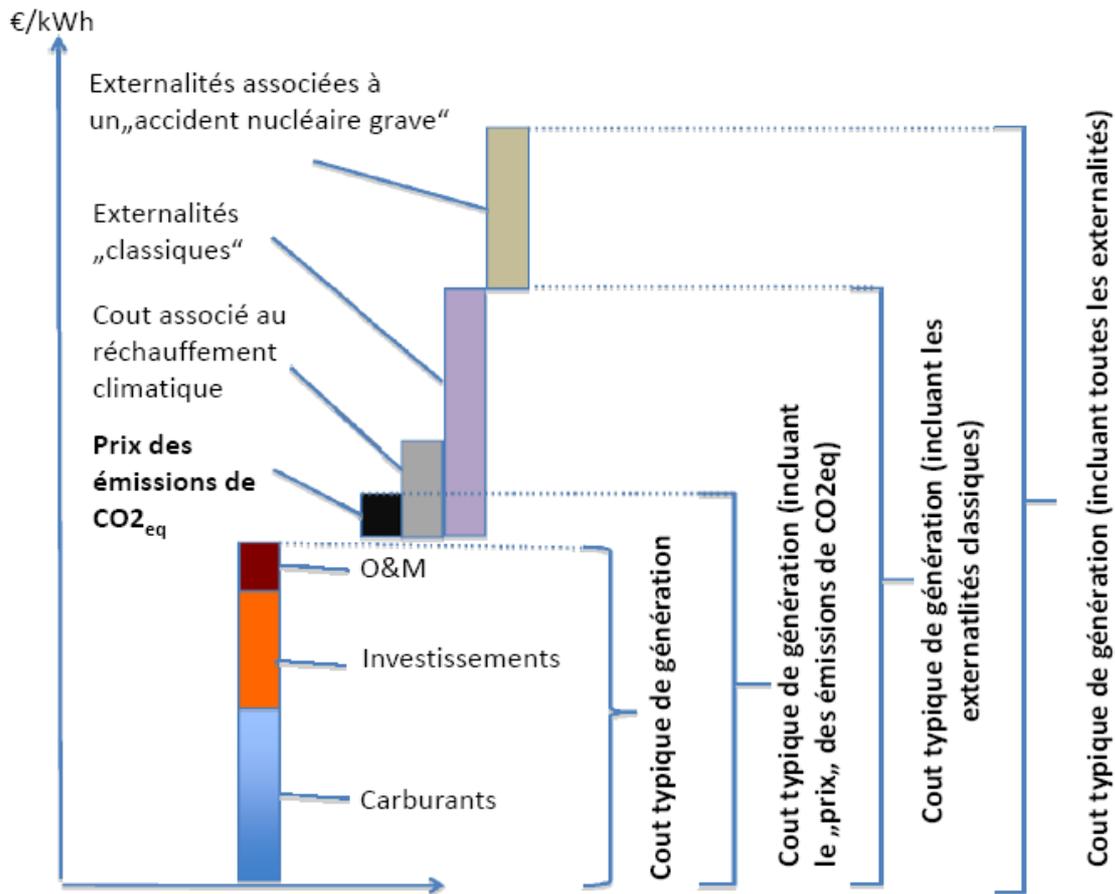


Figure 19 : Composition des coûts de génération et coûts externes

Consommation d'eau douce : estimation qualitative (voir Tableau 31). Ce critère se réfère uniquement à la consommation (directe) durant le fonctionnement de la centrale (refroidissement, cycle de vapeur, nettoyage).

Consommation d'espace : estimation qualitative (voir Tableau 31)

4.2.2.3. Critères socio-économiques

Taux d'intégration locale : Part de l'industrie tunisienne dans l'ingénierie, la fourniture et la construction de nouvelles centrales électriques. Valeur estimée en pourcent de l'investissement total. Cette valeur peut également être considérée comme un indicateur du potentiel de création d'emplois.

Contribution à la sécurité d'approvisionnement : estimation qualitative. La contribution à la sécurité d'approvisionnement est considérée faible pour les combustibles importés sur des marchés monopolisés, moyenne pour les technologies utilisant des sources énergétiques primaires non-importées et haute pour les énergies renouvelables. (voir Tableau 31)

Acceptabilité sociale : estimation qualitative (voir Tableau 31) de l'acceptabilité de l'implantation d'une centrale par la population locale, qui est directement concernée par la technologie, et par la société en général. Les facteurs suivants seront pris en compte: impacts sur le bien-être, création d'emplois, coûts pour la collectivité.

4.2.2.4. *Risques*

Enfin, la dimension « risque » et en particulier les conséquences liées aux risques économiques et techniques seront évaluées qualitativement pour chaque technologie (voir Tableau 31).

Les risques économiques sont par exemple une augmentation inattendue des prix du combustible ou les coûts d'investissement. Les délais de construction dus aux procédures d'autorisation, à la disponibilité de composantes ou autres contraintes logistiques constituent également un risque économique. Pour les énergies renouvelables, un risque économique concerne les revenus dus aux variations météorologiques

Les risques techniques, dus à une défaillance ou un accident, correspondent aux conséquences pour le système électrique, mais également pour l'environnement et la santé humaine.

Tableau 31 : Synoptique des critères non-quantifiables

Critère	Barème				
	++	+	0	-	--
Consommation d'espace	n.a.	n.a.	peu de consommation d'espace (centrales thermiques)	consommation importante, d'espace partiellement utilisable pour l'agriculture	consommation importante d'espace totalement couvert
Consommation d'eau douce durant l'opération	n.a.	n.a.	négligeable	importante	très importante
Acceptabilité sociale	bonne au niveau local et au niveau de la société	—	indifférent (p.ex. bonne au niveau de la société, mais mauvaise localement)	—	mauvaise à tout niveau
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	utilisation des énergies renouvelables	—	utilisation des combustibles non-importés / ou approvisionnement sur des marchés compétitifs	—	combustibles importés sur des marchés monopolisés.
Aptitude de mettre à disposition de la puissance de réserve	haute (possibilité à tout moment d'augmenter ou de diminuer la production électrique)	—	moyenne	—	faible (changement de production électrique lent ou non garanti à tout instant)
Risques économiques	n.a.	n.a.	le risque et/ou ses effets potentiels sont relativement faibles	moyen risque et/ou impact moyen des effets sur l'économie	haut risque et/ou effets économiques considérables
Risques techniques	n.a.	n.a.	risque modérée défaillances techniques	risque et/ou impact moyen	risque et/ou potentiel de dégâts important

4.2.3. Centrales à gaz

A l'heure actuelle, environ 21% de la production électrique mondiale est générée à partir du gaz naturel¹³. En Tunisie, où le parc de génération est presque entièrement alimenté par le gaz, ce chiffre s'élève même à 97%. La gamme des centrales à gaz en Tunisie comprend trois technologies principales : les centrales à cycle combiné (CC, combined cycle), les turbines à cycle ouvert (OC, open cycle) et les turbines à vapeur (TV). Il est à noter que, certaines centrales existantes en Tunisie permettent également d'être opérées avec des carburants liquides (notamment le fuel). Néanmoins, vu le prix élevé de ces carburants ce type de fonctionnement est considéré seulement comme une option d'appoint pour les centrales à gaz.

4.2.3.1. Centrales à gaz – turbines à cycle ouvert

Déjà utilisé depuis plusieurs décades dans le secteur électrique, ce type de centrale à gaz peut être considéré comme une technologie mûre et totalise actuellement en Tunisie une puissance d'environ 1500 MW.

Fonctionnement et paramètres techniques

Le principe de fonctionnement est simple et repose sur la combustion du gaz avec de l'air comprimé dans une chambre de combustion à l'intérieur de la turbine. L'énergie cinétique des gaz de combustion (l'expansion des gaz chauds) entraîne la rotation de l'arbre horizontal de la turbine. Une partie de cette énergie rotative est consommée par le compresseur d'air, l'autre partie sert à générer de l'électricité à travers un générateur électromagnétique. Techniquement, l'avantage principal des turbines à gaz est leur flexibilité dans le système de génération électrique. La mise en marche peut être effectuée très rapidement : seulement quelques minutes après le démarrage, les turbines atteignent leur capacité nominale. C'est pourquoi ces centrales sont considérées comme une technologie de choix pour sécuriser la production électrique pendant les pointes de charge. En conséquence, leur crédit de capacité est évalué à 100%.

Disponibles en plusieurs tailles sur le marché, les turbines à gaz OC permettent la construction de petites unités génératrices (10 MW) jusqu'à de grandes centrales de plusieurs mégawatts (300 MW). L'inconvénient majeur est le faible rendement qui est actuellement d'environ 35%. La technologie étant mûre, peu d'amélioration du rendement est attendu dans les années à venir, même si certaines publications prédisent jusqu'à 42% de rendement en 2030 (ETSAP-IEA, 2010).

Paramètres technico-économiques

Comparés à d'autres technologies de génération d'électricité, les turbines à gaz OC ont un faible coût d'investissement (entre 350 et 900 €/MW) pour une centrale clé-en-main

¹³ IEA Energy Technology Perspectives 2010-2050 (IEA, 2010a)

(la valeur de 600 €/MW¹⁴ est retenue pour la modélisation), mais un coût d'opération élevé du fait de leur faible rendement. C'est pour cela que les opérateurs du système électrique préfèrent généralement limiter les heures d'opération aux moments où la demande électrique est forte. En Tunisie, les heures de pleine puissance du parc des turbines à cycle ouvert est actuellement d'environ 1300h (STEG, 2010).

Les turbines à gaz sont relativement faciles à se procurer: le marché mondial est caractérisé par une compétition entre une multitude des fournisseurs offrant des turbines de différentes tailles et puissances. Du à la standardisation et la simplicité de cette technologie, un projet de centrale électrique peut être réalisé dans un délai relativement court : 24 mois.

Impact environnemental et coûts externes

Au niveau environnemental, les centrales à gaz cycle ouvert ont des performances moyennes. Bien que le gaz naturel soit généralement considéré comme un combustible « propre » (par rapport au charbon), les émissions spécifiques de polluants sont - à cause du faible rendement de la technologie – plus élevées que celles des centrales à cycle combiné (voir section 4.2.3.3), mais restent toujours modérées par rapport aux centrales à charbon (voir section 4.2.4). Les coûts externes d'une centrale à gaz OC varient entre 1,4 - 4,6 €/cent/kWh par kWh produit¹⁵. La consommation en eau et en espace des centrales OC est faible.

Critères socio-économiques

Puisque le gaz naturel est réputé pour être une énergie peu polluante, les projets de centrales à gaz rencontrent généralement peu de réserve de la part de la population.

Un inconvénient de la technologie est son faible taux d'intégration dans l'économie nationale. En l'absence de fournisseurs tunisiens de turbines, qui représentent le composant principal d'une centrale OC, il est estimé que seulement 15% des investissements d'une centrale OC profitent directement aux entreprises tunisiennes. Le potentiel de la création d'emploi en Tunisie est donc faible.

Risques

Risques économiques : pour les centrales à gaz OC, les risques économiques principaux sont une augmentation inattendue des coûts de génération de l'électricité. Ceci peut concerner le prix du combustible (le gaz) mais aussi les coûts d'investissement pour les futures centrales à construire. Puisque les coûts d'investissements jouent un rôle faible dans la structure des coûts des centrales à gaz OC (voir Tableau 32), on considère plutôt l'augmentation des prix du gaz comme le risque économique majeur. En tant que technologie assez répandue en Tunisie, le risque des délais inattendus pendant la construction des centrales est considéré comme faible.

¹⁴ Puisque le taux d'apprentissage pour les technologies conventionnelles est faible, il est supposé que coûts d'investissement, et aussi les coûts de l'O&M restent – en première approximation – les mêmes pour les années 2020 et 2030

¹⁵ Calcul à partir des coûts externes des centrales à cycle combiné (CC). Ajustement des valeurs en fonction du rendement de la technologie

Risques technologiques : Les risques des défaillances techniques ou d'accidents avec des turbines à gaz sont modérés et les dégâts potentiels sont considérés limités et maîtrisables.

Conclusion : du fait de leur grande flexibilité et de leurs coûts d'investissement modérés, les centrales à gaz cycle ouvert sont considérées comme une sérieuse option pour fournir la puissance crête dans le futur mix électrique en Tunisie. Pour l'évaluation des scénarios, les valeurs caractéristiques suivantes seront retenues :

Tableau 32 : Caractéristiques des centrales à gaz à cycle ouvert (OC)

Turbines à gaz (cycle ouvert, OC)					
Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Puissance de référence	MW	270			STEG (2010) assume une puissance de 270 MW. Néanmoins, les centrales existantes en Tunisie ont actuellement seulement une taille entre 22 MW et 118 MW. (source AUPTDE, 2007)
Coût d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	600	600	600	Estimation des coûts pour une centrale de 100 MW. Pour une centrale de 270 MW, l'étude STEG (2010) assume des coûts d'environ 500 €/kW
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	75	75	75	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	8,2	8,2	8,2	STEG (2010), actualisé avec EIA (2010)
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	2,5	2,5	2,5	STEG (2010), actualisé avec EIA (2010)
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	6,38	8,08	8,69	Scénario moyen, chapitre 2
Durée d'amortissement	ans	25			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	34,5			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	1300			STEG (2010)
Coût typique de	€ ²⁰¹⁰ /MWh	130	148	155	Calcul WI

génération				
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	39,2		Calcul WI
	% O&M	7,1		Calcul WI
	% Carburant	53,7		Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	88		Taux de panne/temps de maintenance. (STEG 2010)
Temps de construction typique	mois	24		STEG (2010)
Crédit de capacité	%	100		-
Aptitude de mettre à disposition de la réserve de puissance	évaluation qualitative	++		-
Impact environnemental / coûts externes				
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	575		IEA-ETSAP (2010)
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-		-
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	50		Sans système de réduction catalytique, IEA-ETSAP (2010)
Déchets nucléaires	g/MWh	-		-
Poussières fines	g/MWh	-		-
Coûts externes	€cent /kWh	3,0		Fourchette (calculée) 1,4-4,6 €cents/kWh, Valcereanu (2010b), DLR/ISI (2007) (2007). Valeur retenue: moyenne
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	0		-
Consommation d'espace	évaluation qualitative	0		-
Critères socio-économiques				

Taux d'intégration locale	%	15	Estimation WI/Alcor
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	--	-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	+	-
Risques			
Risques économiques	évaluation qualitative	O	-
Risques techniques	évaluation qualitative	O	-

4.2.3.2. Centrales à gaz – vapeur

Les centrales à vapeur alimentées par le gaz se trouvent surtout dans des pays où les ressources gazières sont abondantes, comme les pays du Golfe. La Tunisie possède aussi de nombreuses centrales de ce type. La majorité de ces centrales, qui représentent aujourd'hui une capacité de 990 MW, ont été construites entre les années 1970 et 1990. Les centrales à gaz vapeur sont situées de préférence sur la cote, où le refroidissement par l'eau de mer permet d'augmenter le rendement de cette technologie. Actuellement, ces centrales sont utilisées pour fournir de la puissance de base en Tunisie - mais il est envisagé qu'elles soient remplacées progressivement par des technologies plus efficaces (cycle combinés).

Conclusion : Vu le succès des centrales à cycle combiné (CC) comme technologie pour fournir la puissance de base, les centrales à gaz vapeur ne sont pas considérées comme une technologie intéressante dans le futur mix Tunisien, elles seront uniquement prises en compte lors de la modélisation du parc existant.

4.2.3.3. Centrales à gaz – cycle combiné

Les centrales à gaz cycle combiné (CC) sont en train de devenir la technologie dominante dans le parc de génération tunisien. Actuellement, la puissance installée s'élève à 850 MW (centrales de Sousse et de Rades), mais dans les prochaines années, des capacités supplémentaires de plus de 2600 MW sont déjà programmées (Ghannouch, Sousse, Bizerte et El Hawaria). En Tunisie, comme dans d'autres pays, ce type de centrales sert à satisfaire la charge de base et intermédiaire. La technologie des CC peut également être considérée comme mûre. Cette technologie jouit depuis quelques années

d'une popularité remarquable, en particulier dans les pays émergents, où la demande électrique est soumise à une croissance rapide

Fonctionnement et paramètres techniques

La technologie d'une centrale à cycle combiné réunit le principe des turbines à gaz (cycle ouvert) avec celui des turbines à vapeur : les gaz d'échappement d'une turbine à gaz passent par une chaudière de récupération (Heat recovery steam generator, HRSG), où de la vapeur est généré. Cette vapeur actionne ensuite une turbine à vapeur. Si le dimensionnement thermodynamique des deux turbines est correctement fait, la centrale peut atteindre des rendements entre 52% et 60%. Le concept du cycle combiné s'applique généralement aux centrales de moyenne et grande taille. En Tunisie, la puissance des centrales à gaz cycle combiné varie entre 360 et 470 MW.

Une variante « verte » des centrales à cycle combiné sont les centrales hybrides solaires (ISCC, integrated solar combined cycle). Cette technologie prévoit un champ de miroirs solaires paraboliques (îlot solaire) installé à proximité de la centrale thermique. L'énergie thermique produite par les miroirs pendant une journée ensoleillée est transmise dans le cycle de vapeur. Ce principe, qui est déjà en application dans trois centrales pilotes (en Egypte, au Maroc et en Algérie), promet une économie partielle du gaz. Néanmoins, il faut noter que les centrales ISCC ne produisent guère 1-5% de leur électricité à partir du solaire. Avec cette faible voire négligeable contribution au bilan renouvelable, les centrales ISCC ne sont pas considérées comme une technologie distincte des centrales à cycle combinés conventionnelles. Les technologies « réellement » solaires, comme les centrales thermo-solaires ou photovoltaïques sont décrites dans les sections 4.2.7.1 et 4.2.7.2.

Paramètres économiques

Les coûts d'investissement des centrales à gaz CC varient actuellement entre 530 et 950€/MW (IEA-ETSAP 2010). Pour la modélisation, une valeur de 750€/MW a été retenue¹⁶. Le rendement élevé des centrales à cycle combiné permet une exploitation extensive des centrales pour produire la puissance intermédiaire (2000-5000h par an) ou même la puissance de base (>5000 heures/an). En Tunisie, l'opération des centrales CC est estimée à 7000 heures/an à pleine puissance (STEG, 2010). La construction de nouvelles centrales n'est pas problématique. Avec 24-36 mois de construction, le temps pour la mise en service de cette technologie est légèrement supérieur à celui des centrales à gaz cycle ouvert.

Impact environnemental et coûts externes

Parmi les centrales fossiles, les centrales CC sont la technologie avec le meilleur rendement et peuvent donc se targuer d'avoir un impact environnemental relativement faible. Un inconvénient à mentionner pourrait être le besoin en eau pour le refroidisse-

¹⁶ Puisque le taux d'apprentissage pour les technologies conventionnelles est faible, il est supposé que coûts d'investissement, et aussi les couts d'O&M restent – en première approximation – les mêmes pour les années 2020 et 2030

ment du condenseur. Si la centrale ne peut pas être placée au bord de mer (la solution la plus favorable, bien qu'il y ait aussi des effets sur les écosystèmes marins), le refroidissement devra être effectué avec des eaux fluviales ou des eaux extraites des nappes phréatiques. En Tunisie, pour l'instant, toutes les centrales existantes sont refroidies avec de l'eau de mer et il est assumé qu'il en sera de même pour les futures installations.

L'estimation de coûts externes se base principalement sur les publications et la méthodologie des programmes européens ExternE et NEEDS (Valcercanu, 2010). Pour les centrales à gaz cycle combiné, les publications indiquent une fourchette entre 0,89 et 2,9€cents par kWh électrique, selon les différentes hypothèses concernant le coût des dégâts dus à l'effet de serre. Le seuil bas de la fourchette se réfère à un coût de 19€/tCO₂eq. (STEG, 2010), tandis que le seuil haut est associé à un coût de 70€/tCO₂eq (DLR/ISI, 2007).

Critères socio-économiques

Puisque le gaz naturel est connu comme une énergie peu polluante, les projets des centrales à gaz rencontrent généralement peu de réservations de la part de la population.

Sur le plan macro-économique, le taux d'intégration dans l'industrie locale est estimé un peu plus élevé que celui des turbines à gaz avec 20 à 25%. Cela tient aux opportunités supplémentaires des entreprises tunisiennes de participer dans la construction métallique, notamment au niveau de la chaudière de récupération (HRSG).

Risques

Pour les centrales à gaz, le risque économique majeur est une augmentation inattendue des coûts, notamment du prix du combustible, qui a un poids important dans la structure des coûts de génération (plus que 80 % des coûts de revient). Un autre risque économique concerne les délais inattendus, par exemple dus aux procédures d'autorisation, à la disponibilité des composants ou à des contraintes logistiques. Puisque les centrales à gaz cycle combiné sont une technologie déjà introduite en Tunisie, le risque est généralement considéré faible.

Risques technologiques : Le risque de défaillance technique ou d'accident avec des centrales à gaz CC est modéré. Il faut quand même noter, qu'avec leur taille unitaire importante (400 MW), un accident ou une panne dans des centrales CC pourrait avoir un impact considérable sur la stabilité du système électrique tunisien.

Conclusion : Vu leurs avantages économiques, notamment leur haut rendement pour fournir la puissance intermédiaire, les centrales à gaz cycle combiné (CC) sont considérées comme une importante option pour un futur mix électrique en Tunisie. Pour l'élaboration des scénarios, les valeurs caractéristiques suivantes sont retenues¹⁷ :

¹⁷ Pour les paramètres économiques, les données de l'étude STEG (2010) ont été retenues. Les valeurs de cette étude ont été vérifiées et converties en monnaie €²⁰¹⁰

Tableau 33 : Caractéristiques des centrales à gaz cycle combiné (CC)

Turbines à gaz (cycle combiné, CC)					
Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Puissance de référence	MW	400			STEG (2010), centrale cycle combiné mono-arbre
Cout d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	750	750	750	STEG (2010)
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	150	150	150	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	9,7	9,7	9,7	STEG (2010), actualisé avec EIA (2010)
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	1,6	1,6	1,6	STEG (2010), actualisé avec EIA (2010)
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	6,38	8,08	8,69	Scénario moyen, chapitre 2
Durée d'amortissement	ans	25			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	52,7			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	7000			STEG (2010)
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	61	73	78	Calcul WI
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	20,5			Calcul WI
	% O&M	5,1			Calcul WI
	% Carburant	74,4			Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	84			Taux de panne/temps de maintenance. (STEG 2010)
Temps de construction typique	mois	36			STEG (2010)
Crédit de capacité	%	100			-
Aptitude de mettre à disposition de la	évaluation qualitative	+ +			-

réserve de puissance			
Impact environnemental / coûts externes			
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	400	IEA-ETSAP (2010)
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-	
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	50	Sans système de réduction catalytique, IEA-ETSAP (2010)
Déchets nucléaires	g/MWh	-	-
Poussières fines	g/MWh	-	-
Coûts externes	€cent /kWh	1,9	Fourchette 0,89-2,9€cent/kWh, Valcreanu (2010b), DLR/ISI (2007) (2007). Valeur retenue: moyenne
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	O	Refroidissement par eau de mer
Consommation d'espace	évaluation qualitative	O	-
Critères socio-économiques			
Taux d'intégration locale	%	20-25	Estimation WI/Alcor
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	--	-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	O	-
Risques			
Risques économiques	évaluation qualitative	O	-

Risques techniques	évaluation qualitative	O	-
--------------------	------------------------	---	---

4.2.4. Centrales à charbon

A échelle mondiale, environ 42% de l'énergie électrique est produite à partir du charbon (IEA 2010a). Le plus grand nombre des centrales se trouvent dans des pays qui disposent de leurs propres mines de charbon comme la Chine, l'Afrique du Sud, les Etats-Unis et certains pays européens. Pour autant, l'utilisation du charbon (ou plus précisément de la houille) constitue aussi une option pour des pays sans gisement. Par exemple en Afrique du Nord, le Maroc a opté pour cette stratégie, où depuis les années 1990, plusieurs centrales - exclusivement alimentées de la houille importée - y sont en service. L'acheminement du combustible est effectué par des navires vers les ports situés à proximité des centrales électriques. La Tunisie ne disposant pas de charbon, un scénario similaire pourrait être envisagé, mais il est à noter qu'une telle « stratégie charbon » nécessite des décisions majeures au niveau de la politique industrielle du pays. Une condition préalable pour la mise en place de centrales à charbon, est l'investissement important dans de nouvelles infrastructures, notamment portuaires, pour l'acheminement, le transbordement et le stockage du charbon. L'approvisionnement du charbon lui-même ne pose pas de problème majeur. Pour la houille, il existe un marché mondial concurrentiel entre plusieurs pays producteurs comme l'Indonésie, l'Afrique du Sud, la Colombie et le Venezuela.

Fonctionnement et paramètres techniques

La technologie la plus répandue est celle des centrales à vapeur qui fonctionnent avec du charbon pulvérisé. Ce type de technologie est utilisé dans 97% des centrales à charbon dans le monde (IEA-ETSAP, 2010). Aujourd'hui, les nouvelles centrales de ce type sont conçues pour les conditions de vapeur supercritique (SCPC, super-critical pulverized coal power) : la chaleur de combustion permet d'opérer les turbines avec de la vapeur dont la pression et température sont au dessus du point critique (221 bar, 374°C). Dans ces conditions, une centrale SCPC peut atteindre des rendements relativement élevés, à savoir entre 39% et 47% (IEA, 2010a). La taille typique d'une centrale SCPC peut varier entre 600 MW et 1100 MW (IEA-ETSAP, 2010).

Autres alternatives beaucoup moins répandues que les centrales SCPC sont les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée (integrated gasification combined cycle, IGCC). Le charbon y est transformé en gaz, épuré puis brûlé dans un processus comparable avec celui qui a lieu dans les centrales à gaz cycle combiné (voir paragraphe ci-dessus). Cette technologie, qui permet une réduction importante des émissions de SO₂ et de NO_x, est déjà utilisée dans une douzaine des projets en Europe et aux Etats-Unis.

Une autre technologie très discutée en ce moment sont les centrales à charbon équipées d'un procédé de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CCS, carbon capture

and storage). Bien que la technologie du CCS soit aussi adaptable aux centrales à gaz, elle paraît particulièrement prometteuse pour le charbon dont les émissions en CO₂ sont supérieures. La technologie CCS pourrait être utilisée soit dans les centrales SCPC où le dioxyde de carbone est extrait après la combustion à partir des gaz d'échappement, soit dans les centrales IGCC où le CO₂ est enlevé par procédé chimique avant la combustion du charbon. Puisque la technologie CCS se trouve encore au stade du développement, et que cette technologie détériore grandement le rendement, les centrales CCS ne sont pas considérées comme une option pour un futur mix électrique en Tunisie. De même, les centrales IGCC avec leur faible pénétration du marché, ne seront pas prises en compte.

Les paramètres décrits par la suite se basent donc sur la technologie standard des centrales SCPC qui semble la solution la plus adaptée si la Tunisie optait pour un mix électrique avec du charbon.

Paramètres économiques

Dans un système de génération électrique, les centrales à charbon sont utilisées pour produire de l'électricité en quasi-continuité (charge de base). Typiquement, ces centrales fonctionnent 6500-7500 heures par an en pleine charge (IEA-ETSAP, 2010). L'utilisation pour la charge de base s'explique par les contraintes techniques des centrales à charbon qui sont incompatibles avec des changements rapides de puissance, mais aussi par des raisons économiques : le coût d'investissement d'une telle centrale est relativement élevé, mais les frais d'exploitation sont - à l'heure actuelle - modérés.

En ce qui concerne les coûts d'investissement, une revue de la littérature (STEG, 2010) montre une variation assez grande entre 910 €/kW et 2350 €/kW. Pour une centrale SCPC en Tunisie, la valeur de 1860€/kW a été retenue (STEG, 2010)¹⁸. Il est rappelé que cet investissement n'inclut pas les coûts de l'infrastructure supplémentaire, nécessaire pour la logistique de l'acheminement du charbon en Tunisie (élargissement des ports, construction des chemins de fer, ...).

Impact environnemental et coûts externes

Les centrales à charbon du type SCPC sont généralement considérées comme une technologie ayant un mauvais impact environnemental. Cette réputation vient surtout des émissions de substances nocives comme l'oxyde de soufre (SO₂), les oxydes d'azote (NO_x), les poussières fines et le mercure. Néanmoins, dans des centrales modernes, des mesures techniques (filtres, procédés chimiques...) permettent une réduction partielle de ces émissions. Ceci n'est pas le cas pour les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) qui contribuent à l'effet de serre¹⁹. Les émissions de CO₂ varient ainsi entre 730-850 kg/MWh (IEA-ETSAP 2010).

Les estimations de coûts externes par MWh se basent sur les résultats publiés dans les études des programmes NEEDS et ExternE (Valcceanu, 2010). Pour des centrales

¹⁸ Le taux d'apprentissage pour les technologies conventionnelles étant faible, il est supposé que les coûts d'investissement, ainsi que les coûts d'O&M restent - en première approximation - inchangés en 2020 et 2030.

¹⁹ à moins que la centrale soit équipée de CCS, ce qui a été exclus ici (voir justification plus haut)

SCPC modernes²⁰ catalytique de gaz NO_x, les coûts externes varient entre 2,5 et 6,3 €/cents/kWh (pour une fourchette entre 19 €/kg CO₂eq. et 70 €/kg CO₂eq pour le coût des dommages causés par l'effet de serre).

Comme pour les centrales à gaz cycle combiné, le fonctionnement d'une centrale à charbon nécessite de l'eau pour le refroidissement du cycle de vapeur. Enfin, il faut mentionner les effets environnementaux liés aux nouvelles infrastructures secondaires qui doivent être mises en place pour assurer l'approvisionnement en charbon.

Critères socio-économiques

En Europe, les centrales à charbon n'ont pas une haute acceptabilité sociale. Le charbon a généralement une image négative due aux émissions polluantes. Dans certains pays, comme l'Allemagne, des projets de nouvelles centrales équipées de dispositifs modernes de filtrage de polluants, font face à une forte résistance de la part de la population locale. Même s'il est impossible de dire comment réagirait la population tunisienne, si un projet de centrale à charbon voyait le jour, il est peu probable qu'un tel projet resterait complètement exempté de la critique.

Sur le plan macro-économique, le taux d'intégration dans l'industrie locale pour les centrales à charbon est estimé au même niveau que pour les centrales à gaz cycle combiné: entre 20 et 25%. Un effet positif, qui n'est pas évalué dans cette étude, est la création d'emplois dans le secteur du bâtiment et des travaux publics liée à la construction des infrastructures à mettre en place spécialement pour l'approvisionnement en charbon (ports, chemin de fer, ...).

Risques

Risques économiques : comme pour les centrales à gaz, le risque économique principal pour les centrales à charbon est une augmentation inattendue des prix du charbon. Déjà en 2008, une hausse de prix du charbon a eu des retombées négatives sur la structure des coûts des opérateurs des centrales à charbon dans le monde, y compris au Maroc (Maroc-Biz, 2010). L'introduction des centrales à charbon, en tant que nouvelle technologie pour la Tunisie, apportera certainement aussi des risques concernant des délais de construction et les autorisations nécessaires. Comme mentionné ci-dessus, en Europe, on observe une résistance croissante de la population qui a déjà réussi à reporter et même arrêter plusieurs des projets de centrales à charbon²¹.

Risques technologiques : les risques de défaillance techniques ou d'accidents dans des centrales à charbon sont faibles et les dégâts potentiels sont considérés comme limités et maîtrisables.

Conclusion : malgré les inconvénients écologiques et certains risques économiques, les centrales à charbon peuvent être considérées comme une option technologique pour fournir la puissance de base dans le mix tunisien. Les centrales à houille pulvérisé avec

²⁰ avec désulfuration (élimination du SO₂) et réduction catalytique de gaz NO_x

²¹ Suite à la résistance des groupes environnementaux le projet d'une centrale à charbon dans la ville de Datteln (Allemagne) a été récemment abandonné

vapeur supercritique (type SCPC) équipées de systèmes standards de rétention des gaz polluants sont considérées dans cette étude.

Tableau 34 : Caractéristiques des centrales à charbon (SCPC)

Centrale à charbon pulvérisé supercritique (SCPC)					
Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Puissance de référence	MW	600			STEG (2010)
Coût d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	1860	1860	1860	STEG (2010)
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	450	450	450	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	22,8	22,8	22,8	STEG (2010)
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	3,1	3,1	3,1	STEG (2010)
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	2,79	2,79	2,97	Scénario moyen, chapitre 2
Durée d'amortissement	ans	35			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	40			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	7000			STEG (2010)
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	63	63	64	Calcul WI
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	47,3			Calcul WI
	% O&M	10,6			Calcul WI
	% Carburant	42,0			Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	84			Taux de panne/temps de maintenance. (STEG 2010)
Temps de construction typique	mois	48			STEG (2010)
Crédit de capacité	%	100			-

Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance	évaluation qualitative	O	-
Impact environnemental / coûts externes			
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	815	IEA-ETSAP (2010) : 730-850kg/MWh, STEG (2010)
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	150	IEA-ETSAP (2010) : 110-250g/MWh
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	250	IEA-ETSAP (2010) : 180-800g/MWh
Déchets nucléaires	g/MWh	-	
Poussières fines	g/MWh	15	IEA-ETSAP (2010) : 8-25 g/MWh
Coûts externes	€cent /kWh	4,4	Fourchette 2,5 – 6,3€cents/kWh, Valcereanu (2010b), DLR/ISI (2007). Valeur retenue : moyenne
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	O	Refroidissement par eau de mer
Consommation d'espace	évaluation qualitative	O	-
Critères socio-économiques			
Taux d'intégration locale	%	20	Estimation WI/Alcor
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	--	-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	--	-
Risques			
Risques économiques	évaluation qualitative	-	-

Risques techniques	évaluation qualitative	O	-
--------------------	------------------------	---	---

4.2.5. Centrales nucléaires

Actuellement l'énergie nucléaire contribue à environ 15% de la production mondiale de l'énergie électrique (IEA 2010a). Introduite pour la première fois en 1954, la technologie a gagné une énorme popularité dans les années 1970 et 1980 où la plupart des réacteurs commerciaux ont été construits, une grande partie de ceux-ci sont aujourd'hui toujours opérationnels. L'accident de Tchernobyl en 1986 a brusquement ralenti le rythme des nouvelles constructions. Pour autant, depuis quelques années on observait un nouvel intérêt pour cette technologie, notamment de la part de nombreux pays émergents. C'est pourquoi certains experts prédisaient une « renaissance » de l'énergie nucléaire. Cette image a dramatiquement changé avec la catastrophe nucléaire survenue au Japon en mars 2011. Les discussions qui ont suivi l'accident de Fukushima laissent penser que dans plusieurs pays l'avenir du nucléaire est de nouveau remis en question. A la lumière des événements actuels, il semble donc peu probable qu'une véritable renaissance nucléaire puisse avoir lieu dans un proche avenir.

Avant l'accident à Fukushima tous les pays de l'Afrique du Nord s'étaient montrés favorables à l'introduction de centrales nucléaires. Mais même en Algérie et en Egypte, pays où la planification de projets nucléaire est la plus avancée²², rien de concret ne s'est matérialisé au niveau du financement ou de la construction des centrales. Pour l'instant, le seul pays arabe qui s'est réellement mis sur la voie du nucléaire est Abu Dhabi aux Emirats Arabes Unies. En 2009, un appel d'offre international y a été adjugé à la société KEPCO (Corée du Sud) pour la construction de 4 unités nucléaires de 1400 MW chacune.

Fonctionnement et paramètres techniques

Dans un réacteur nucléaire, la fission des noyaux atomiques (en particulier d'uranium) produit de la chaleur dont une partie est transformée en énergie électrique. La technologie la plus répandue dans le monde est actuellement le réacteur à eau pressurisée (pressurized water reactor, PWR) qui dispose de deux circuits d'eau qui sont séparés par un échangeur de chaleur. Dans le circuit primaire, de l'eau pressurisée circule dans la cuve du réacteur où elle absorbe la chaleur produite par la réaction nucléaire. Le circuit secondaire est un circuit de vapeur conventionnel qui actionne une turbine entraînant un générateur électrique. Comme les centrales à charbon, les centrales nucléaires sont conçues pour fournir de la puissance quasi en continue.

L'industrie nucléaire classe ses réacteurs selon un système des « générations ». La plupart des réacteurs existants sont de la deuxième génération II (Gen II), ils ont été développés et construits entre 1970 et 1990. Les nouvelles générations (Gen III ou III+)

²² l'Algérie et l'Egypte disposent également de centres de recherche nucléaire

ont des concepts améliorés visant à améliorer la sécurité, le rendement et la durée de vie des réacteurs. Les centrales prévues à Abu Dhabi sont par exemple de la troisième génération. De même le réacteur EPR (European pressurized reactor), commercialisé par AREVA, appartient à la génération III. De fait, il est assumé dans cette étude que les nouvelles centrales nucléaires construites seraient de la troisième génération. Généralement la taille minimale de ces réacteurs est supérieure à 1000 MW par unité.

Paramètres économiques

Les centrales nucléaires sont caractérisées par des coûts de combustible et d'opération faibles, en contrepartie les coûts d'investissement sont très élevés. Pour des réacteurs de la génération III, les coûts d'investissements varient entre 1700 €/kW et 3700 €/kW (valeur retenue par STEG, 2010 : 2900 €/kW), ainsi l'investissement total pour une seule centrale atteint plusieurs milliards d'Euros.²³ La rentabilité d'un tel projet peut seulement être assurée si la période de fonctionnement de la centrale est assez longue. Normalement, la durée de vie technique d'une centrale nucléaire peut atteindre 50 ans, avec une durée d'amortissement entre 35 et 40 ans (IEA-ETSAP, 2010). Il est évident que le montage financier d'un projet de cette échelle sur une période aussi longue est difficilement réalisable dans un marché d'électricité libéralisé. Dans pratiquement tous les pays « nucléarisés » on observe une forte implication de l'Etat comme garant financier. C'est la raison pour laquelle la décision d'une stratégie nucléaire en Tunisie serait aussi une décision pour la continuation du rôle dominant de l'Etat dans le secteur électrique.

Impact environnemental et coûts externes

L'avantage environnemental de l'énergie nucléaire réside dans l'absence quasi-totale d'émissions gazeuses durant le fonctionnement des centrales. Le potentiel de réduction des émissions en CO₂ est souvent évoqué comme argument en faveur d'une « renaissance » du nucléaire. L'autre avantage environnemental à mentionner est la faible consommation d'espace des centrales par rapport à leur puissance. Cependant, les inconvénients de cette technologie sont les risques liés à l'exposition à la radioactivité (suite aux accidents nucléaires) et la gestion des déchets nucléaires. Jusqu'à aujourd'hui, une réponse satisfaisante à la question des déchets n'a pas encore été trouvée. Au cas où la Tunisie se lance dans la voie du nucléaire, elle devra élaborer un concept de traitement et de stockage « final » de ses déchets nucléaires. Un concept souvent proposé par l'industrie nucléaire est le « factory refueling ». Par ce concept on entend que la livraison du combustible est organisée sous contrôle international et les déchets sont centralisés sur quelques sites dans des pays tiers, qui resteront à trouver.

L'évaluation des coûts externes de l'énergie nucléaire est un sujet très controversé. Dans l'étude NEEDS les coûts externes sont estimés à 0,2-0,7 €/cents/kWh (Valcereanu 2010b). Egalement, une étude du CEPN (Centre d'étude sur l'Évaluation de la Protec-

²³ Dans cette étude, le coût de démantèlement des centrales nucléaires n'est pas explicitement pris en compte dans l'impact économique du scénario nucléaire. La prise en compte de ce coût aurait en effet une influence négligeable sur les résultats économiques du fait de l'actualisation de ce dernier qui intervient au moins 40 ans après la date de l'investissement initial (2025).

tion dans le domaine Nucléaire, Paris) dans le cadre du programme ExternE arrivait en 1995 à un résultat dans le même ordre de grandeur (0,36 €cents/kWh). Il est pourtant à noter que dans la méthodologie des publications citées ci-dessus, le coût lié à un possible accident de type catastrophe n'est pas pris en compte. En 2010, l'ONG Greenpeace publiait une analyse sur les coûts d'une potentielle assurance de responsabilité civile contre un accident nucléaire majeur en Allemagne. Selon l'analyse les coûts pour réellement couvrir les potentiels dégâts économiques d'une catastrophe nucléaire par une assurance augmenteraient le prix de l'électricité nucléaire de 2,70 €/kWh (Greenpeace, 2010) Des études plus anciennes de Sauer (1992), Lüttke (1996) et Moths (1992) chiffrent les coûts d'une assurance entre 0,31€/kWh et 2,66€/kWh. A la vue de la grande disparité des résultats - ceux-ci varient d'un facteur 1000 - il reste à constater que scientifiquement, l'application du concept des coûts externes pour l'énergie nucléaire est très problématique.

Critères socio-économiques

Faute des sondages représentatifs il est très difficile d'évaluer l'acceptabilité du nucléaire dans la population tunisienne. Vu les derniers événements au Japon, qui ont aussi été médiatisés en Tunisie, il est possible qu'une grande partie de la population prenne une position plutôt sceptique vis-à-vis d'un projet nucléaire dans le pays.

Sur le plan macro-économique, le taux d'intégration de l'industrie locale dans la construction d'une centrale nucléaire est faible (estimation par cette étude : 5%), parce qu'une très grande part de l'ingénierie, de la main d'œuvre et la plupart des composants, même les matériaux de construction devront être importés.

Risques

Risques économiques : Les risques économiques concernent les risques d'une augmentation des coûts et les risques de retard. Du fait de la structure des coûts de génération, l'effet d'une éventuelle augmentation du prix du combustible (l'uranium) sur le coût de génération est modéré. La situation est différente pour les coûts d'investissement qui jouent un rôle important sur la rentabilité d'un projet nucléaire. Dans le réacteur EPR, qui est actuellement en construction à Olkiuoto (Finlande), les coûts initialement prévus sont en train de doubler à cause des problèmes techniques et de retards de construction. Aussi d'autres projets nucléaires dans le monde rencontrent de sévères problèmes concernant des augmentations de coûts. Un deuxième risque est le retard de construction. En Tunisie, où le système électrique est de petite taille, la mise en service retardée d'une capacité importante pourrait causer d'énormes perturbations dans la planification macro-économique du système électrique.

Risques techniques : Parmi les risques techniques, il faut évidemment et en premier lieu mentionner le risque d'un accident majeur dans une centrale nucléaire en Tunisie. Comme l'évènement à Fukushima l'a récemment montré, les accidents nucléaires catastrophiques peuvent même survenir dans des pays industrialisés disposants des meilleurs standards de sécurité. Généralement, l'évaluation scientifique du risque d'un accident nucléaire est difficile : d'un côté, la probabilité d'un tel accident semble

minime, de l'autre côté les dégâts peuvent être énormes. La gestion de ce genre de risque – en Allemagne appelé « risque de type Damoclès »²⁴ – est pratiquement impossible.

Conclusion : La technologie nucléaire promet la génération d'électricité avec des coûts faibles (si on exclut par exemple le coût d'une assurance contre une catastrophe nucléaire) et pratiquement sans émission des gaz à effet de serre. En contrepartie, l'introduction de cette technologie apporte aussi des risques (accidents nucléaires et traitement des déchets). Pour l'évaluation du scénario nucléaire, on considère – comme dans l'étude de la STEG (2010) – l'utilisation d'un réacteur à eau pressurisée de la génération III avec 1000 MW puissance.

Tableau 35 : Caractéristiques des centrales nucléaires (PWR)

Centrale nucléaire (Génération III, PWR)		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Paramètres technico-économiques					
Puissance de référence	MW	1000			STEG (2010)
Coût d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	-	2900	2900	Pas de construction avant 2023, STEG (2010), réacteurs de la génération IV pas prévus avant 2030 (IEA-ETSAP, 2010)
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	-	1270	1270	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	53,2	53,2	53,2	STEG (2010)
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	0,4	0,4	0,4	STEG (2010)
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	0,465	0,593	0,640	Scénario moyen, chapitre 2
Durée d'amortissement	ans	40			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	33			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	7700			STEG (2010)
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	61	62	63	Calcul WI

²⁴ Classement défini par le Conseil Allemand sur les changements environnementaux (WBGU)

Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	78,6	Calcul WI
	% O&M	12,6	Calcul WI
	% Carburant	8,8	Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	88	Taux de panne/temps de maintenance (STEG 2010)
Temps de construction typique	mois	72	STEG (2010)
Crédit de capacité	%	100	-
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance	évaluation qualitative	O	-
Impact environnemental / coûts externes			
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	-	-
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-	-
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	-	-
Déchets nucléaires	g/MWh	2,7	Standard allemand (VDEW guideline Stromkennzeichnung § 42 Energiewirtschaftsgesetz)
Poussières fines	g/MWh	-	-
Coûts externes	€cent /kWh	0,45 (135)	Hors risque d'un accident grave: 0,2 – 0,7 €cents/kWh (moyenne : 0,45). Valcereanu (2010b), Greenpeace (2010). En considérant le risque d'un accident grave : 135 €cents/kWh (moyenne de la fourchette 0,2 – 270 €cents/kWh)
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	O	Refroidissement par eau de mer

Consommation d'espace	évaluation qualitative	0	-
Critères socio-économiques			
Taux d'intégration locale	%	5	Estimation WI/Alcor
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	--	-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	--	-
Risques			
Risques économiques	évaluation qualitative	--	-
Risques techniques	évaluation qualitative	--	-

4.2.6. Parcs éoliens

L'énergie éolienne est actuellement la seule technologie renouvelable qui a réussi à gagner un part considérable dans les marchés électriques du monde. Partant d'un niveau de pratiquement zéro il y a 15 ans, elle contribue aujourd'hui à environ 2,5% de la production mondiale d'électricité (WWEA 2011). Fin 2010, la puissance totale installée s'élevait à environ 196 GW. L'Afrique du Nord occupe une place marginale avec seulement 0,9 GW. Avec 54 MW, la Tunisie se place au troisième rang de la région, après l'Égypte (550 MW) et le Maroc (286 MW).

Fonctionnement et paramètres techniques

La technologie des éoliens est relativement mûre. Le standard qui s'est imposé sur le marché sont aujourd'hui les aérogénérateurs avec rotor à trois pales intégré dans une nacelle horizontale. La nacelle, dans laquelle se trouve également le générateur électrique, est montée sur un mât en acier de plusieurs dizaines de mètres d' hauteur. Pour les éoliens de moyenne puissance (1-2,5MW), l' hauteur du mât est d'environ 65-110m et atteint 120-130m pour des systèmes de grande puissance (4-6 MW). En Europe, les turbines de petite et moyenne taille sont habituellement installées sur terre (« onshore ») tandis que le champ d' application pour les générateurs de grande taille (à partir de 4 MW) sont les parcs installés sur des plateformes en mer (« offshore »).

Souvent plusieurs aérogénérateurs sont regroupés dans des parcs éoliens. La puissance totale d'un parc éolien peut être limitée par des contraintes géographiques (disponibilité

du terrain), techniques (puissance des lignes d'évacuation et la sous-station électrique), et financières. Pour la Tunisie, Valcercanu (2010) assume une puissance de 60 MW pour un parc éolien typique. L'espace total consommé par un tel projet s'élève à environ 2000 hectares (20 km²), dont seulement 18 hectares (0,18km²) sont physiquement occupés par des installations²⁵. Selon l'ANME (2010), la superficie brute totale disponible sur le territoire national pour le développement des parcs éoliens (avec un facteur de charge de plus de 30%²⁶) est d'environ 7100 km², ce qui représente un potentiel éolien d'environ 20,5 GW. Avec ce potentiel à l'échelle des GW, il se pose évidemment la question des limites techniques pour l'intégration de l'énergie éolienne dans le système électrique tunisien.

Selon ANME (2010), la limite actuelle de la capacité d'absorption du réseau annoncée par la STEG est de 10% de la production totale, ce qui correspond à une puissance éolienne de 1500 MW à l'horizon de 2030. Avec un renforcement du réseau et des interconnexions internationales cette limite pourrait être levée à 15% en 2030 (ANME 2010). Cette pénétration correspond à un parc de génération éolienne d'environ 2700 MW. Il est à noter que dans d'autres pays, une part de 15% ne pose pas de limite ultime pour l'intégration technique de l'énergie éolienne. Déjà aujourd'hui, le Danemark (21% de pénétration éolienne), le Portugal (18%) et l'Espagne (16%) ont franchi ce seuil, et ces pays continuent à installer des nouvelles capacités éoliennes (WWEA 2011). Généralement, plusieurs mesures techniques permettent d'augmenter l'aptitude du réseau à traiter plus d'électricité intermittente :

- Pour équilibrer les fluctuations de petite et moyenne échelle, les centrales fossiles synchronisées au réseau pourraient être opérés avec une puissance de réserve augmentée.
- Pour couvrir les périodes creuses (du vent, mais aussi du soleil) on peut envisager l'installation de puissance supplémentaire qui peut être activée dans un court délai (turbines à gaz OC).
- Installation des systèmes de stockage d'électricité (voir section 4.3.2)
- Renforcement des réseaux et utilisation de nouvelles technologies de gestion des réseaux. (voir section 4.3.3)
- Systèmes de prévision météorologique. (voir section 4.3.1)
- Utilisation de l'effet équilibrant des sites éoliens dispersés. (voir section 4.3.3)
- Réduction forcée de l'injection des parcs éoliens pendant les heures de pointe de production éolienne (« curtailment »)
- Autres mesures de gestion de la demande (voir section 4.3.4)

Un paramètre important pour évaluer les effets de l'intégration éolienne dans le parc conventionnel est le « crédit de capacité » (capacity credit, voir définition ci-dessus). Faute d'études sur le crédit de capacité de l'éolien dans les marchés électriques nord-africains, une estimation prudente de 5% sera considérée dans le cas de la Tunisie.

²⁵ Denholm (2009) chiffre la superficie directement couverte à 0,3 ha/MW, du parc entier à 34,5 ha/MW.

²⁶ Note: le facteur de charge du parc existant à Sidi Daoud est de 24% (Valcercanu, 2010)

Crédit de capacité (capacity credit)

Le crédit de capacité quantifie le pouvoir des technologies intermittentes (éolien, solaire) à substituer des installations conventionnelles. Pour l'éolien, par exemple, un crédit de capacité de 5% signifie que l'installation d'un parc éolien de 100 MW permettrait de réduire la puissance des centrales thermiques de 5 MW – et ceci sans détriment pour la fiabilité du système électrique durant la période de la charge maximale. La valeur du crédit de capacité dépend de la structure de la courbe de charge, des paramètres stochastiques du gisement éolien et des seuils de sécurité définis par l'opérateur de système électrique (Giebel, 2005). Généralement le crédit de capacité décroît avec le taux de pénétration éolienne. En Europe, les crédits de capacité pour l'énergie éolienne varient entre 5% en Allemagne pour une pénétration de 50% et 35% pour l'Irlande pour une pénétration de 10% (EWEA, 2010). Le calcul du crédit de capacité est complexe et implique des analyses probabilistes de la génération éolienne et du parc de génération conventionnel. Pour la Tunisie, une telle analyse n'a pas encore été faite, mais elle est fortement recommandée si le pays envisage d'augmenter sa capacité éolienne. Le crédit de capacité pour le photovoltaïque a été estimé par à 13% (voir section 4.2.7.1.)

Paramètres économiques

Parmi les énergies renouvelables, l'éolien est la technologie ayant les plus bas coûts de génération. Mais même en comparaison avec les centrales fossiles, dans un système de génération conventionnel, la technologie éolienne devient de plus en plus compétitive. Déjà aujourd'hui l'Allemagne pense à passer d'un système de subventions par kWh à un système où les producteurs éoliens devraient négocier eux-mêmes la vente de l'électricité sur le marché électrique.

Pour l'éolien onshore en Tunisie, les coûts de génération nivelés se situent – sous l'hypothèse d'un facteur de charge de 30%²⁷ (2630 heures à pleine charge) actuellement autour de 60 €/MWh mais devraient baisser à 49 €/MWh à l'horizon 2030²⁸. Cette réduction de coûts est surtout due à la baisse attendue des coûts des aérogénérateurs dans les années qui viennent. Partant du niveau actuel (1150 €/kW), les investissements pour les parcs on shore sont censés baisser à 980 €/kW en 2020 et à 930 €/kW en 2030²⁹.

L'éolien offshore constituerait avec ses coûts d'investissements élevés (1500 - 2300 €/kW) seulement une option pour des sites où le gisement éolien est comparable à celui de la mer du Nord. Vu l'absence d'études sur le gisement éolien offshore dans le sud de la Méditerranée, mais aussi considérant la taille et l'échelle de financement de

²⁷ Selon ANME(2010) il existe un potentiel suffisant des sites offrant un facteur de charge supérieur à 30%

²⁸ Pour un facteur de charge de 24% (2100 heures à pleine puissance), qui se réfère au parc existant (Sidi Daoud) on obtient un coût de revient 41-51€/cent/kWh en 2010.

²⁹ valeurs de Valcereanu (2010), vérifiés et actualisés avec les données des nouvelles études de l'EWEA (2009) et IEA (2009).

ces parcs éoliens, l'offshore ne sera pas retenu comme une option réaliste en Tunisie pour l'horizon de cette étude.

Critères socio-économiques

En ce qui concerne l'effet socio-économique, il est à noter que l'éolien est une technologie dont la participation de l'industrie tunisienne est assez élevée. Pour le futur parc éolien à Bizerte, le Ministère de l'Industrie et la Technologie estime le taux d'intégration locale à 43% (MIT, 2010), qui est en majorité soutenu par des sociétés fournissant du génie civil mais aussi de l'ingénierie et des composants électriques.

La question de l'acceptabilité sociale pourrait constituer un défi pour de futurs projets éoliens en Tunisie. L'expérience en Europe montre que les parcs éoliens rencontrent souvent de fortes résistances si la population locale n'a pas été suffisamment consultée lors de la préparation des projets. Le bruit et l'inconfort visuel (voir paragraphe ci-dessus) sont les points majeurs de discord, surtout si les aérogénérateurs sont installés trop proche des habitations.

Impact environnemental et coûts externes

L'impact environnemental d'un parc éolien se limite principalement aux effets de sa simple présence. A mentionner en premier lieu est la consommation d'espace. On estime qu'un parc éolien moyen occupe une surface de 34,5 ha par MW installé. Bien que seulement 0,3 ha de cette superficie soit directement affectée aux installations, la zone entre les aérogénérateurs n'est généralement pas habitable, mais peut être utilisée pour l'agriculture. Entre les maisons avoisinantes et un parc éolien, il faut prévoir des distances suffisantes, afin d'éviter des effets de bruit et l'inconfort visuel pour la population. Un autre aspect souvent mentionné est l'effet pour les écosystèmes. L'inconvénient principal concerne ici les oiseaux, surtout si les éoliennes sont placées sur la route d'oiseaux migrateurs.

Les coûts externes pour l'énergie éolienne sont très bas et varient selon les études ExternE et NEEDS entre 0 et 0,25 €/cent/kWh. Valcercanu (2010) retient une valeur de 0,13€/cent/kWh pour l'éolien onshore en Tunisie.

Risques

Les risques techniques associés aux centrales éoliennes sont négligeables. Concernant les risques économiques on peut mentionner le risques de retard pour la mise en place des projets (dus aux autorisations et aux études sur l'impact environnemental) et aussi les risques associés à l'incertitude des revenus (typiquement : variation météorologique du vent).

Conclusion : Les parcs éoliens constituent une option importante pour futur mix électrique tunisien avec des énergies renouvelables. Dans la présente étude, seules les éoliennes basées sur terre (technologie « onshore ») seront prises en compte.

Tableau 36 : Caractéristiques des parcs éoliens

Parc éolien, onshore					
Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Puissance de référence	MW	60			STEG (2010)
Coût d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	1150	980	930	IEA (2009), EWEA (2009) Valcereanu (2010)
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	110	95	90	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	9,4	9,4	9,4	STEG (2010), Valcereanu (2010)
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	4,71	3,72	3,57	STEG (2010), Valcereanu (2010)
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	-	-	-	
Durée d'amortissement	ans	20			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	-			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	2630			Facteur de charge 30%, ANME (2010)
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	60	51	49	Calcul WI
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	85,5			Calcul WI
	% O&M	14,5			Calcul WI
	% Carburant	0			Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	97,5			EWEA (2009)
Temps de construction typique	mois	24			STEG (2010)
Crédit de capacité	%	5			Estimation WI
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance	évaluation qualitative	--			-

Impact environnemental / coûts externes			
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	-	-
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-	-
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	-	-
Déchets nucléaires	g/MWh	-	-
Poussières fines	g/MWh	-	-
Coûts externes	€cent /kWh	0,13	Fourchette 0 – 0,25 €cents/kWh, Externe, NEEDS, Valeur retenu moyenne.Valcreanu (2010b)
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	O	
Consommation d'espace	évaluation qualitative	-	-
Critères socio-économiques			
Taux d'intégration locale	%	43	MIT (2010)
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	++	-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	O	-
Risques			
Risques économiques	évaluation qualitative	O	-
Risques techniques	évaluation qualitative	O	-

4.2.7. Centrales solaires

Techniquement, ils existent deux approches différentes pour transformer l'énergie solaire en électricité :

- la conversion directe de la lumière en électricité, principe utilisé dans les centrales photovoltaïques
- la transformation indirecte de la chaleur solaire en électricité en passant par un procédé thermodynamique, principe utilisé dans les centrales thermo-solaires

Pour ces deux technologies, plusieurs projets commerciaux dépassant la taille unitaire de 50 MW ont déjà été réalisés en Europe et aux Etats-Unis. L'énergie solaire représente néanmoins encore une part négligeable de la production électrique sur le plan mondial, mais elle devient importante dans certains pays, comme l'Espagne, où la part du solaire a déjà atteint 2,5% de la production électrique totale en 2010 (REE, 2010).

4.2.7.1. Centrales photovoltaïques

Grace aux fortes subventions dans certains pays industrialisés, les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ont eu un succès sans précédent durant les dernières années. Aujourd'hui, le photovoltaïque est la technologie dominante dans la filière solaire, avec une capacité cumulée au monde de 35 GW (Greenpeace/EPIA, 2011). La façon d'implanter la technologie varie fortement d'un pays à l'autre. En Allemagne et dans d'autres pays du nord de l'Europe, les installations photovoltaïques ont une taille typique de quelques kW seulement. Ils sont souvent la propriété de particuliers et se trouvent surtout sur les toits des maisons privées ou intégré dans d'autres bâtiments. Dans les pays du sud de l'Europe, comme l'Espagne et l'Italie, les grandes installations sur terre (« centrales au sol ») dominant. Souvent financées par des fonds d'investissements, mais parfois aussi avec la participation financière des grandes entreprises électriques, ces centrales photovoltaïques totalisent une puissance de plusieurs mégawatts. Étant donné les avantages économiques de ces grandes installations, on considère les centrales au sol comme la technologie de référence si la Tunisie choisit le photovoltaïque pour un futur mix électrique. Le potentiel exploitable du photovoltaïque en Tunisie est évalué à 34-844 GW (ANME, 2010).

Fonctionnement et paramètres techniques

Les modules photovoltaïques utilisent l'effet photoélectrique pour convertir l'énergie lumineuse (photons) en électricité. Comme le rayonnement du soleil est transformé directement et instantanément en électricité, la puissance d'une centrale photovoltaïque est intermittente et dépend fortement des conditions météorologiques. L'intermittence de l'énergie produite constitue l'inconvénient majeur de la technologie photovoltaïque, le crédit de capacité pour le photovoltaïque en Tunisie est évalué dans cette étude à 0% (voir paragraphe sur le crédit de capacité dans la section 4.2.6). Par contre, un avantage de la technologie photovoltaïque est sa modularité et la simplicité en termes de construction et de fonctionnement. Les modules solaires peuvent être assemblés en installations allant de quelques kW jusqu'à des centrales de plusieurs MW. Pour les centrales

posées sur terre, la puissance typique varie entre 1MW et 100MW³⁰. Un parc photovoltaïque est composé de trois éléments principaux :

- le champ de modules solaires posés sur un support fixe³¹
- un ou plusieurs onduleurs convertissant le courant continu du générateur solaire en courant alternatif
- un transformateur pour la connexion au réseau électrique de moyenne tension
- pour les systèmes de grande puissance (à partir de 20MW) souvent, un propre poste électrique pour la connexion directe au système de haute tension

La production annuelle des centrales photovoltaïque dépend de l'ensoleillement des sites choisis. La présente étude se base sur site avec rayonnement horizontal global (GHI) de 1850 kWh/m²a ce qui résulte dans une production moyenne de 1650 kWh/MW par an (égale à 1650 heures à pleine puissance)³².

Du au fait que le maximum de production des centrales photovoltaïques coïncide avec le maximum de la charge électrique (vers midi) un crédit de capacité relativement élevé pourrait être considéré. Puisque d'études scientifiques en Tunisie sur le crédit de capacité des technologies renouvelables ne sont pas encore disponibles (voir section 4.2.6), il a été décidé d'appliquer une méthode simplifié pour obtenir une valeur indicative pour le photovoltaïque. Le calcul consiste à chercher le minimum de la production photovoltaïque à 13h (qui est typiquement l'heure de la puissance maximale appelée) dans une série chronologique de la production photovoltaïque pendant une année typique. La valeur obtenue, 13% , sera utilisé comme input pour le crédit de capacité dans la modélisation dans chapitre 6.

Paramètres économiques

Les années 2009 et 2010 ont été marquées par une baisse considérable des coûts des centrales solaires. Partant d'un niveau de 4000-5000€/kW en 2008, les coûts d'investissement ont chuté à 2500 €/kW (EPIA, 2010a) en 2010. Cette baisse très rapide de prix – inattendue par la plupart des observateurs³³ – a mené plusieurs pays à revoir leur stratégie solaire. A Abu Dhabi, par exemple, le développeur Masdar a récemment décidé de remplacer une partie des centrales thermo-solaires auparavant programmées dans son portfolio solaire par des centrales photovoltaïques (Goebel, 2010). Pour l'avenir, selon des différents scénarios actuels (IEA 2010a, EPIA 2009, Greenpeace/EPIA 2010), les coûts d'investissement des systèmes photovoltaïques descendront à 910-1470 €/kW en 2020 et à 700-1000 €/kW en 2030. Les frais fixes pour l'opération et maintenance (O&M) restent autour de 20€/kW par an (Valcreanu, 2010).

³⁰ La plus grande centrale se trouve actuellement au Canada avec une puissance de 92 MW (Photon 2011)

³¹ Avec la baisse de prix des modules photovoltaïques, un investissement dans les systèmes de suivi solaire (« tracking systems ») devient de moins en moins rentable, sauf sur des terrains complexes.

³² Les simulations effectués avec le logiciel PVSyst confirment les résultats dans Lahmeyer (2009)

³³ La chute de prix est une conséquence de la réduction des subvention solaires sur plusieurs marchés clés (Espagne, Allemagne) et s'explique aussi par la concurrence croissante entre les producteurs de modules.

Impact environnemental et coûts externes

La consommation d'espace est le seul impact environnemental direct d'une centrale photovoltaïque. En fonction du rendement des cellules photovoltaïques choisies (couches minces ou cellules cristallins), l'occupation de l'espace varie entre 2,3 ha et 4,0 ha par MW installé³⁴. Contrairement aux parcs éoliens, dans le cas de centrales solaires, la surface est effectivement occupée et ne peut guère servir pour d'autres utilisations, comme l'agriculture. La demande en eau douce pour le nettoyage d'une centrale photovoltaïque de 10 MW est estimée à 25 m³ par an (Valcereanu, 2010). Ce faible besoin en eau, qui peut être approvisionné par camion citerne, est un avantage en particulier dans des pays relativement secs comme la Tunisie.

L'impact environnemental indirect est associé à la production et au recyclage des composants des centrales photovoltaïques, notamment les modules solaires. Comme pour toute autre technologie de génération électrique, chiffrer l'impact environnemental est difficile et dépend d'un nombre important d'hypothèses et de paramètres. C'est pourquoi les évaluations de coûts externes aboutissent à des résultats allant de 0,15 à 1,15 €/cent/kWh (Valcereanu, 2010b). Pour la modélisation, la valeur retenue est 0,65 €/cent/kWh (STEG 2010).

Critères socio-économiques

A l'heure actuelle, à part la fourniture des modules solaires et des onduleurs, l'investissement pourrait profiter pleinement aux entreprises tunisiennes. Le taux de participation locale est estimé à 41%³⁵. Sous l'hypothèse que les entreprises tunisiennes se lancent dans l'avenir dans une propre production des onduleurs et l'assemblage partiel des modules solaires³⁶, ce taux pourrait croître à 71% pour les années 2020 et 2030.

Risques

Les risques techniques et économiques des centrales photovoltaïques sont négligeables.

Conclusion : Les centrales photovoltaïques constituent une option importante pour un futur mix électrique tunisien comprenant des énergies renouvelables. La présente étude prendra en compte les centrales au sol (installation sur un support fixe) de 10MW dotées de cellules silicium cristallin³⁷.

Tableau 37 : Caractéristiques des centrales photovoltaïques

Centrale photovoltaïque (technologie polycrystalline, installation fixe)	
---	--

³⁴ Estimations effectuées avec le logiciel PVSyst pour un site typique en Tunisie.

³⁵ Evalué par Wuppertal Institut/Alcor basée sur une structure de coûts typique d'un projet au sud de l'Italie: modules 48%, onduleur 11%, génie civil 19%, génie électrique 15%, ingénierie 7%. (source : interview avec un acteur de l'industrie photovoltaïque.)

³⁶ Il est assumé que les cellules de silicium seront importées

³⁷ Aujourd'hui le silicium cristallin est la technologie dominante avec 78% de part de marché (EPIA 2010a)

Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Puissance de référence	MW	10			STEG (2010)
Cout d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	2500	1380	1000	IEA (2010b), EPIA (2010a)
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	240	130	95	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	21,9	17,9	17,9	Valcereanu (2010b)
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	-	-	-	-
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	-	-	-	
Durée d'amortissement	ans	25			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	-			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	1650			Calculé avec le logiciel PVSystem pour un système typique en Tunisie avec irradiation horizontales globale (GHI) de 1850kWh/m ² a
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	104	61	47	Calcul WI
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	92,1			Calcul WI
	% O&M	7,9			Calcul WI
	% Carburant	0			Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	99			Taux typique de panne des onduleurs
Temps de construction typique	mois	24			STEG (2010)
Crédit de capacité	%	13			Estimation WI
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance	évaluation qualitative	--			-

Impact environnemental / coûts externes					
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	-			-
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-			-
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	-			-
Déchets nucléaires	g/MWh	-			-
Poussières fines	g/MWh	-			-
Coûts externes	€cent /kWh	0,65			Fourchette 0,15 – 1,15 €cents/kWh, Externe, NEEDS, Valcereanu(2010b). Valeur retenu : moyenne
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	0			
Consommation d'espace	évaluation qualitative	—			-
Critères socio-économiques					
Taux d'intégration locale	%	41	71	71	Estimation WI/Alcor
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	++			-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	++			-
Risques					
Risques économiques	évaluation qualitative	0			-
Risques techniques	évaluation qualitative	0			-

4.2.7.2. Centrales thermo-solaires

Par 'centrales thermo-solaires' on entend tous les systèmes de génération électrique qui fonctionnent à base d'un procédé thermodynamique alimenté par la chaleur solaire. Dans la plupart des cas, cette chaleur est captée à l'aide de dispositifs optiques (miroirs) qui concentrent le rayonnement solaire direct afin d'obtenir des températures suffisamment élevées d'un fluide caloporteur qui actionne un cycle thermodynamique³⁸. Par rapport au photovoltaïque (35 GW installés), le thermo-solaire est encore un marché relativement restreint : actuellement une capacité cumulée d'environ 1 GW est en service dans le monde. La plupart des unités sont installées aux Etats-Unis et en Espagne, où des mécanismes de subvention pour les centrales thermo-solaires sont en place. Bien que d'envergure encore modeste, l'industrie thermo-solaire se prépare à une croissance dans les années à venir. Les constructeurs de centrales conventionnelles ont un intérêt particulier pour cette technologie, considérant le thermo-solaire un complément à leurs activités traditionnelles. Ceci explique, par exemple, la participation de grandes sociétés de production d'électricité et de groupes industriels³⁹ dans le consortium Desertec Industrial Initiative (DII), une organisation qui pousse la promotion des centrales thermo-solaires en Afrique du Nord. Le potentiel exploitable du thermo-solaire en Tunisie est évalué à 4-65 GW (ANME, 2010).

Sur le plan technologique, on peut distinguer 4 types de centrales thermo-solaires:

(1) Les *centrales à capteurs cylindro-paraboliques*, qui attirent toujours le plus grand intérêt de l'industrie : environ 1000 MW sont actuellement en opération et 1400 MW en construction (Photon 2011). La technologie utilise des capteurs (miroirs) linéaires cylindro-paraboliques pour concentrer le rayonnement solaire sur un tube absorbant (récepteur solaire). Les miroirs ainsi que le récepteur suivent le mouvement du soleil, et chauffent une huile synthétique (fluide caloporteur) jusqu'à une température d'environ 400°C. Par la suite, le fluide caloporteur transfère son énergie thermique à un cycle conventionnel de turbine-vapeur. Du fait de sa faisabilité et de sa mise en service commerciale dans les années 1980, la technologie des centrales à capteurs cylindro-paraboliques est pour l'instant la seule technologie thermo-solaire considérée « bancable » par les institutions financières. Les centrales peuvent être munies de systèmes de stockage de chaleur permettant une extension de la production électrique dans les périodes où le rayonnement solaire est limité.

(2) Les *centrales thermo-solaires à tour centrale*. Cette technologie utilise un champ de miroirs (héliostats) qui suivent le soleil en deux dimensions pour concentrer la radiation sur un seul récepteur focal installé en haut d'une tour. Le fluide caloporteur est du sel fondu qui sera chauffé jusqu'à 1000 °C. Ce niveau de températures permet une meilleure efficacité thermodynamique par rapport aux systèmes à capteurs cylindro-paraboliques opérant avec de l'huile synthétique. La technologie des tours solaires permet également un stockage d'énergie. Il faut noter qu'actuellement seulement 41

³⁸ Les centrales solaires à cheminée représentent une exception : elles utilisent l'effet de la convection de l'air chauffé par le soleil. Ce type de centrales se trouve en phase expérimentale et ne sera pas considéré dans cette étude.

³⁹ comme Siemens ou ABB (constructeurs de turbines à vapeur)

MW se trouvent en opération dans le monde, tandis que 392 MW sont en construction⁴⁰. Vu les incertitudes concernant la durabilité à long-terme,⁴¹ on observe encore une certaine réticence des banques à financer ce type de projets. Les centrales existantes ou planifiées sont en majorité financées par des fonds de capital-risque.

(3) Les *centrales à miroirs Fresnel linéaires* sont également un nouveau concept, dont la « bancabilité » reste encore à prouver dans les années qui viennent. Sur le plan technologique, les systèmes utilisent (comme les capteurs cylindro-paraboliques) un récepteur linéaire en forme de tuyau absorbant, à la différence que ce tuyau est installé de manière fixe au dessus des réflecteurs et transporte directement de la vapeur au lieu d'un fluide caloporteur. Plusieurs centrales pilotes avec une capacité de 1 à 3 MW sont actuellement en opération en Espagne, aux Etats-Unis et en Australie. Une centrale commerciale des 30 MW est en construction en Espagne⁴².

(4) Les *centrales à miroirs paraboliques et moteur Stirling (systèmes 'Dish Stirling')*. Ces centrales sont composées d'une multitude des miroirs paraboliques, qui suivent le soleil sur deux axes pendant la journée. Un moteur Stirling, d'environ 10 à 20 kW de puissance, est installé dans le point focal de chaque miroir. Le concept des systèmes 'Dish Stirling' promet certains avantages (modularité, possibilité d'installation sur des surfaces inclinées), mais seulement quelques projets de démonstration existent à l'heure actuelle.

Synthèse:

Aujourd'hui, les centrales à capteurs cylindro-paraboliques constituent clairement la technologie prédominante avec plus de 95% de la puissance installée, suivent les centrales à tour solaire (4%), puis les systèmes Fresnel et les systèmes Dish-Stirling (ensemble : 1%). Dans l'avenir il est probable que de nouvelles technologies, notamment les tours solaires, vont gagner des parts sur le marché thermo-solaire. Une étude récente (Sargent&Lundy, 2009) estime que les centrales cylindro-paraboliques vont continuer à dominer le marché en 2020 (66% de la capacité installée), mais elle prédit une part de 30% pour les tours solaires et de 4% pour les systèmes Dish Stirling⁴³. En 2030, selon la même source, les proportions continueront à évoluer à la faveur des tours solaires (38% de la capacité installée) et des centrales à moteur Stirling (18%). Pourtant, les centrales à capteurs cylindro-paraboliques resteront en 2030 avec 45% de la capacité installée toujours la technologie prépondérante. En conséquence, les centrales à capteurs cylindro-paraboliques constituent la technologie thermo-solaire la plus probable dans le cas de la Tunisie.

Fonctionnement et paramètres techniques

La technologie des capteurs cylindro-paraboliques offre une grande flexibilité aux planificateurs lors de la configuration de leurs centrales thermo-solaires. Un élément important de configuration est la possibilité d'équiper les centrales avec un système de

⁴⁰ Sources : Photon (2011), Prothermosolar, E-solar

⁴¹ les craintes reposent sur l'usure des matériaux due aux hautes températures

⁴² Source : Novatec Solar

⁴³ Les capteurs Fresnel ne sont pas considérés dans cette étude

stockage de chaleur. L'utilisation d'un tel dispositif est recommandé parce qu'il améliore significativement l'intégration de la centrale dans le réseau électrique. Un système de stockage thermique comporte habituellement des réservoirs de sel fondu, qui seront chauffés par une partie de la chaleur produite par le champ solaire pendant une journée ensoleillée. Le soir ou pendant les périodes de faible ensoleillement, la chaleur stockée dans le réservoir alimente, par un échangeur de chaleur, le cycle de vapeur pour maintenir la turbine de la centrale en marche. La capacité de stockage est habituellement exprimée en heures (h) de puissance nominale. Un deuxième élément de configuration est la taille du champ des miroirs par rapport à la puissance de la turbine. Le paramètre qui exprime ce rapport est le 'solar multiple' (SM) : un SM de 1 signifie que la turbine est exactement dimensionnée à la puissance thermo-solaire du champ des miroirs; un SM supérieur indique que le champ solaire est surdimensionné - ce qui permet de l'emmagasiner l'énergie excédante dans le réservoir de stockage. Pour la présente étude, une centrale exemplaire de 100 MW avec SM 2 et 6h de capacité de stockage est retenue pour les simulations⁴⁴. Il est également assumé que le refroidissement des centrales sera effectué à sec. Bien que ce choix réduise le rendement, cette configuration évite l'utilisation d'eau pour le refroidissement⁴⁵. Une autre option de configuration des centrales thermo-solaires est de les équiper d'un brûleur d'appui à gaz ou à fuel, qui permet un chauffage autonome du fluide caloporteur. Ce dispositif a l'inconvénient environnemental de ne pas faire appel à la seule énergie solaire, mais avec un appui fossile, l'opération de la centrale est garantie même pendant les périodes où le rayonnement solaire est absent et le réservoir de stockage de chaleur est épuisé⁴⁶. Le crédit de capacité de telles centrales est ainsi très élevé. Dans cette étude, les centrales thermo-solaires disposent d'un appui fossile de secours, qui sera seulement activé quand les trois situations suivantes coïncident :

- le système électrique national est à sa limite et requière la contribution de chaque centrale électrique au pays (heures de pointe de demande)
- pas de rayonnement solaire
- le système de stockage thermique est épuisé.

Puisqu'en Tunisie la charge maximale absolue se trouve en été et pendant la journée, on peut assumer que la mise en marche du mode fossile sera très rare. Il en découle que la consommation en combustible (gaz naturel, fuel) sera négligeable par rapport à la génération solaire. La production annuelle d'une telle centrale (100 MW, SM2, 6 heures de stockage) s'élève pour un site moyen en Tunisie à environ 260 GWh⁴⁷, soit 2600 heures à pleine charge.

⁴⁴ Le choix SM2 / 6h stockage correspond à une combinaison minimisant les coûts de génération (Sargent&Lundy 2009) et est souvent utilisé dans des projets en Espagne.

⁴⁵ Il est assumé que la plupart des centrales thermo-solaires seront installées à l'intérieur du pays. Si un site adapté est en bord de mer, un refroidissement avec de l'eau de mer peut être évidemment envisagé.

⁴⁶ A Abu Dhabi, la compagnie d'électricité nationale exige des opérateurs que toutes les centrales thermo-solaires soient capables de fournir leur puissance nominale à n'importe quel moment de l'année.

⁴⁷ Pour déterminer cette valeur, une simulation a été effectuée avec le logiciel System Advisor Model (www.nrel.gov/analysis/sam/) pour un site typique avec une rayonnement normal direct (DNI) de 2000 kWh/ m²a.

Paramètres économiques

Il est généralement difficile de donner un aperçu sur les coûts d'investissement des centrales thermo-solaires. D'abord, comme l'étude de Valcereanu (2010c) montre, les données dans la littérature dépendent fortement de la technologie choisie et de la configuration spécifique de la centrale analysée. De plus, les paramètres économiques des centrales sont souvent déduits d'informations provenant de l'industrie thermo-solaire et non de sources indépendantes. Encore plus délicat est l'évaluation des coûts dans le futur. Contrairement au secteur du photovoltaïque ou de l'éolien, l'application du concept de courbes d'apprentissage pour déterminer les futurs coûts des centrales reste problématique pour le thermo-solaire parce que la croissance de ce marché est toujours difficile à prédire.

La présente étude se réfère aux valeurs publiées par Sargent&Lundy (2009), qui est la seule publication récente entièrement dédiée aux coûts des centrales thermo-solaires. Sargent&Lundy utilisent une méthodologie de 'bottom-up' pour déterminer les coûts (d'investissement, d'opération et de maintenance) à partir de la structure de coûts des différents composants techniques (turbines, miroirs, récepteurs, ...). Pour une centrale du type choisi (100 MW, SM 2 et 6 heures de stockage thermique, à refroidissement sec), les coûts d'investissement sont estimés à 4750€/kW en 2010, à 3700-3800€/kW en 2020 et à 3200-3400€/kW en 2030. Les frais d'opération et de maintenance s'élèvent à 60€/kWa pour les années 2010, 2020 et 2030.

Impact environnemental et coûts externes

Les deux impacts environnementaux directs des centrales thermo-solaires sont la consommation d'espace et la consommation d'eau douce. Une centrale de 100 MW comme définie ci-dessus, avec refroidissement à sec, consomme environ 70000m³ d'eau douce par an. En comparaison, une centrale similaire à refroidissement humide consommerait environ 1,1 millions m³/a. 3,6 ha/MW⁴⁸ d'espace sont nécessaire pour ce type de centrale.

Les coûts externes des centrales thermo-solaires varient selon des diverses études examinées par Valcereanu (2010b) entre 0,10 et 0,335 €/cent/kWh. La STEG (2010) a retenu dans son rapport la valeur supérieure (0,335 €/cent/kWh). Il est à noter que cette valeur a été calculée avec l'hypothèse que des émissions spécifiques de gaz à effet de serre s'élèvent à 30 g CO₂eq./kWh. Pourtant d'autres études comme celle de Viebahn (2010) montrent que ces émissions peuvent descendre à un niveau de 20 g CO₂eq./kWh en 2025 suite aux avancées technologiques et à la durée de vie prolongée des centrales. En prenant en compte ces résultats, les externalités ont été réévaluées à 0,22€/cent/kWh dans la présente étude.

Critères socio-économiques

La valeur ajoutée des centrales thermo-solaires pour l'économie locale a été récemment évaluée dans une étude de la Banque Mondiale (WB-ESMAP, 2011) pour cinq pays de

⁴⁸ Valeurs de consommation d'eau calculées avec le logiciel System Advisor Model (www.nrel.gov/analysis/sam/)

la région MENA⁴⁹. Pour l'ensemble de ces pays, l'étude examinait trois scénarios différents pour le futur taux d'intégration en 2025. Dans le premier scénario, qui est marqué par une stagnation du marché thermo-solaire, la participation locale reste limitée à 25,7%. Le second et le troisième scénario sont caractérisés par une croissance moyenne ou forte du marché thermo-solaire dans la région MENA. Ces scénarios prévoient des investissements locaux dans des usines de fabrication de composants nécessaires aux centrales thermo-solaires (miroirs, éléments d'automatisation, et pour le scénario de haute croissance récepteurs solaires). Le taux d'intégration locale atteint alors 30,6% dans le scénario de croissance moyenne et 56,6% dans le scénario de croissance forte.

L'acceptabilité sociale des centrales thermo-solaires est considérée comme bonne vu l'absence d'émissions nocives et le fait que ces centrales seront probablement installées dans des régions désertiques et peu habitées.

Risques

Comme pour les centrales photovoltaïques et les parcs éoliens, les risques techniques et économiques des centrales thermo-solaires sont négligeables.

Conclusion : Les centrales thermo-solaires constituent une option pour un futur mix électrique tunisien. Dans la présente étude, les centrales à capteurs cylindro-parabolique sont été choisies comme technologie représentative. Les valeurs affichées dans le tableau suivant se basent sur une centrale typique de 100 MW de puissance nominale, avec 6 heures de stockage thermique et un appoint fossile de secours pour assurer la disponibilité de la capacité de la centrale.

Tableau 38 : Caractéristiques des centrales thermo-solaires

Centrale thermo-solaire (CSP) à capteurs cylindro-paraboliques, stockage de 6h (appoint à gaz ou à fuel seulement pour sécuriser la disponibilité de la capacité nominale). Refroidissement sec.					
Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	Commentaires / sources
Puissance de référence	MW	100			STEG (2010)
Coût d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	4750	3750	3300	Sargent&Lundy (2009), moyenne des scénarios
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	840	670	590	Calcul WI
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	59,3	59,3	59,3	Valcereaun (2010b)

⁴⁹ Pays examinés : Algérie, Egypte, Jordanie, Maroc et Tunisie

Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	-	-	-	-
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	-	-	-	Utilisation du carburant négligeable par rapport à la génération solaire.
Durée d'amortissement	ans	30			STEG (2010)
Rendement typique à P _{nom}	%	-			STEG (2010)
Heures à pleine puissance (typique)	h	2600			Simulation avec le logiciel System Advisor Model pour un système sur un site avec rayonnement direct (DNI) de 2000 kWh/m ² a
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	116	96	88	Calcul WI
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	89,3			Calcul WI
	% O&M	10,7			Calcul WI
	% Carburant	0			Calcul WI
Disponibilité moyenne	%	97			Estimation WI
Temps de construction typique	mois	36			STEG (2010)
Crédit de capacité	%	90			Avec brûleur de secours, le crédit de capacité serait théoriquement 100%. Par précaution une valeur de 90% a été retenue pour les simulations.
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance	classement qualitatif	--			
Impact environnemental / coûts externes					
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	-			-

Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-	-		
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	-	-		
Déchets nucléaires	g/MWh	-	-		
Poussières fines	g/MWh	-	-		
Coûts externes	€cent /kWh	0,22			Valcereanu (2009b). 0,10 – 0,335 €cents/kWh Valeur retenue : 0,22 €cents/kWh
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	O			Refroidissement sec
Consommation d'espace	évaluation qualitative	—			-
Critères socio-économiques					
Taux d'intégration locale	%	26	31	57	WB-ESMAP (2011)
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative		++		-
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative		++		-
Risques					
Risques économiques	évaluation qualitative		O		-
Risques techniques	évaluation qualitative		O		-

4.2.8. Récapitulatif

Au total, sept différentes technologies ont été choisies comme candidates pour un futur mix électrique en Tunisie :

- centrales à gaz cycle ouvert (OC)
- centrales à gaz cycle combiné (CC)
- centrales à charbon
- centrales nucléaires
- parcs éoliens
- centrales photovoltaïques (PV)
- centrales thermo-solaires (CSP)

Pour faciliter la comparaison, les différents paramètres des tableaux précédents sont regroupés dans un tableau synoptique (voir Tableau 39).

Tableau 39 : Synoptique des technologies candidates pour un futur mix électrique en Tunisie

		Turbines à gaz (cycle ouvert, OC)			Turbines à gaz (cycle combiné, CC)			Centrale à charbon pulvérisé supercritique (SCPC)			Centrale nucléaire (Génération III, PWR)			Parc éolien, onshore			Centrale photovoltaïque PV (cellules polycristallines, installation fixe)			Centrale thermo-solaire (CSP) capteurs cylindro-paraboliques, 6h stockage		
Paramètres technico-économiques		2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Puissance de référence	MW	270			400			600			1000			60			10			100		
Coût d'investissement	€ ²⁰¹⁰ /kW	600	600	600	750	750	750	1860	1860	1860	-	2900	2900	1150	980	930	2500	1380	1000	4750	3750	3300
Intérêts intercalaires	€ ²⁰¹⁰ /kW	75	75	75	150	150	150	450	450	450	1270	1270	1270	110	95	90	240	130	95	840	670	590
Frais fixes d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /kWa	8,2	8,2	8,2	9,7	9,7	9,7	22,8	22,8	22,8	53,2	53,2	53,2	9,4	9,4	9,4	21,9	17,9	17,9	59,3	59,3	59,3
Frais variables d'opération et maintenance	€ ²⁰¹⁰ /MWh	2,5	2,5	2,5	1,6	1,6	1,6	3,1	3,1	3,1	0,4	0,4	0,4	4,71	3,72	3,57	-	-	-	-	-	-
Prix de combustible	€ ²⁰¹⁰ /GJ	6,38	8,08	8,69	6,38	8,08	8,69	2,79	2,79	2,97	0,465	0,593	0,640	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Durée d'amortissement	ans	25			25			35			40			20			25			30		
Rendement typique à P _{nom}	%	34,5			52,7			40			33			-			-			-		
Heures à pleine puissance (typique)	h	1300			7000			7000			7700			2630			1650			2600		
Coût typique de génération	€ ²⁰¹⁰ /MWh	130	148	155	61	73	78	63	63	64	61	62	63	60	51	49	181	104	78	224	182	163
Structure du coût de génération (2010)	% Investissement	39,2			20,5			47,3			78,6			85,5			92,1			89,3		
	% O&M	7,1			5,1			10,6			12,6			14,5			7,3			10,7		
	% Carburant	53,7			74,4			42,0			8,8			0			0			0		
Disponibilité moyenne	%	88			84			84			88			97,5			99			97		
Temps de construction typique	mois	24			36			48			72			24			24			36		
Crédit de capacité	%	100			100			100			100			5			13			90		
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance	évaluation qualitative	++			++			O			O			--			--			--		
Impact environnemental / coûts externes																						
Emissions spécifiques CO ₂	kg/MWh	575			400			815			-			-			-			-		
Emissions spécifiques SO ₂	g/MWh	-			-			150			-			-			-			-		
Emissions spécifiques NO _x	g/MWh	50			50			250			-			-			-			-		
Déchets nucléaires	g/MWh	-			-			-			2,7			-			-			-		
Poussières fines	g/MWh	-			-			15			-			-			-			-		
Coûts externes	€cent /kWh	3			1,9			4,4			0,45 (135)			0,13			0,65			0,22		
Consommation d'eau douce	évaluation qualitative	O			O			O			O			O			O			O		
Consommation d'espace	évaluation qualitative	O			O			O			O			-			-			-		
Critères socio-économiques																						
Taux d'intégration locale	%	15			20-25			20-25			5			43			41	71	71	26	31	57
Contribution à la sécurité d'approvisionnement	évaluation qualitative	--			--			-			--			++			++			++		
Acceptabilité sociale	évaluation qualitative	+			O			--			--			O			++			++		
Risques																						
Risques économiques	évaluation qualitative	O			O			-			--			O			O			O		
Risques techniques	évaluation qualitative	O			O			O			--			O			O			O		

4.3. Technologies auxiliaires et concepts avancés pour le futur parc de génération

Il est généralement reconnu que partout dans le monde la façon de produire de l'électricité va considérablement changer dans les décades à venir. Il est également admis que les énergies vont modeler les systèmes électriques de demain. Auparavant conçus pour des centrales thermiques, les futurs systèmes électriques devront incorporer de plus en plus des générateurs renouvelables et intermittents. Malgré les incertitudes et les débats concernant la part des énergies renouvelables dans le mix électrique mondial⁵⁰, il est clair qu'à l'horizon 2050, la pénétration des énergies renouvelables aura considérablement augmenté dans de nombreux pays – ce qui constituera évidemment des défis majeurs pour les systèmes électriques. Déjà aujourd'hui, dans certains pays, les opérateurs de systèmes trouvent des difficultés à gérer la production intermittente de l'énergie éolienne et solaire. Si la Tunisie s'engage dans une stratégie « renouvelable », elle sera également confrontée à ces difficultés. Néanmoins il existe une grande palette de mesures techniques pour palier à ces problèmes. L'ensemble de ces mesures est souvent décrit par le terme « smart grid » ou « réseau intelligent », qui pour beaucoup d'observateurs est synonyme de système électrique de l'avenir. Selon IEA (2010b), les smart grids sont particulièrement prometteurs dans les pays émergents. Leur système électrique étant encore en développement, les éléments de la nouvelle infrastructure pourront être prévus dès le départ.

Ce chapitre aspire à donner un aperçu général sur les méthodes et concepts techniques des nouveaux réseaux modernes.

4.3.1. Prévisions météorologiques

Les prévisions météorologiques sont devenues un outil indispensable pour les opérateurs des systèmes électriques ayant un taux de pénétration en énergies renouvelables important. En particulier, la prévision détaillée de la production éolienne - plus difficile à prédire que celle du solaire – améliore significativement la sécurité du réseau et le planning du dispatching des centrales conventionnelles. Suite aux avancées technologiques des satellites mais aussi de l'informatique, les prévisions de la génération éolienne atteignent une haute résolution temporaire (allant jusqu'à la minute) et un horizon de plusieurs jours (EWEA 2010). Les avantages de l'utilisation de ces outils sont les suivant :

- augmentation de la stabilité et de la sécurité du réseau (permettant une plus haute pénétration des énergies renouvelables)
- optimisation du dispatching journalier des centrales conventionnelles

⁵⁰ Certaines études, par exemple EREC/Greenpeace (2010), prédisent pour 2050 une contribution renouvelable au mix électrique mondial allant jusqu'à 95%, tandis que des analystes plutôt conservateurs (IEA 2010b) considèrent des scénarios avec entre 22% et 75% de renouvelable.

- minimisation du coût de la réserve de puissance pour compenser les incertitudes de la production des énergies renouvelables

Les bénéfices économiques sur le marché électrique augmentent avec la précision des prévisions. En Europe, notamment en Allemagne et en Espagne, la modélisation énergétique en combinaison avec la météorologie est déjà devenue un créneau pour des divers instituts et sociétés privées qui offrent leurs services aux gestionnaires de réseaux et aux producteurs d'électricité.

4.3.2. Systèmes de stockage d'électricité

Dans le concept de réseaux intelligents, les technologies de stockage d'électricité jouent un rôle très important. Ces « réservoirs » d'électricité peuvent délivrer de l'électricité ou en emmagasiner et sont utilisés pour niveler la courbe de charge, absorber les pointes de production renouvelable et fournir de la capacité de réserve. Généralement, on différencie les systèmes de stockage mécaniques (hydro-électrique pompage-turbinage, air comprimé, volant d'inertie) et électrochimiques (batteries, super-condensateurs, hydrogène). Chaque technologie de stockage a ses caractéristiques spécifiques classées selon les critères suivants : puissance (en MW), capacité de stockage (MWh), flexibilité (temps de réaction), rendement et durée de vie (en cycles). Ces critères déterminent aussi leur champ d'application. Les super-condensateurs, très coûteux, mais capables de fournir de l'électricité très rapidement, pourront être utilisés pour garantir la régulation à échelle des quelques (milli-)secondes. Quant aux systèmes à air comprimé ou les centrales à pompage-turbinage hydraulique, ces dispositifs sont plutôt conçus pour compenser des fluctuations sur des périodes plus longues.

Actuellement, la technologie de turbinage-pompage est la plus répandue au monde, totalisant une capacité installée de 100 GW. Le seul pays nord-africain disposant de centrales turbinage-pompage est le Maroc où deux unités avec puissance totale de 437 MW sont installées. Sonelgaz est actuellement en train d'étudier le projet d'une centrale de pompage turbinage avec une puissance entre 400 et 500 MW.

Les systèmes électrochimiques sont toujours peu utilisés vu leurs prix élevés (voir Tableau 40). Néanmoins, une baisse importante des coûts est probable suite aux innovations majeures sur le marché croissant des automobiles électriques.

Tableau 40 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage⁵¹

Type	Technologie	Coûts par capacité de stockage (€/MWh)	Coûts par puissance installée (€/kW)	Cycles	Rendement (%)
Mécanique	Pompage-turbinage	60-150	500	20000-50000	70-85
	Air comprimé	30-120	550	9000-20000	70-80
	Volant d'inertie	1000-3000	300	20000-60000	90-95
Electro-chimique	Super-condensateurs	3800-4000	100-400	10000-100000	95-100
	Nickel-cadmium	350-800	175	1000-3000	60-70
	Sodium-soufre	200-900	150	2000-3000	85-90
	Lithium-ion	200-500	175	3000-6000	95-100
	Vanadium	100-1000	175	2000-3000	75-85
	Zinc-Brome	50-400	175	>2000	70
	Plomb	50-300	175	200-1100	75

4.3.3. Réseaux

D'autres mesures qui permettraient une meilleure intégration des sources renouvelables concernent l'infrastructure des réseaux.

A mentionner avant tout sont les simples *renforcements de l'infrastructure de transmission*, ce qui passe par la construction des nouvelles lignes. L'expansion du réseau minimise les pertes électriques, et elle permet également de relier plusieurs parcs éoliens et solaires géographiquement dispersés. Les avantages d'une telle agrégation sont la réduction de la réserve de puissance nécessaire pour compenser les fluctuations de la génération renouvelable. Egalement, le crédit de capacité, par exemple pour les parcs éoliens peut être augmenté (EWEA 2010). Il est évident que les bénéfices de l'effet d'équilibrage montent davantage si l'expansion du réseau ne s'arrête pas aux frontières du pays. Pour la Tunisie, le renforcement des interconnexions par lignes

⁵¹ Source : Schroeder et al., 2011

terrestres avec l'Algérie et la Libye, mais aussi par ligne sous-marine avec l'Europe, faciliterait certainement l'intégration des énergies renouvelables en Tunisie⁵².

Une deuxième possibilité est la mise en place d'équipements *renforçant la capacité du réseau existant*. A mentionner sont les mesures suivantes :

- Augmentation du niveau de tension des lignes existantes (installation des nouveaux transformateurs et renforcement des sous-stations)
- Mise en place d'un système de « dynamic line rating » pour une meilleure exploitation des conducteurs des lignes de tension aériennes⁵³.
- Installation de systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (FACTS), qui optimisent le transfert de l'électricité renouvelable à travers le réseau.

Pour finir, il faut aussi mentionner l'implantation de *nouveaux systèmes de contrôle* des réseaux. Généralement, dans un réseau avec une haute pénétration renouvelable, les exigences aux systèmes informatiques augmentent : Une plus haute interactivité est requise et aussi la quantité des données à gérer est beaucoup plus importante que dans des systèmes conventionnels. En Espagne, où la part des énergies renouvelables dans le mix national est déjà cruciale, le centre du dispatching national a été récemment modernisé et muni d'une unité de contrôle particulièrement dédié aux énergies renouvelables⁵⁴.

4.3.4. Gestion de la demande

La gestion de la demande (en anglais :« demand side management », DSM) a pour objectif de moduler la demande électrique afin d'optimiser l'exploitation du système de génération - y compris les centrales renouvelables. Le contrôle de la demande électrique peut être exercé de façon active, par la connexion ou le délestage programmé des consommateurs, mais aussi de façon passive, entre autre par des signaux de prix qui incitent les clients à réduire leur consommation pendant les heures de pointe. Il est probable qu'en Tunisie aussi la gestion de la demande puisse devenir une option intéressante – surtout en considérant la participation des grands consommateurs industriels comme les cimenteries ou raffineries.

⁵² Pour l'instant, l'effet de pénétration du renouvelable dans un système tunisien interconnecté avec des pays voisins n'a pas encore été suffisamment étudié. Seule l'étude de CESI (2010) examine l'intégration éolienne à l'horizon 2016 dans le cadre du projet ELMED (interconnexion avec la Sicile) en prenant en compte qu'une centrale thermique (gaz ou charbon) sera mise en service en Tunisie pour exporter une partie de l'électricité vers l'Italie.

⁵³ Cette méthode consiste en superviser les températures des lignes aériennes. En cas de refroidissement naturel des lignes (vent, périodes froides), le niveau de saturation du conducteur peut être relevé, ce qui augmente temporairement la capacité du transport du réseau. La méthode est particulièrement intéressante pour l'intégration de l'énergie éolienne.

⁵⁴ Le nouveau centre de contrôle CECRE a été inauguré en 2009. (voir www.ree.es).

5. Analyse du secteur électrique tunisien

5.1. Cadre institutionnel et réglementaire du secteur électrique tunisien

Le secteur de l'énergie en Tunisie est administré et suivi par la Direction Générale de l'Énergie (DGE), institution publique au sein du Ministère de l'Industrie et de la Technologie (MIT) et plus précisément par la direction de l'électricité et de la maîtrise de l'énergie au sein du MIT. Le MIT dispose sous sa tutelle cinq principaux organismes publics qui constituent l'instrument principal de sa mise en œuvre de sa politique énergétique :

- L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME), créée en 1985, chargée de mettre en œuvre la politique de l'état dans le domaine de la maîtrise de l'énergie à travers la réalisation des études et la mise en œuvre de projets et programmes dans le domaine de l'utilisation rationnelle de l'énergie et des énergies renouvelables appuyés par une batterie de mesures d'accompagnement au profit des acteurs et population cible (formation, information, sensibilisation, etc.)
- La Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) qui assure la gestion du secteur électrique et détient le monopole de transport et de distribution du gaz et l'électricité. La STEG a en outre créé, la STEG Énergies Renouvelables qui se positionnera comme prestataire de service sur tout le processus de développement des projets de production d'électricité renouvelable depuis les études jusqu'à la réalisation, voire même l'exploitation.
- L'Entreprise Tunisienne des Activités Pétrolières (ETAP), créée en 1972, chargée de la gestion de l'exploration pétrolière et de gaz ainsi que des activités de production au nom de l'État.
- La Société Tunisienne des Industries de Raffinage (STIR), créée en 1961 et seule raffinerie en Tunisie, chargée de l'approvisionnement du marché national en produits pétroliers par le raffinage du pétrole brut et, à partir de 1999, l'importation de l'ensemble des carburants et combustibles et sa commercialisation aux sociétés de distribution (SNDP, TOTAL, Oil Lybia, etc.).
- La Société Nationale de Distribution des Pétroles (SNDP), créé en 1960 par le groupe ENI (AGIP) et nationalisé en 1975, est une entreprise publique ayant pour mission la commercialisation des produits pétroliers et de leurs dérivés sous le label « AGIL », en plus des autres opérateurs privés (Oil Lybia, Total, Shell, etc.). Elle dispose du plus grand réseau de distribution de produits pétroliers et qui compte 199 stations services et 54 stations portuaires

Le MIT dispose aussi d'un observatoire national de l'énergie (ONE), chargé de la collecte et le traitement des données, et l'élaboration de rapports se rapportant au secteur.

5.1.1. Les acteurs du système électrique en Tunisie

La production, le transport et la distribution d'électricité en Tunisie étaient exclusivement assurés depuis 1962 par la STEG. C'est une entreprise publique verticalement intégrée qui fut créée dans le cadre du décret-loi n°62-8 du 3 avril 1962 portant sur la création et l'organisation de la STEG, ratifié par loi n°62-16 du 24 mai 1962.

L'abolition du monopole de la STEG sur la production d'électricité s'est faite par le décret n° 96-1125 du 20 juin 1996, fixant les conditions et les modalités d'octroi de la concession de production d'électricité à des personnes privées, appelées productions indépendantes d'électricité. Ces concessions ont pour objet d'autoriser des personnes privées, à produire de l'énergie électrique en vue de sa vente exclusive à la STEG dans le cadre d'un contrat conclu entre les deux parties.

La STEG a été historiquement viable sur le plan financier, mais la hausse des prix du gaz qui sont indexés sur l'évolution des prix du pétrole brut sur les marchés internationaux, a conduit à une détérioration de sa performance financière depuis 1997.

Dans ce contexte « la raison principale de l'ouverture du secteur de l'électricité à l'investissement privé a été d'éviter les engagements implicites du budget gouvernemental, étant donné que le gouvernement délivrait des garanties pour les prêts des bailleurs de fonds à la STEG, d'une part, mais ne garantissait pas explicitement les I.P.P (Indépendant Power Producer), d'autre part »⁵⁵.

L'I.P.P de Radès qui a démarrée sa production commerciale en mai 2002 constitue jusqu'à présent la principale expérience de la Tunisie en matière de participation privée dans le secteur électrique. La production totale de cette centrale (21% de la production nationale en 2010) est vendue à la STEG dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie à long terme.

Certaines législations ont soumis l'octroi des concessions à une procédure de mise en concurrence des concessionnaires potentiels. C'est ainsi que le décret n° 96-1125 du 20 juin 1996 stipule dans son article 8 que « le choix du concessionnaire est effectué après mise en concurrence par appel d'offre ouvert ou par appel d'offre restreint précédé d'une phase de pré qualification ».

L'I.P.P d'El Bibane qui a vu le jour en 2003 constitue la deuxième expérience de la Tunisie en matière de participation privée dans le secteur électrique. La production de cette centrale reste marginale elle ne représente qu'environ 3% de la production privée totale d'électricité.

⁵⁵ Banque Mondiale, 2004: Etude sur la participation dans les infrastructures en Tunisie– Volume 3-Annexe ; page. 45

Notons enfin la présence de quelques auto-producteurs d'électricité qui sont des établissements (privés et publics) grand consommateurs d'électricité, produisant de l'électricité pour leurs consommations propres et vendant le surplus à la STEG dans le cadre de contrats de cession d'électricité.

En 2008, 13 établissements sont classés par la STEG comme des auto-producteurs d'une partie de leur besoin d'électricité, dont deux utilisant la cogénération. Les auto-producteurs ne représentent cependant qu'un pourcentage négligeable dans la production globale d'électricité, soit 0,5% en 2010 ou l'équivalent de 75 Gwh⁵⁶.

Il ressort de cette évolution que la structure monopolistique du secteur électrique en Tunisie a commencé à être éclatée à partir de 2002 en cédant la place principalement à deux entreprises l'une publique la « STEG » et l'autre privée : la « Carthage Power-Compagnie » (C.P.C) liées par un contrat de concession de production d'électricité.

Toutefois, le transport et la distribution d'électricité demeurent toujours monopolisés et sous la responsabilité de la STEG.

5.1.2. Le cadre règlementaire du secteur électrique en Tunisie

5.1.2.1. La production centralisée d'électricité

Jusqu'à l'an 1996, la STEG disposait du monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Ce monopole a été levé par la loi n°96-27 du 1^{er} avril 1996 qui autorise l'état à octroyer à des producteurs indépendants, les IPP, des concessions de production d'électricité en vue de la vente exclusive à la STEG.

Les conditions et les modalités d'octroi de la concession sont fixées par le décret n°96-1125 du 20 juin 1996, précisant en particulier ce qui suit :

- Le choix du concessionnaire est effectué après mise en concurrence par voie d'appel d'offres ouvert ou par appel d'offres restreint précédé d'une phase de pré-qualification;
- La création de la Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité (CSPIE), est une commission interministérielle chargée de se prononcer principalement, pour chaque projet de production indépendante d'électricité, sur le choix du concessionnaire
- La création d'une Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Électricité (CIPIE), auprès du Ministre de l'Industrie. La mission principale de cette Commission est de proposer les avantages à accorder au concessionnaire, d'examiner le dépouillement des offres et de soumettre, pour décision, ses conclusions et ses recommandations à la CSPIE.
- la CIPIE est également chargée de suivre les négociations avec le producteur indépendant choisi jusqu'à la signature de la convention entre lui et le Ministère

⁵⁶ Source : STEG 2010b

de l'Industrie et de la Technologie (MIT). Cette convention devrait préciser notamment les caractéristiques de la concession dont notamment sa durée, les avantages, s'il y a lieu, accordés au concessionnaire ainsi que les contrôles et les vérifications pouvant être réalisés par le MIT et les informations que devra fournir le concessionnaire.

Il est à noter que les critères, le barème de notation et les caractéristiques de l'appel d'offres sont fixés par la CIPIE en conformité avec les recommandations et les orientations de la Commission Supérieure.

Le projet de centrale thermique de Radès II, une centrale à cycle combinée de 471 MW, fut réalisé en 2002 dans le cadre de ce processus et a permis aux différents acteurs du secteur de l'énergie en Tunisie d'expérimenter, pour la première fois, la production en mode privé, le mode BOO (Build, Own and Operate)

Le cadre actuel permet donc la réalisation de projets de production indépendante, toutes sources d'énergie confondues, sur la base d'un appel d'offres suite à quoi une entente peut être négociée avec le moins-disant.

Toutefois, quelques difficultés subsistent dans des cas bien particuliers, tels que :

- Le cas où la source d'énergie appartient à une personne privée unique. Dans ce cas, le processus d'appel d'offres s'applique difficilement. On retrouve dans cette catégorie les projets de gaz fatals (ces gaz étant un produit secondaire de la production de combustibles fossiles) et de cogénération (où la vapeur résiduelle d'un procédé appartient aussi à une personne privée unique).
- L'autre cas est celui d'une source d'énergie pour laquelle, suite à un appel d'offres, le prix du moins-disant s'avère potentiellement supérieur au prix acceptable pour la STEG ou pour la société tunisienne dans son ensemble. C'est typiquement le cas des projets éoliens. En effet, la position de la STEG par rapport aux tarifs de rachat auprès des producteurs indépendants est d'acheter le Kwh éolien sur la base du coût évité pour elle, correspondant au coût du combustible économisé. Ce coût semble être en dessous du tarif permettant de garantir une rentabilité satisfaisante pour les investisseurs dans la production éolienne indépendante.

5.1.2.2. *Le système de tarification de l'énergie électrique*

En collaboration avec les institutions publiques concernées (DGE, ETAP, STIR, Ministère du commerce, Ministère des finances), l'Etat fixe les prix de l'énergie à tous les niveaux par décision du ministre chargé de l'énergie (MIT)⁵⁷. Les tarifs sont fixés en fin d'année budgétaire ou selon besoins et tiennent compte du prix international du brut et gaz, de l'équilibre financier des entreprises (STEG, ETAP, STIR) ainsi que du niveau de subvention que l'état est en mesure de prendre en charge.

⁵⁷ Le gouvernement tunisien a décidé en 2004 le principe d'ajustement des prix. La publication des prix de l'énergie, objet des ajustements décidés, est réalisée par décision du Ministre chargé de l'Energie sur proposition de la DGE.

L'Etat fixe les prix à la consommation de l'électricité et du gaz, sur proposition de la STEG et après approbation du ministère de tutelle. Les tarifs d'électricité appliqués actuellement sont résumés dans le Tableau 1.

Tableau 41 : Les tarifs de l'électricité en millimes de dinar⁵⁸

Tarifs		Prix de l'électricité (mill/kwh) en HT			
		Jour	Pointe	Soir	Nuit
Niveau Basse Tension (BT)					
Tranche économique (1 à 2 kVA et <= 50 kwh/an)		75			
Tranche économique (1 à 2 kVA et > 50 kwh/an)	1 à 50 kwh/mois	92			
	>=51 kwh	133			
Tranche normale (>2kVA)	1 à 300 kwh/mois	133			
	>=301 kwh/mois	186			
Niveau Moyenne Tension (MT)					
Uniforme		125			
Postes horaires		110	168	133	85
Pompage eau		126	156	-	85
Secours		128	180	150	90
Niveau Haute Tension (HT)					
4 postes horaires		106	164	129	81
3 postes horaires		122	150	-	81
Secours		124	176	146	86

5.1.2.3. Cadre spécifique à la cogénération

Depuis 2001, la Tunisie s'est dotée de dispositions réglementaires favorisant le développement de la cogénération et autorisant la vente d'électricité à la STEG. Le cadre réglementaire relatif à la cogénération est régi par les textes suivants:

⁵⁸ Source : www.steg.nat.tn (Les tarifs de l'électricité et du gaz à compter du 01/06/2011)

- Décret 2002-3232 du 3 décembre 2002, complété et modifié par le décret n° 2009-3377 du 2 novembre 2009
- Arrêté du ministre de l'industrie et de la technologie du 24 décembre 2007, portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération sur le réseau électrique national.
- La loi n° 2009-7 du 9 février 2009 modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004 et qui a introduit des éléments importants de promotion de la cogénération, notamment pour la production, le transport et la vente d'électricité.
- Arrêté du 18 juin 2009 fixant les tarifs de transport et de vente de la production excédentaire d'électricité à la STEG aux conditions techniques de raccordement au réseau national d'électricité et au tarif de vente de la production excédentaire à la STEG.

D'après des études réalisées par l'ANME, le potentiel technico-économique de la cogénération en Tunisie est estimé à quelque 600 MW dont environ 430 MW dans le secteur industriel. Toutefois ce potentiel est resté jusqu'ici peu mobilisé ; à fin 2010 huit unités de cogénération ont été mises en place ou étaient en cours de construction d'une puissance électrique totale avoisinant 37 MW avec l'objectif d'atteindre 70 MWe à l'horizon 2011.

Dans ce cadre, l'ANME a mobilisé des efforts considérable pour le développement de cette technologie et a mis à la disposition des promoteurs intéressés un certain nombre de mesures incitatives, dont :

- L'octroi d'une prime à l'investissement d'un montant de 20% du montant de l'investissement avec un plafond de 500.000 DT, servie par le Fond National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME);
- La possibilité de souscription à des crédits bancaires avec des conditions avantageuses sur la ligne de crédit pour la maîtrise de l'énergie, gérée par l'ANME et financée par l'Agence Française de Développement (AFD) ;
- La possibilité de souscription à des crédits bancaires sur la ligne de crédit « Efficacité Energétique dans l'Industrie & Cogénération » de la Banque mondiale, gérée par l'ANME en complémentarité avec les autres outils de financement (FODEC/FNME, Fonds de garantie en cas de recours à une ESE).

Toutefois, les projets de cogénération sont soumis aux conditions suivantes, qui seraient susceptibles d'affecter la vitesse de développement de ce marché en Tunisie :

- La nécessité pour tout promoteur de parvenir à un rendement annuel global de l'installation de cogénération d'au moins 60 %.
- La cession des excédents d'électricité à la STEG se fait selon les limites supérieures suivantes :

- Les 2/3 de l'énergie électrique produite, pour les projets dont la puissance électrique installée est inférieure à 3 MW;
- La moitié de l'énergie électrique produite, pour les projets dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 3 MW.
- Le promoteur du système de cogénération prend à sa charge les frais du renforcement du réseau national pour l'évacuation des excédents d'électricité sur le réseau, ainsi que les frais de raccordement de l'installation au réseau national.
- Le prix de vente de l'excédent de l'énergie électrique produite est indexé au prix d'achat du gaz naturel (prix de la thermie de gaz naturel) appliqué à l'entreprise en question et fixé suivant les 4 postes horaires (jour, pointe, soir et nuit)

5.1.2.4. *Cadre spécifique aux énergies renouvelables*

La Tunisie a mis en place, depuis le début des années 90, un cadre réglementaire spécifique favorable à la maîtrise de l'énergie, qui n'a cessé d'évoluer durant les dernières décennies pour accompagner l'accélération de la politique du gouvernement dans ce domaine. Parmi les principaux textes réglementaires régissant la maîtrise de l'énergie on site notamment :

- La loi n° 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie, ouvrant la voie à la publication de nouveaux textes d'application pour le soutien aux actions de maîtrise de l'énergie.
- La loi n° 2005-82 du 15 août 2005 qui a permis de créer le Fonds National de Maîtrise de l'Energie, un acquis et un outil de financement durable dans le domaine de la maîtrise de l'énergie
- Le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005 fixant les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par le FNME ainsi que les modalités de leur octroi.
- La loi n° 2009-7 du 9 février 2009 modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004 et qui a introduit des éléments importants de promotion des énergies renouvelables, notamment pour la production, le transport et la vente d'électricité.
- Le décret n° 2009-362 du 9 février 2009 modifiant et complétant le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005, introduisant notamment les aides à l'investissement pour la réalisation des projets de production de l'électricité de source renouvelable.
- Le décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009 fixant les conditions de transport de l'électricité, de la vente des excédents à la STEG et des limites supérieures de ces excédents. Les prix de ces ventes sont fixés par décision du ministre chargé de l'énergie.

Les aides directes octroyées par le FNME sont complétées par des avantages fiscaux spécifiques à la maîtrise de l'énergie :

- Application de droits de douane minimum et suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués localement.
- Suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits économiseurs en énergie acquis localement.

Ces avantages s'ajoutent au régime général régi par le code des investissements et qui accorde un certain nombre d'avantages et d'aides à l'investissement selon les secteurs et les zones d'investissement.

Dans ce cadre, la STEG joue, depuis quelques années, un rôle de plus en plus important dans le développement des énergies renouvelables, notamment à travers

- Le développement de parcs éoliens (54 MW installée et 120 MW en cours),
- La promotion des toits solaires photovoltaïques dans le cadre du programme PROSOL Elec.
- Le développement de l'utilisation des chauffe-eau solaires dans le secteur résidentiel dans le cadre du programme PROSOL.

Toutefois, ce cadre réglementaire qui ouvre seulement une brèche vers le développement et l'ouverture du marché de la production électrique à partir des énergies renouvelables ne couvre pas la production centralisée avec vente exclusive à la STEG, à l'instar des IPP. En effet :

- La loi de février 2009 autorise l'autoproduction d'électricité à partir des énergies renouvelables avec le droit de vendre à la STEG d'au maximum 30% de l'électricité produite à un prix équivalent au tarif de vente HT avec 4 postes horaires de la STEG.
- Les auto-producteurs sont autorisés d'utiliser le réseau électrique national pour transporter l'électricité produite jusqu'aux points de leur consommation, moyennant le paiement d'un droit de transport, fixé actuellement à 0,005 DT/kWh.

Il est souvent accordé une priorité aux aspects techniques de mise en valeur des énergies renouvelables alors que ces techniques ne peuvent être mises en œuvre avec succès que si les barrières économiques, institutionnelles et techniques sont levées.

5.2. Analyse des moyens de production disponibles et planifiés

5.2.1. Contexte énergétique national

5.2.1.1. Mix énergétique actuel

Le terme « mix énergétique » représente la répartition des différentes sources de production d'énergie dans la production totale d'électricité d'un réseau ou d'un sous-réseau. Entre autres, les parts d'énergie fossile, nucléaire et renouvelable sont des repères permettant de comparer les différents réseaux et de définir l'autosuffisance d'une entité territoriale.⁵⁹

Cette répartition peut être variable suivant l'heure et la saison ; on parle alors de mix énergétique dynamique, représentant la production pas à pas de chaque source, généralement représenté par une courbe de charge.

Le parc de production de la STEG a connu durant les vingt dernières années des transformations, notamment avec l'utilisation du gaz naturel (début des années 80), l'introduction des centrales à cycle combiné (dés 1995), l'introduction de l'éolien comme moyen de production en 2000 et enfin l'introduction de la production indépendante.

Toutefois, la structure de la capacité de production de la STEG n'a pas beaucoup changé depuis 2002, avec une prépondérance du mode thermique. Le seul changement réside dans l'augmentation de la part du mode éolien qui a passé de 0,4% en 2002 à environ 2% en 2010.

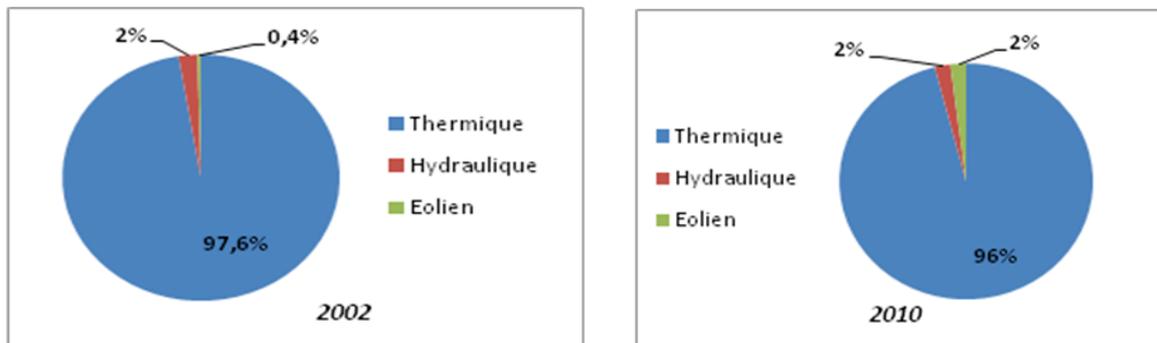


Figure 20 : Structure de la puissance électrique brute installée.

Les trois figures ci-dessous (Figure 21) représentent le mix énergétique (STEG+IPP) de la Tunisie. La structure du mix énergétique montre une prépondérance du gaz naturel qui demeure toujours le combustible le plus utilisé par la STEG ; la part des autres formes d'énergie demeure très faible.

⁵⁹ Agence Régionale Energie Réunion (ARER) 2008 : Mix énergétique 2030

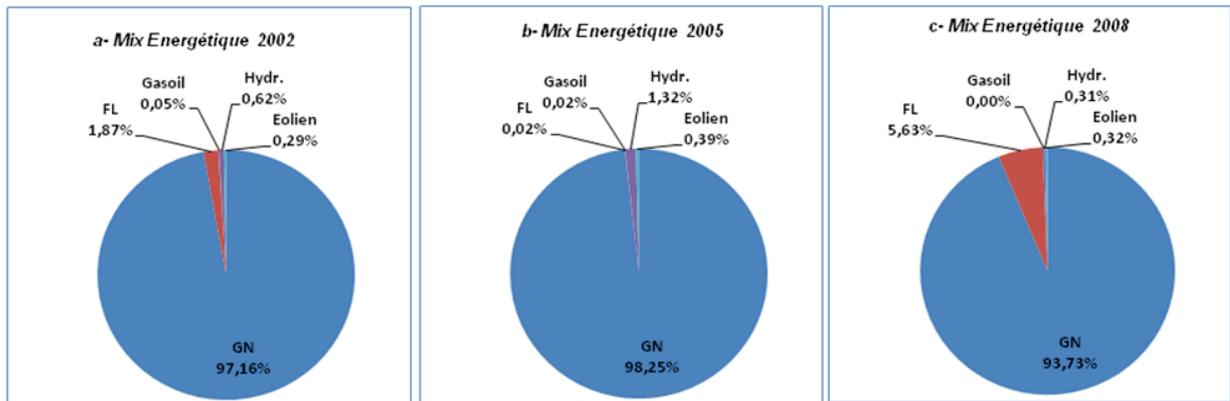


Figure 21 : Mix énergétique en Tunisie⁶⁰

Cette configuration, qui situe la Tunisie dans la classe des pays à très faible taux de diversification énergétique pour la production d'électricité, la rend vulnérable par rapport à cette forte dépendance au gaz naturel, si aucune mesure n'est entreprise envers une diversification énergétique pour la production d'électricité et ce, à travers notamment le recours à d'autres formes d'énergie, tel que le nucléaire et les énergies renouvelables.

Dans ce même contexte, la libéralisation⁶⁰ de l'industrie électrique, moyennant des avantages encourageants aux investisseurs, peut contribuer à soutenir la diversification énergétique, l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et la réduction des effets négatifs sur la balance commerciale du pays occasionnés par la fluctuation des prix des hydrocarbures au niveau international

5.2.1.2. Situation énergétique actuelle

Les ressources nationales en énergie primaire (y compris la redevance en gaz naturel perçu sur le Gazoduc Transméditerranéen venant de l'Algérie) ont atteint durant l'année 2009 (estimation) l'équivalent de 7234 Ktep contre 6434 Ktep en 2005, enregistrant ainsi une hausse moyenne annuelle de 3% par an.

Ceci est expliqué notamment par l'effort déployé par l'état tunisien dans le domaine de la prospection pétrolière qui a été consolidé après l'évolution vertigineuse des prix du pétrole à partir de 2005.

⁶⁰ Rapport STEG 2009 : Statistiques rétrospectives d'électricité 1998-2008

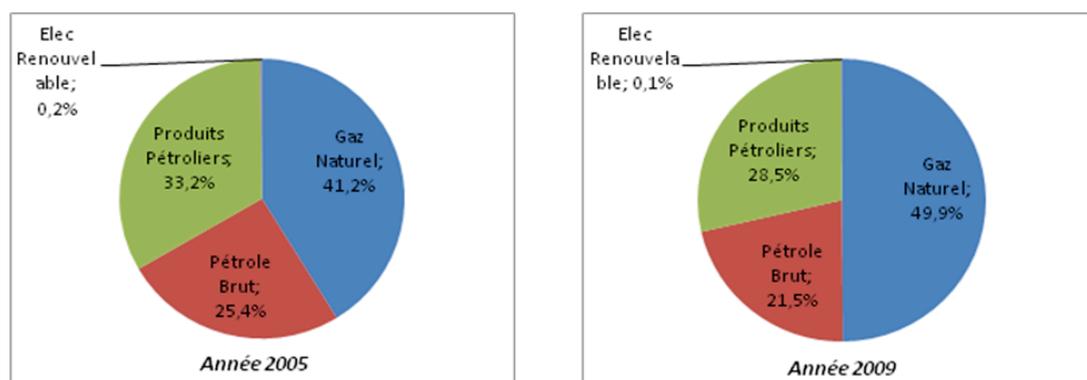
Tableau 42 : Bilan énergétique national (2009)⁶¹

(Unité: Ktep)

	Gaz Naturel	Pétrole brut	Produits pétroliers	Electricité Hyd. & Th.	Total
Demande énergie primaire	4 023	1 734	2 299	7	8 063
Production	2258	4004			6262
Importation	1 006	1 178	3 098		5 282
Redevances	972	0	0		972
Exportation	-213	-3 368	-861		-4 442
Variations de stocks	0	-80	62		-17
Excédent/Déficit	-793	2 270	-2 299	-7	-829
Consommation énergie finale	1 069	0	3 994	1 119	6 182
Consommation énergétique	1069		3793	1119	5981
Industrie	756		930	516	2202
Transport			1755	15	1770
Résidentiel	235		476	283	995
Tertiaire	73		314	246	632
Agriculture	5		319	60	384
Cons. non énergétique			201		201

La structure des ressources en énergie primaire est composée par 55% de pétrole brut et 45% de gaz naturel. La part des énergies renouvelables étant négligeable.

La demande d'énergie primaire a poursuivi sa croissance au cours de l'année 2009, atteignant 8063 Ktep contre 7110 Ktep en 2005, soit une hausse moyenne annuelle de 3,2%. Cette situation se traduit par un déficit de la balance énergétique d'environ 830 Ktep.

Figure 22 : Demande d'énergie primaire par produit⁶²⁶¹ Source ANME 2009⁶² Source ANME 2009

La part du gaz dans cette consommation a largement progressé, elle est passée de 41% en 2005 à environ 50% en 2009, alors que celle des produits pétroliers a connu une diminution sur la période 2005-2009 (Figure 22).

Ceci s'explique par l'incitation du gouvernement à substituer la consommation des produits pétroliers par celle du gaz naturel, suite à la hausse du prix international du brut qui a eu des retombées négatives sur la facture énergétique et la balance de paiement de la Tunisie.

En termes de consommation énergétique finale (Figure 23), elle est évaluée à 6182 Ktep en 2009, où le secteur industriel occupe toujours la première place avec environ 37%. Cette part semble se stabiliser malgré l'émergence de nouvelles industries des industries moins intensives en énergie, et de la prise d'importance des secteurs moins énergivores, comme le tertiaire.

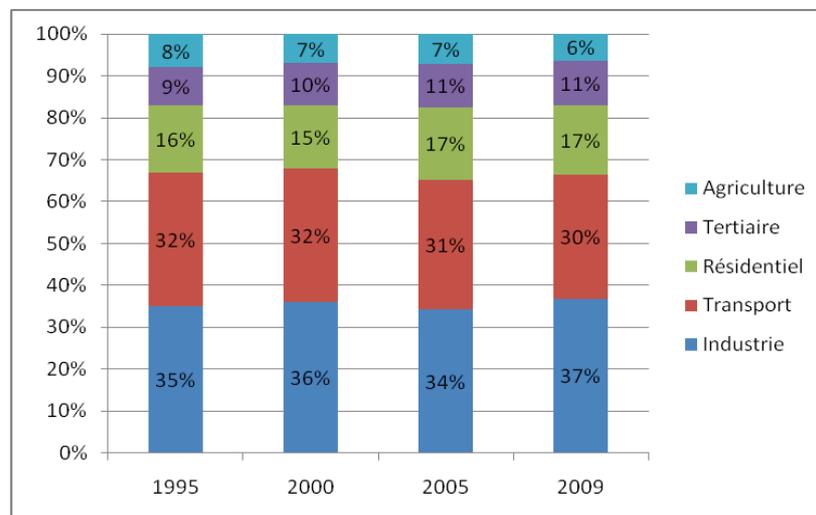


Figure 23 : Consommation d'énergie finale par secteur ⁶³

Cette tendance s'explique essentiellement par le poids des industries grosses consommatrices d'énergie (industries consommant plus que 4 Ktep/an) qui représentent environ 70% de la consommation finale de l'ensemble du secteur industriel.

Les secteurs résidentiel et tertiaire ont connu ensemble une évolution avec un rythme croissant passant de 25% en 1995 à 28% de la consommation finale d'énergie en 2009. Cette évolution s'explique essentiellement par le développement des activités tertiaires et l'accroissement du niveau de vie des ménages.

5.2.1.3. Evolution du bilan énergétique

En dépit d'une production d'hydrocarbures relativement faible, le secteur de l'énergie a joué un rôle important dans le développement économique et social de la Tunisie. Durant la dernière décennie, l'évolution du bilan énergétique a été marquée par la détérioration du solde énergétique, la baisse de la contribution de l'énergie dans la

⁶³ Source ANME 2009

formation du PIB et l'augmentation de la consommation d'énergie dans l'ensemble des secteurs économiques.

En effet, le bilan énergétique de la Tunisie a évolué d'une situation excédentaire (1990-1994) vers une situation d'équilibre (1994-2000) puis une situation déficitaire observée depuis l'année 2001 (Figure 24).

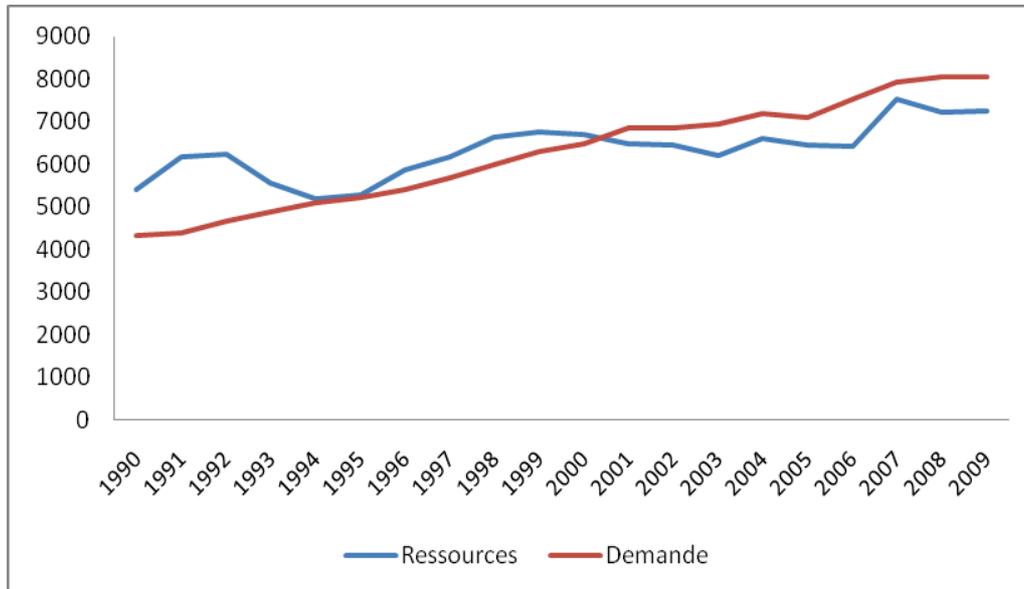


Figure 24 : Evolution du bilan énergétique national sur la période 1990-2009⁶⁴

5.2.2. Analyse des moyens de production disponibles

La puissance maximale développable totale du parc de production d'électricité en Tunisie pour l'année 2010 totalise 3416 MW⁶⁵ dans les conditions des sites⁶⁶ (Figure 6).

La part de la puissance du parc de la STEG est équivalente à 85%, soit 2918 MW. Le reste, soit 15%, revient aux deux centrales IPP Radès II et El Bibane gérées respectivement par :

- Carthage Power Company (Centrale à cycle combiné de 471 MW mise en service en 2002) et
- La Société d'Electricité d'El Bibane (Centrale composée de deux turbines à gaz de puissance totale 27 MW mises en service en 2003).

Les ouvrages de production de la STEG sont constitués de:

⁶⁴ Source: ANME 2009

⁶⁵ STEG, 2010 : Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie

⁶⁶ La puissance maximale délivrée par une centrale type turbine à gaz, (différente de la puissance nominale du constructeur) est fonction de la température de l'air ambiant et de l'eau de refroidissement. Pour ces centrales la puissance peut varier d'une saison à une autre.

- Centrales thermiques vapeur totalisant une puissance développable de 990 MW, fonctionnant au gaz naturel et au fuel,
- Centrales à turbines à combustion totalisant une capacité de 1448 MW dont 100 MW au gas-oil,
- Une Centrale à cycle combiné de Sousse étape B de 360 MW,
- Centrales hydroélectriques d'une puissance installée totale de 66 MW. Cette puissance est tributaire du mode d'utilisation des divers barrages pour l'agriculture et de la pluviométrie
- Un parc éolien à Sidi Daoud, sise sur la côte nord du Cap Bon (gouvernorat de Nabeul), d'une puissance de 55 MW tributaire des aléas du vent.

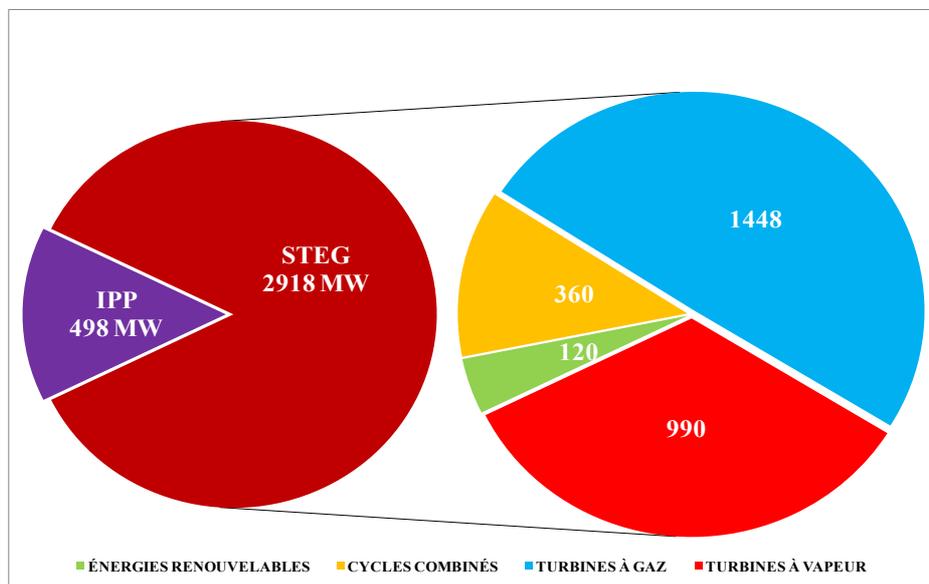


Figure 25 : Puissance développable du parc de production pour l'année 2010⁶⁷

L'inventaire du parc de production de l'électricité en Tunisie est présenté dans le Tableau 43 suivant:

⁶⁷ STEG, 2010 : Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie

Tableau 43: Parc de production de la Tunisie en 2010⁶⁸

Centrale	Type ⁶⁹	Puissance installée en MW	mise en service	Date prévue de déclassement	Consommation Spécifique Moyenne (CSM) en Tep/Gwh	Rendement %	
PARC STEG							
Centrales de base	Rades Etape A	TV	2 x 170	1985	2020	261,8	33
	Rades Etape B	TV	2 x 180	1998	2033	251,2	34,4
	Sousse Etape A	TV	2 x 160	1980	2016	264,6	33
	Ghannouche TV	TV	2 x 30	1972	2012	341	24,3
	Sousse Etape B (CC)	TG	2 x 118	1994	2019	196,9	44
		TVCC	128	1995			
	Ghannouche	CC	425	2011	2036	165	52,4
	Goulette	TG	118	2005	2030	283,8	30,5
	Tunis Sud	TG	3 x 22	1975-1978	2012	377,8	23
	Korba	TG	22	1978	2016	410	21
		TG	34	1984			
	Menzel Bourguiba	TG	2 x 22	1978	2016	477,7	18
Bir Mcherga	TG	2 x 118	1997	2022	310	28	
Ghannouche	TG	2 x 22	1973	2016	377	23	
Bouchemma	TG	2 x 30	1977	2016	417	21	
	TG	118	1998	2023	305	28	
Sfax	TG	2 x 22	1977	2016	318	27	

⁶⁸ Source STEG 2010⁶⁹ TV: Turbine Vapeur - CC: Cycle Combiné - TG: Turbine à Gaz - H : Hydraulique - E: Eolien

Centrale	Type	Puissance installée en MW	mise en service	Date prévue de déclassement	Consommation Spécifique Moyenne (CSM) en Tep/Gwh	Rendement %
Thyna	TG	118	2004	2029	298,5	29
	TG	118	2007	2032		
	TG	118	2010	2035		
Kasserine	TG	2 x 34	1984	2016	372	23
Feriana	TG	118	2005	2030	298	29
	TG	118	2009	2034		
Robbana	TG	34	1984	2016	410	21
Zarzis	TG	34	1984	2016	345	25
Sidi Salem	H	36	1983	-	-	
Nebeur	H	13	1956	-	-	
El Aroussia	H	4,8	1956	-	-	
Fernana	H	8,5	1958	-	-	
	H	1,2	1962	-	-	
Kesseb	H	0,66	1969	-	-	
Bouhertma / Sejnane	H	1,2 + 0,62	2003	-	-	
Sidi Daoud	E	53,6	2000	-	-	
<i>CENTRALE IPP (Base)</i>						
Rades II (CC)	TG	2x120	2002	2027	197	44
	TV	180				

5.2.3. Analyse des moyens de production planifiés

Par ailleurs, dans le cadre du programme de développement de son parc de production de l'électricité, d'une part, et aux déclassements d'unités de production décidés, d'autre part, la puissance installée devrait passer à 3946 MW à fin 2011, évoluer à environ 5106 MW en 2016/2017, suite à la mise en exploitation du projet ELMED⁷⁰, et régresser progressivement pour atteindre de 2626 MW en 2030.

⁷⁰ Le Pôle de Production ELMED sera constitué d'une composante thermique (gaz naturel ou charbon) et d'une composante en énergie renouvelable d'au moins 100 MW et devra se conformer aux normes environnementales tunisiennes et européennes en vigueur;

Il est à noter que ce constat ne tient pas compte des projets futurs de construction de centrales additionnels au-delà de la période 2012-2016, qui correspond à celle du XII^{ème} plan de développement économique.

Le Tableau 44 suivant trace l'évolution de la puissance développable en Tunisie sur la période 2010-2031 et sa répartition par technologie et type de producteur.

Tableau 44 : Evolution de la puissance développable du parc de production de la Tunisie à l'horizon 2031 (seules les installations mises en service avant 2017 sont prises en compte) ⁷¹

Année	Centrales de la STEG								Centrales IPP				Puissance développable totale
	Énergies renouvelables			Cycles combinés	Turbines à gaz	Turbines gas-oil	Turbines à vapeur	Total_STEG	ELMED	Cycles combinés	Turbines à gaz	Total-IPP	
	Centrales Hydraulique	Centrales éoliennes	Puissance Totale										
2010	66	54	120	360	1348	100	990	2918	0	471	27	498	3416
2011	66	174	240	770	1348	100	990	3448	0	471	27	498	3946
2012	66	244	310	770	1348	100	990	3518	0	471	27	498	4016
2013	66	244	310	1170	1288	100	940	3808	0	471	27	498	4306
2014	66	244	310	1170	1228	100	940	3748	0	871	27	898	4646
2015	66	244	310	1170	1288	100	940	3808	0	871	27	898	4706
2016	66	244	310	1170	1288	100	940	3808	400	871	27	1298	5106
2017	66	244	310	1170	1078	0	650	3208	400	871	27	1298	4506
2018	66	244	310	1170	1078	0	650	3208	400	871	27	1298	4506
2019	66	244	310	1170	1078	0	650	3208	400	871	27	1298	4506
2020	66	244	310	810	1078	0	650	2848	400	871	27	1298	4146
2021	66	244	310	810	1078	0	340	2538	400	871	27	1298	3836
2022	66	244	310	810	1078	0	340	2538	400	871	0	1271	3809
2023	66	244	310	810	842	0	340	2302	400	871	0	1271	3573
2024	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	871	0	1271	3455
2025	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	871	0	1271	3455
2026	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	871	0	1271	3455
2027	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	400	0	800	2984
2028	66	244	310	810	724	0	340	2184	400	400	0	800	2984
2029	66	244	310	810	606	0	340	2066	400	400	0	800	2866
2030	66	244	310	810	366	0	340	1826	400	400	0	800	2626
2031	66	244	310	810	366	0	340	1826	400	400	0	800	2626

Cette nouvelle répartition, qui tien compte seulement du programme de développement jusqu'à 2016, est caractérisée par :

- La réalisation du programme 2012-2015 qui prévoit l'installation de 1610 MW et l'extension du parc éolien à 190 MW,
- la mise en exploitation du pôle de production ELMED d'une capacité de 1200 MW dont 400 MW est destinée au marché local,
- Le déclassement de centrales vétustes totalisant 2230 MW.

Toutefois, les projets de centrales électriques qui ont été effectivement décidés pour la période 2012-2015 ou en cours de construction sont présentés dans le Tableau 5 ci-après.

⁷¹ Source : STEG 2010

Notons que l'énergie hydraulique qui représente un moyen de production très efficace, permettant de produire à grande puissance avec une puissance très facilement réglable une énergie peu coûteuse renouvelable, n'est pas concerné par le programme de développement de la STEG étant donné le potentiel relativement faible que présente cette filière.

Tableau 45 : Projets de centrales programmées sur la période 2012-2015⁷²

N°	Centrale	Type	Puissance (MW)	Mise en service
01	Metline et El Khabta	Eolienne	190	2011/2012
02	Sousse	Cycle Combiné Mono-arbre	450	2013
03	Sousse		450	2014
04	Kalaat Andalous		450	2015

La figure suivante montre l'évolution de la puissance totale installée pour la période 2010-2031 en tenant compte des ajouts des capacités des installations programmés jusqu'à 2016 ainsi que les déclassements décidés.

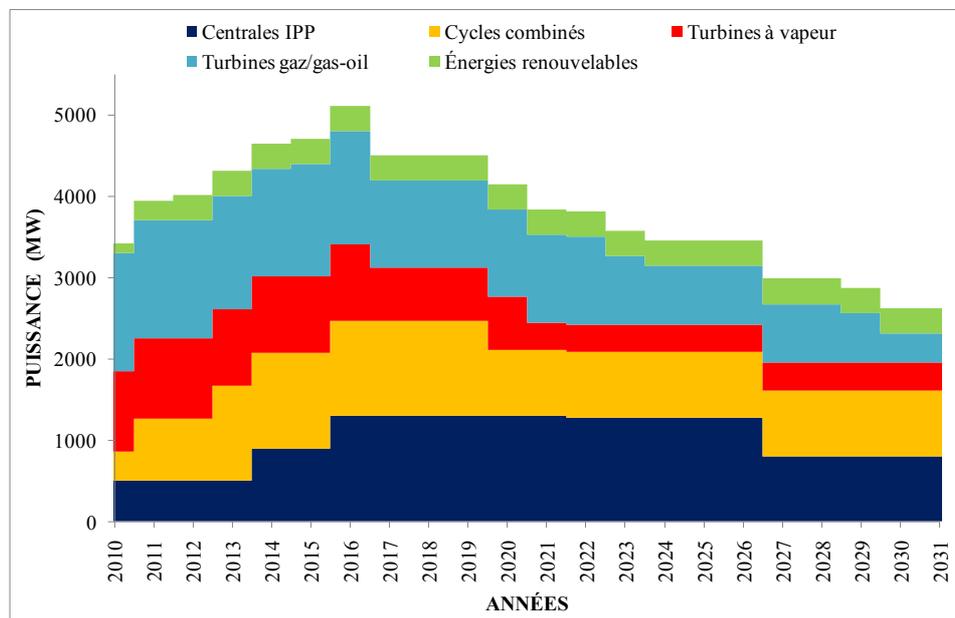


Figure 26 : Evolution de la puissance développable du parc de production de la Tunisie à l'horizon 2031 (seules les installations mises en service avant 2017 sont prises en compte)⁷³

⁷² Source STEG 2010

⁷³ STEG, 2010 : Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie

5.2.4. Les programmes phares de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité

5.2.4.1. Le Plan Solaire Tunisien

Le Plan Solaire Tunisien est un programme comportant 40 projets à réaliser sur la période 2010-2016 qui concrétise la volonté de l'Etat tunisien de promouvoir des actions concrètes d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables et améliorer sa diversification énergétique.

Le PST, totalisant un coût global d'environ 2 milliards d'euros, intègre l'ensemble des domaines de l'efficacité et des énergies renouvelables et s'insère dans les programmes internationaux en matière de promotion des énergies renouvelables, en l'occurrence le plan solaire méditerranéen, les programmes soutenus par le Fonds pour l'Environnement Mondial et le Fonds des Technologies Propres gérés par la Banque Mondiale, ...etc.

La réalisation des projets du PST permettra⁷⁴ :

- L'économie d'énergie d'environ de 660 kTep par an ce qui correspond à 22% de la réduction globale de la consommation énergétique nationale en 2016.
- La réduction d'environ 1,3 million tonne de CO2 par an permettant des revenus MDP (Mécanismes de Développement Propre) de l'ordre de 260 MD pour 10 ans (sur la base de 10 € la tonne).

Mise à part les projets d'efficacité énergétique programmés dans le cadre du PST et qui permettront de réduire autant soi peu l'intensité énergétique dans les secteurs concernés et par conséquent la réduction de la demande d'électricité, la capacité installée pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables devrait atteindre :

- 1000 MW en 2016, soit 16% de la capacité totale installée ;
- 4600 MW en 2030, soit 40% de la capacité totale installée.

Tableau 46 : Evolution de la puissance renouvelable par rapport à la puissance totale installée⁷⁵

	2010	2016	2030
Puissances renouvelables (MW)	144	1000	4600
Puissances conventionnelles (MW)	3400	5100	7000
Part des renouvelables dans la capacité totale	4%	16%	40%

⁷⁴ MIT 2010 : Le Plan Solaire Tunisien

⁷⁵ MIT 2010 : Le Plan Solaire Tunisien

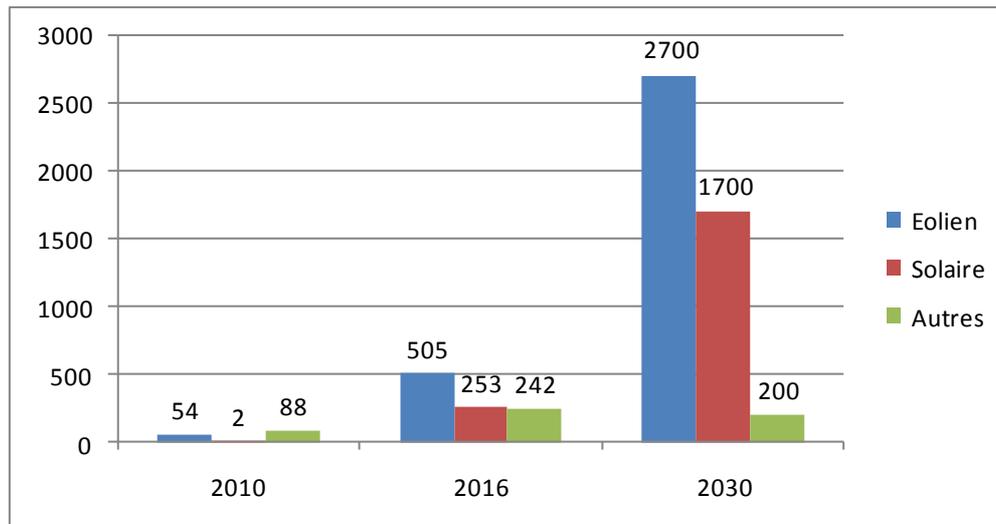


Figure 27 : Répartition de la puissance électrique d'origine renouvelable par filière⁷⁶

Les projets destinés à la production d'électricité d'origine renouvelable connectée au réseau totaliseront en 2016 une puissance d'environ 525 MW répartie comme suit :

- 40 MWc issue d'installations photovoltaïque dont 2 centrales de 10 MWc
- 350 MW issue d'éoliennes (190 MW STEG, 60 MW autoproduction et 100 MW par des IPP)
- Des centrales solaires thermiques (CSP) de 110 MW
- 25 MW issue de la valorisation énergétique des déchets.

Cependant, la Tunisie ainsi que l'ensemble de l'Afrique ne sont pas loin des prévisions des pays européens en matière d'énergie. Ayant un potentiel important surtout en énergies renouvelables, la Tunisie est le futur hub d'exportation d'énergie vers l'Europe, dont le besoin en énergie ne cesse d'accroître.

Les énergies solaire et éolienne ne sont que des créneaux énergétiques non suffisamment exploités en Tunisie et dont la bonne gestion peut engendrer un surplus de production destinée à l'exportation sans oublier la possibilité d'exporter l'énergie régionale à partir de la Tunisie.

5.2.4.2. Le Projet DESERTEC

L'idée fondamentale du projet, une initiative du club de Rome et devenu en 2009 une fondation à but non lucratif (Desertec Foundation) ainsi qu'un consortium d'entreprises (Desertec Industrial Initiative), consiste en l'exploitation du désert de la région MENA pour la production de l'électricité d'origine renouvelable pour la consommation de la région et son exportation vers l'Europe.

⁷⁶ MIT 2010 : Le Plan Solaire Tunisien

Il s'agit de mettre œuvre une trentaine d'installations de centrales solaires tout autour du Sahara, qui enverraient une partie de leur électricité vers l'Europe : ces centrales couvriraient des milliers de kilomètres carrés. En effet, on estime que seul un vingtième de la surface du Sahara couverte de capteurs solaires suffirait à approvisionner la planète en électricité (la consommation mondiale est d'environ 18.000 TWh/an). Un tel projet pourrait ainsi répondre en grande partie à la demande électrique des pays du sud et de l'est de la méditerranée, d'une part, et couvrir 15% de l'énergie consommée en Europe en 2030, d'autre part.

Dans ce cadre, la Tunisie dispose d'un important gisement solaire qui lui offre un potentiel de développement des énergies renouvelables pour la production de l'électricité très important estimé à plusieurs GW pour l'énergie solaire thermodynamique et photovoltaïque.

En effet, les travaux réalisés par DLR ont permis de déterminer les potentiels suivants pour la Tunisie⁷⁷:

- Un potentiel brut de centrales CSP, sans tenir compte de la disponibilité de ressources en eau pour les besoins de refroidissement, qui varie selon l'ensoleillement de 50 à 1250 GW. Ce potentiel serait significativement réduit pour se situer entre 5 et 60 GW en tenant compte du refroidissement par le dessalement de l'eau de mer.
- Un potentiel brut d'installations photovoltaïques raccordées au réseau qui varie selon le niveau d'irradiation solaire de 34 à 844 GWc. Il s'agit d'un potentiel théorique dont une partie pourrait être mobilisé moyennant la levée des barrières freinant le développement de cette filière (technique, réglementaire, financier, etc.).

Par ailleurs, compte tenu de la situation actuelle de ces filières en Tunisie, qui tardent de prendre l'élan dans un contexte de développement à grande échelle, il est entendu que le développement de ces technologies resterait relativement modeste en dehors des programmes régionaux ambitieux du Plan Solaire Méditerranéen et Desertec.

Notons enfin, que ces programmes présentent l'opportunité, pour la Tunisie, de développer une industrie locale dans ce domaine et de soutenir la politique de l'état pour la création d'emplois.

5.2.4.3. Capacité de production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau STEG

Le gisement éolien a fait l'objet d'une évaluation récente par l'ANME en élaborant un atlas éolien pour l'ensemble de la Tunisie dans le cadre de la coopération avec l'Espagne, qui a identifié un gisement important dans les régions du Nord Est, Centre Ouest et Sud Ouest.

⁷⁷ ANME, 2010 : Potentiel et scénarios de développement de la production d'électricité renouvelable en Tunisie

L'analyse menée à partir de l'atlas éolien a en outre confirmé le fait que les superficies correspondant à des sites de qualité de vent acceptable ne constituent pas réellement une contrainte pour le développement de l'éolien en Tunisie ; en revanche, l'exploitation du potentiel brut dépendra de la politique du gouvernement tunisien vis-à-vis du développement de cette filière, en l'occurrence la mobilisation de la superficie nécessaire dans le cadre de sa politique d'aménagement du territoire.

En tenant compte des ratios mondialement connus en termes de MW installés par unité de superficie et pour une occupation de 1% du territoire national (1600 km²), le potentiel brut en Tunisie serait de plus de 8000 MW⁷⁸.

Enfin, passer au delà de cet objectif nécessitera le renforcement des cadres réglementaires et tarifaire d'une part, et un renforcement important du réseau électrique national et des interconnexions avec l'Europe et les pays maghrébin voisin pour améliorer sa capacité d'absorption et assurer l'exportation de la production éolienne vers l'Europe, notamment l'Italie.

5.2.5. Le réseau de transport d'électricité

Le réseau de transport d'électricité de la STEG a progressé à raison de 237,7 km en moyenne par an, atteignant une longueur de 5661 en 2008 composée de 2741 km en 225 kv, 1812 km en 150 kv et 1108 km en 90 kv.

Les lignes de distribution (HTA et BT) d'électricité ont évolué respectivement de 1442 km et 2636,6 km en moyenne par an, pour atteindre 49309 km et 89489 km en 2008. Le nombre de postes de transformation HTA/BT de la STEG a atteint 40864 en 2008.

Les investissements de la STEG pour l'électrification des milieux urbains et ruraux n'ont cessé d'augmenter et atteint environ 106 million de dinars en 2008, ce qui a permis d'atteindre un taux d'électrification global de 99,6 %.

Le réseau de la Tunisie est interconnecté avec ceux des pays voisins pour former la boucle méditerranéenne à des niveaux de tension différents (90, 150, 225 et 400 kV). Le réseau est relié à l'Europe à travers l'Algérie et le Maroc ainsi qu'à la Libye dont le but est d'établir un réseau reliant l'ensemble des pays de l'Afrique du nord qui se prolongerait par l'Égypte et la Jordanie jusqu'à la Syrie (Figure 28).

⁷⁸ ANME, 2010 : Potentiel et scénarios de développement de la production d'électricité renouvelable en Tunisie



Figure 28 : Réseau de transport interconnecté de la boucle méditerranéenne⁷⁹

En outre, il est prévu une interconnexion du réseau avec l'Italie à travers un câble sous marin haute tension de 400 kV avec une capacité de 1000 MW. La connexion de cette ligne avec celle reliant l'Algérie à la Tunisie devrait se faire à travers le renforcement du réseau national par une ligne de 400 KV reliant el Haouaria à Jendouba. Cette situation offre plus de souplesse dans l'exploitation des moyens de productions disponibles et facilite l'intégration de nouvelles centrales de taille relativement importante.

En effet, l'intégration du parc de production électrique de la Tunisie dans un ensemble plus large (Maghreb et Europe) permettrait de lever certaines barrières techniques au développement de l'électricité renouvelable, en l'occurrence celles liées au renforcement de l'interconnexions électrique dans le bassin méditerranéen.

Cependant, la ligne 400 KV en cours de réalisation avec l'Algérie et la part réservée à l'électricité renouvelable (20%) par le futur câble reliant El Haouaria à la Sicile permettrait d'exporter au plus 1,7 TWh par an. Enfin, une interconnexion de 400 KV, reliant Sorman en Lybie à Bouchemma en Tunisie est prévue vers 2015⁸⁰.

Cette interconnexion des pays de la rive sud de la méditerranée devrait à court terme faciliter l'intégration du futur marché maghrébin de l'électricité dans le marché

⁷⁹ STEG, 2010 : Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie

⁸⁰ ANME, 2010 : Potentiel et scénarios de développement de la production d'électricité renouvelable en Tunisie

européen⁸¹. Dans ce cadre, l'exportation de l'énergie électrique vers l'Europe devrait se faire via un réseau d'interconnexion tel que présentée dans la Figure 29 suivante :

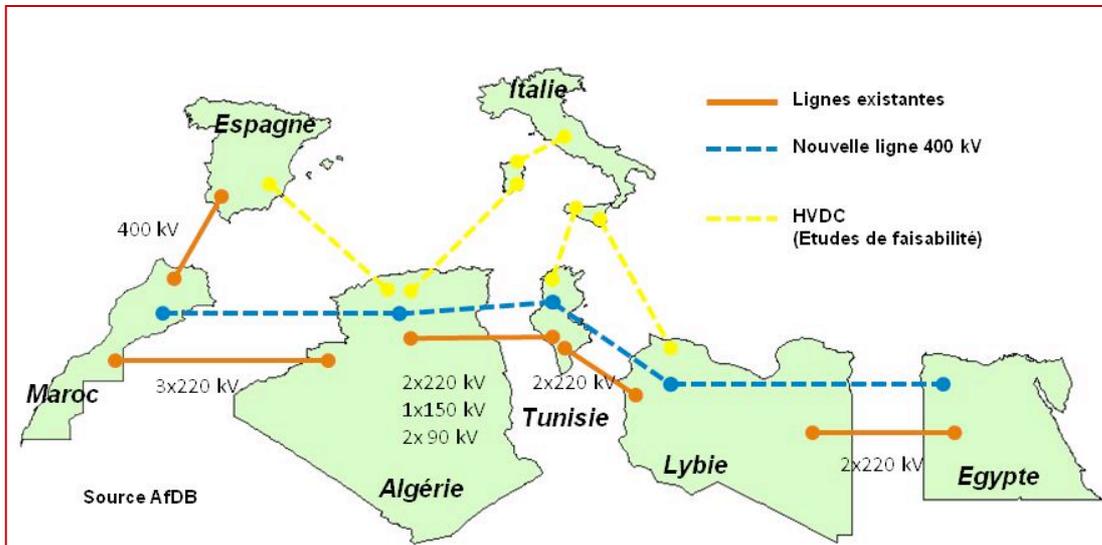


Figure 29 : Futures interconnexions électriques méditerranéennes⁸²

5.2.6. La courbe de charge et la structure de fonctionnement des centrales pour répondre à cette courbe de charge

La charge maximum, de pointe, qui a atteint 3010 MW en 2010, est en augmentation de 6,5% en moyenne par an au cours des dix dernières années. Elle a représenté 85% de la capacité totale installée contre 68% en 2000.

Il est à noter que cette charge maximale a dépassé la capacité de la STEG de 3% en 2010 alors qu'elle ne représentait que 68% en 2000.

⁸¹ Note : Pour atteindre les objectifs de la directive 2009/28/CE (Directive 20/20/20), la Commission Européenne estime qu'il faut renforcer les échanges physiques d'électricité entre les deux rives de la méditerranée pour permettre l'importation de l'électricité verte des pays du sud

⁸² ANME, 2010 : Potentiel et scénarios de développement de la production d'électricité renouvelable en Tunisie

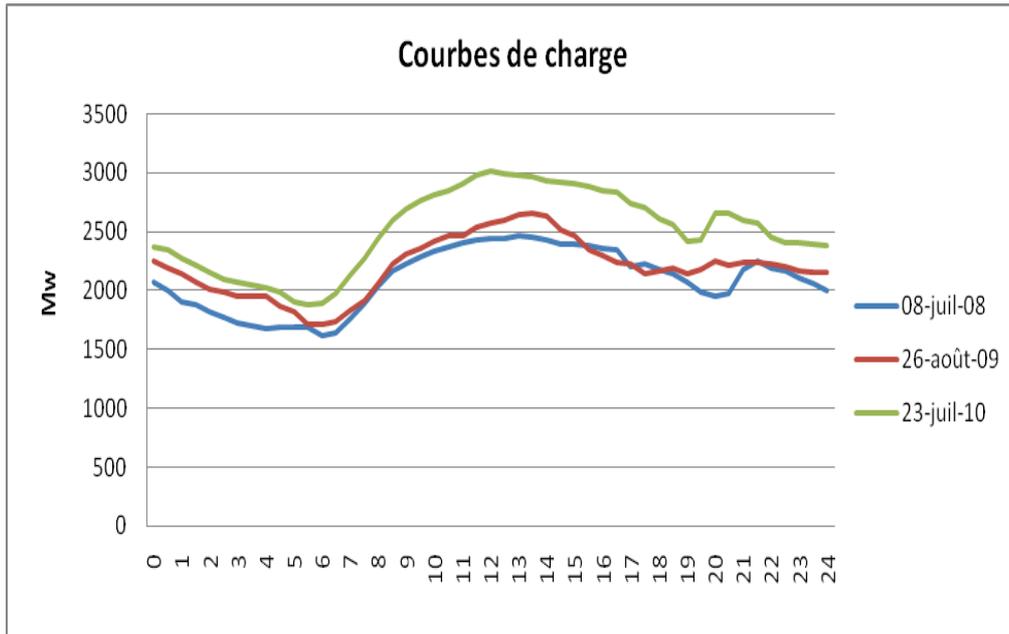


Figure 30 : Courbes de charge pour la journée de la pointe annuelle⁸³

Depuis 1996, la pointe de charge est enregistrée durant la période d’été et pendant la journée et ce, à cause du développement de l’usage de climatisation.

Par ailleurs, sur la base de l’évolution retrospective de la charge maximale de pointe observée pendant les dix dernières années, la puissance appelée de pointe atteindrait 11296 MW à l’horizon 2030.

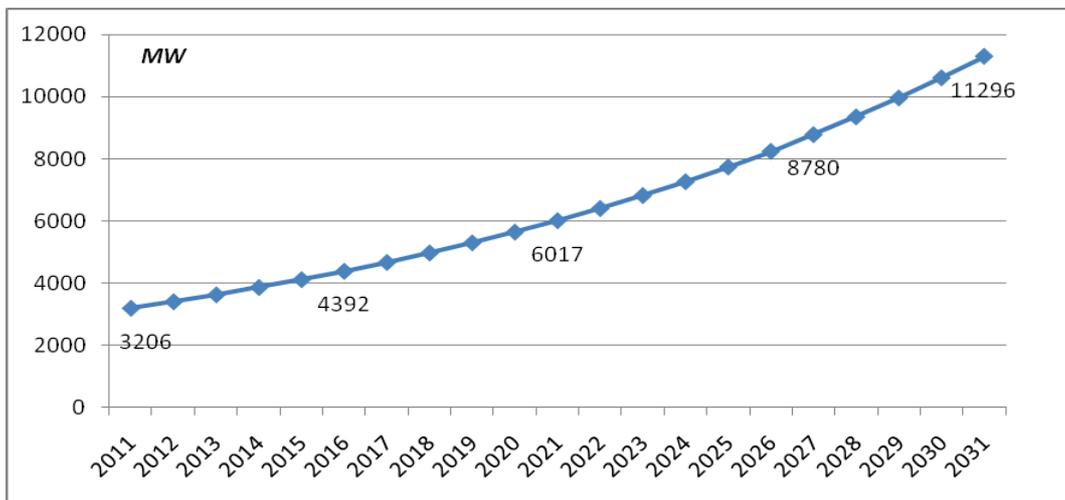


Figure 31 : Evolution de la Charge de pointe à l’horizon 2030

⁸³ Source : STEG 2010

Par ailleurs, la structure de fonctionnement des centrales électriques pour répondre à la courbe de charge est basée sur l'ordre successif suivant :

1. Les centrales IPP, étant donné les exigences du contrat de cession entre la STEG et les producteurs indépendants,
2. Les centrales de base, du type Cycle Combiné,
3. Les centrales de base, du type Turbine à Vapeur
4. Et en dernier lieu, les Turbines à Gaz (les grandes puissances puis les petites).

Le placement des groupes hydrauliques est tributaire du programme journalier de l'irrigation, sachant que toute la production hydraulique est acceptée systématiquement par le réseau STEG quelque soit le programme d'irrigation.

Pareillement pour la centrale éolienne, toute la production est acceptée par le réseau STEG quelque soit l'heure et quelque soit la journée.

La Figure 32 illustre la structure de fonctionnement des centrales électriques pour répondre à la courbe de charge observée en 2008.

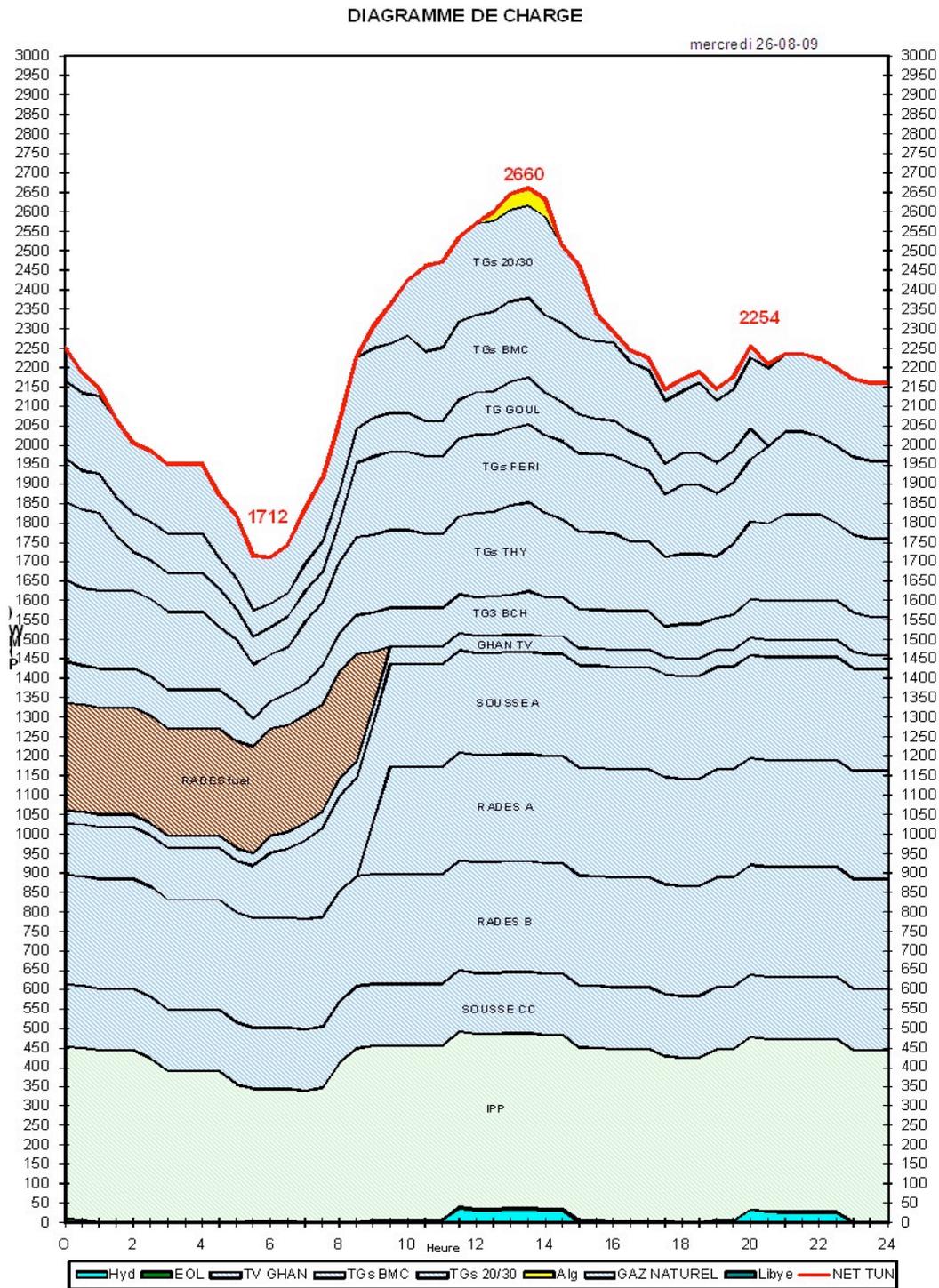


Figure 32 : Diagramme de charge des centrales électriques⁸⁴

⁸⁴ Source : STEG 2010

6. Modélisation et scénarios

6.1. Démarche

La question du choix d'un mix électrique est très complexe et ne se limite pas à la seule analyse des données technico-économiques. Les impacts environnementaux, les orientations stratégiques, les effets socio-économiques et les risques économique, technique et technologique sont aussi des éléments importants à prendre en considération. Afin de mener cette étude, un modèle du mix électrique tunisien permettant de prendre en compte ces différentes dimensions a été développé.

Dans ce chapitre, la démarche a tout d'abord consisté à développer la structure du modèle du mix électrique tunisien en se basant sur le modèle DEESY de l'Institut Wuppertal puis à greffer des modules traitant les données non technico-économiques.

Dans une deuxième phase de travail, le modèle a été paramétré. Il s'agit de paramètres relatifs aux technologies de production d'électricité (cf. chapitre 4) mais aussi de données météorologiques caractéristiques de la Tunisie, qui ont été dépouillées afin d'estimer au mieux la production d'électricité des énergies renouvelables. Le prix des énergies primaires (cf. chapitre 2) et les capacités et durées de vie techniques des sites de production déjà installés ainsi que de ceux déjà planifiés (cf. chapitre 5) ont aussi fait partie des paramètres du modèle. Dans le chapitre 3, la demande électrique jusqu'en 2030 avait été analysée, elle constitue une donnée d'entrée très importante dans le modèle.

Au cours de la troisième phase, différents scénarios réalistes ont été discutés avec les principales parties prenantes du secteur électrique tunisien.⁸⁵ Ces scénarios se distinguent par la part de chaque technologie dans le mix électrique. Le scénario de référence (Business As Usual, BAU) ainsi que quatre scénarios possibles en Tunisie ont alors été définis puis introduits dans le modèle.

Le calcul des résultats et leurs interprétations ont fait l'objet de la dernière phase de ce chapitre, qui inclut également une analyse de sensibilité.

Ainsi l'approche choisie dans cette étude permet de comparer 5 scénarios possibles pour la Tunisie en considérant de nombreux critères. Le modèle et l'étude livrent de façon transparente et systématique une information relativement complète sur les différents scénarios et leurs impacts. Ainsi, les décideurs tunisiens disposent d'une base d'information indispensable pour choisir le scénario « optimal », qui répondra au mieux à leurs priorités.

⁸⁵ Entre autre dans le cadre d'un atelier de modélisation (12-13.10.2011 à Wuppertal), qui a permis de valider le modèle et de discuter des scénarios, ainsi que d'une réunion (10.11.2011 à Tunis), au cours de laquelle cinq scénarios ont été retenus.

6.2. Présentation générale du modèle

6.2.1. Structure du modèle

Le modèle DEESY-TN est développé avec le logiciel Mesap PlaNet. Ce dernier a été conçu et développé spécialement pour le compte de grands opérateurs d'électricité (RWE, E.On, ENBW...) afin de modéliser et gérer leurs parcs électriques, notamment en ce qui concerne les coûts de production, les investissements et les émissions (CO₂ et autres polluants).

Cette partie du modèle prend en compte la demande électrique, comme donnée d'entrée principale, ainsi que le prix des énergies primaires, les différentes technologies de production d'électricité (prix et caractéristiques techniques), la capacité installée pour chaque technologie (c.a.d. le parc électrique choisi) par année, les caractéristiques principales du réseau de distribution et les données macroéconomiques (taux d'intérêt, etc.).

En sortie, le modèle permet de définir annuellement la puissance installée pour chaque technologie, la consommation d'énergie primaire, les émissions polluantes, les différents coûts (investissements, O&M et énergies primaires) ainsi que les externalités, quand cela est souhaité. Le calcul économique prend en compte les annuités des différents investissements.

La méthodologie de calcul de ces flux physiques et des coûts inhérents est détaillée dans le chapitre 6.2.3.

Partant de ces paramètres et résultats, les autres outputs du modèle DEESY-TN, qui sont difficilement quantifiables, sont déterminés. La méthodologie de calcul de ces résultats est détaillée dans le chapitre 6.2.6.

6.2.2. Le « Reference Energy System » (RES) et les technologies considérées

PlaNet utilise un « Reference Energy System (RES) » comme schéma de modélisation pour les systèmes d'énergie (cf. seven2one 2011). Le RES décrit la topologie du secteur électrique sous forme d'un diagramme de réseau dont le principe de base est fondé sur le concept mathématique des réseaux Petri.

Le RES est composé des trois éléments suivants :

- **Commodités** : stocks de tout type de matériaux, formes d'énergie ou prestations de service. Il s'agit par exemple des ressources matérielles et énergétiques, gaz, prestations de service en énergie (dans ce cas sources d'énergie primaire, énergie électrique et émissions/déchets).
- **Processus** : lieux de transformation des commodités, par exemple technologies de transformation de l'énergie primaire, installations industrielles ou véhicules (dans ce cas, types de centrales).
- **Flux** : les commodités sont reliées via les flux aux processus qui les consomment ou produisent.

La structure simplifiée du système électrique de DEESY TN est la suivante :

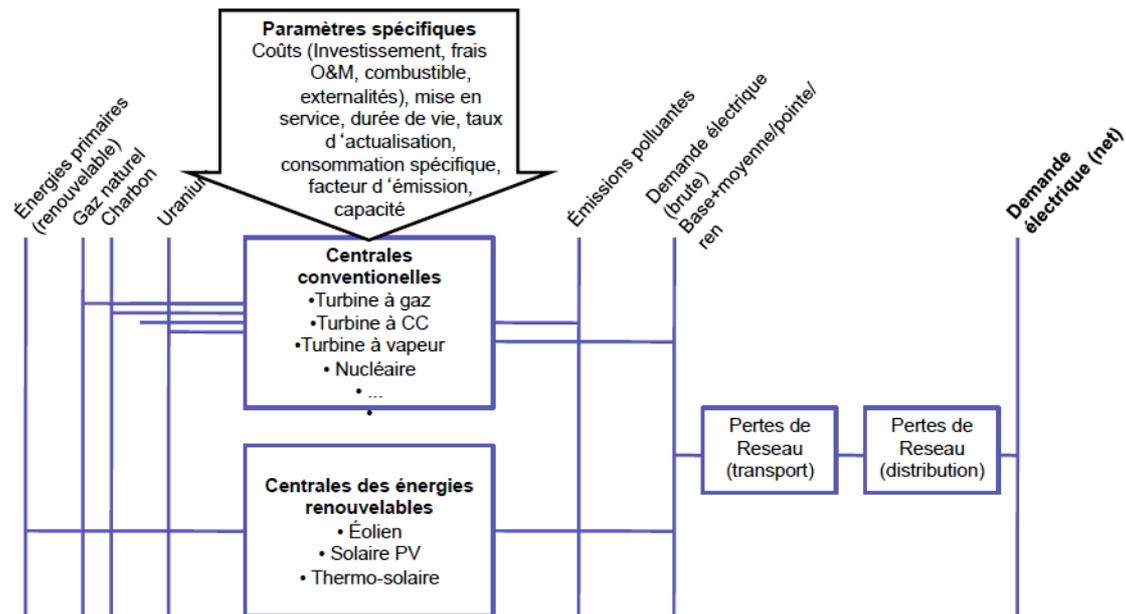


Figure 33 : Représentation simplifiée de la structure du modèle DEESY

Par exemple, la représentation schématique du RES montre que dans un processus « Turbine à vapeur » le produit « Gaz naturel », qui est relié au processus via un flux, est transformé en énergie électrique et émissions en fonction d'une demande en électricité définie de manière exogène. Les types suivants de centrales sont représentés en tant que processus dans PlaNet (voir chapitre 4 et également chapitre 6.4.1.3) :

- Turbine à vapeur (TV)
- Turbine à Cycle Ouvert (OC)
- Centrale à Cycle Combiné (CC)
- Centrale à vapeur au charbon pulvérisé (SCPC)
- Réacteur à eau pressurisée (PWR)
- Centrale Photovoltaïque (PV)
- Centrale Thermo-solaire à capteurs paraboliques (CSP)
- Parcs éoliens « Onshore »

Toutefois, le RES décrit uniquement la structure du système d'énergie et est en conséquence complété par une description formelle sous la forme d'un système d'équations mathématiques. Le calcul du RES à l'aide des modules de calcul correspondants est expliqué ci-après.

6.2.3. Méthodologie de calcul des paramètres quantifiables

Le modèle de simulation PlaNet fait partie intégrante du progiciel Mesap pour la planification de l'énergie et de l'environnement qui peut être utilisé pour les planifica-

tions stratégiques à long terme aux niveaux national, régional ou local. PlaNet est composé de deux modules de calcul utilisés de manière séquentielle :

- le module de calcul du flux qui équilibre les flux de produits (matériaux ou énergie) dans les modèles de demande et d'offre énergétiques
- le module de calcul des coûts macro-économiques correspondants.

Les calculs sont effectués de la même manière dans les deux modules pour les différentes périodes modélisées qui sont définies en tant qu'années dans le modèle DEESY-TN. La période de temps entre la première année (2009) et la dernière année (2030) représente l'horizon modélisé.

Les paragraphes qui suivent décrivent la logique de calcul des deux modules susmentionnés selon seven2one (2011) et seven2one (2010). Les paramètres d'entrée nécessaires pour le calcul du flux et des coûts (coûts d'investissement spécifiques, degrés d'efficacité, facteurs d'émission, etc.) sont mentionnés dans le Tableau 39.

6.2.3.1. *Calcul des flux*

Le calcul des flux sur PlaNet utilise un ensemble d'équations linéaires, qui peuvent être résolues de manière séquentielle. Dans un modèle de simulation, l'utilisateur spécifie les activités où les pilotes de la demande représentée comme quantité d'une commodité donnée, par exemple la population ou (dans le présent modèle) de la demande totale d'électricité. Avec l'aide de l'intensité ou de l'efficacité (ratio entre les flux), comme par exemple la consommation d'électricité par personne, la demande de services énergétiques ou de la demande finale d'énergie sera déterminée en tant que commodité d'une activité et une intensité. Si une commodité est produite par plus d'un processus, les parts de marché pour ces processus doivent être spécifiées. Les parts de marché définissent les outputs du processus. L'entrée dans ce processus sera calculée avec une efficacité du processus. Ce schéma permet un calcul intégré des flux d'énergie à partir de sources d'énergie primaire pour les déterminants de la demande.

Le module de flux exige les entrées suivantes:

- Une ou plusieurs quantités d'une commodité (normalement pour les déterminants du système énergétique)
- Les parts de marché (« market shares »)
- Efficacité des processus (et les ratios pour les processus avec plus d'une entrée ou sortie)

Le module de flux calcule:

- Les quantités de toutes les commodités qui restent
- Les quantités de flux d'entrée et de sortie pour tous les processus

Equations de Transformation

La quantité de chaque flux d'un processus qui n'est pas défini (variable exogène ou indépendante) doit être déterminée par une **équation de transformation**. Dans une équation de transformation, la quantité d'un flux $quan_flow_{i0}$ d'un processus i est

déterminée en additionnant un ou plusieurs flux flows $quan_flow_{ij}$, $j=1\dots n$ liés à ce processus chacun multipliée par un facteur correspondant (l'efficacité, par exemple). Le format général d'une équation de transformation est:

$$quan_flow_{i0} = \sum_{j=1}^n quan_flow_{ij} \cdot eff_{ij}$$

Un exemple pour une équation transformation est la quantité de charbon $quan_flow_{i0}$ nécessaire dans une centrale électrique i avec une efficacité spécifique eff_{ij} pour produire une certaine quantité d'électricité $quan_flow_{ij}$.

Dans un système, au moins un flux doit être défini de manière exogène, afin de permettre le calcul du flux sur l'ensemble du réseau. En DEESY-TN, c'est la demande totale d'électricité qui sert de pilote pour le modèle de l'offre.

Equations de Commodity

Pour chaque commodity qui a des processus de consommation, une **équation de consommation** des matières premières est établie. La quantité d'une commodity est déterminée en additionnant tous les flux consommant cette commodity:

$$quan_com_i = \sum_{i=cons.processes} quan_flow_{ij}$$

Avec :

- $quan_com$: quantité de commodity
- $quan_flow$: quantité de flux
- i : les processus de consommation
- j : flux de commodity reliée au processus de consommation

Pour chaque commodity (à l'exception de l'énergie primaire, qui n'est pas produites dans le système énergétique) une **équation de production** de commodity est établie dans une égale mesure. La quantité totale d'une commodity est déterminée en additionnant tous les flux de production de la commodity:

$$quan_com_i = \sum_{i=prod.processes} quan_flow_{ij}$$

Avec :

- $quan_com$: quantité de commodity
- $quan_flow$: quantité de flux
- i : processus de production
- j : flux de commodity liée au processus de production

L'équation d'allocation alloue une certaine fraction d'une commodity à un processus (par exemple pour déterminer les flux des différents types de centrales produisant de l'électricité):

$$quan_flow_{ij} = quan_com_i \cdot market_share_{ij}$$

Avec :

- *quan_com* : quantité de commodité
- *quan_flow* : quantité de flux
- *market_share* : fraction de commodité qui est produite par le processus en considération
- *i* : processus de production
- *j* : flux de commodité liée au processus de production

Autres règles d'allocation sont disponibles, y compris un ordre de dispatching qui définit le flux maximum dans lequel les différents processus sont utilisés pour satisfaire la demande pour une commodité.

Pour effectuer un calcul des coûts, tous les flux et les quantités dans le RES doivent être connus. Par conséquent, le calcul du flux doit être accompli avant le calcul du coût.

6.2.3.2. *Calcul des Coûts*

Sur la base des résultats du calcul des flux, les coûts du système énergétique sont calculés avec une perspective macro-économique.

Le coût annuel total d'un processus est déterminé en additionnant:

- les coûts annuels d'investissement (coût total de l'investissement multiplié par le facteur de recouvrement des coûts en tenant compte de la durée de vie et facteur d'actualisation)
- le coût fixe (par exemple personnel, assurance ...)
- le coût du combustible (coûts spécifiques de combustible multipliés par la quantité de flux)
- les autres coûts variables d'exploitation et de maintenance.

Les coûts des flux de sortie d'un processus sont déterminés comme suit:

- Dans le cas d'un flux de sortie, les coûts totaux annuels des processus sont affectés à ce flux.
- En cas de plusieurs flux de sortie, les coûts totaux annuels des processus sont répartis entre les flux en utilisant les facteurs de répartition des coûts.

Le coût annuel d'une commodité est déterminé en additionnant le coût de tous les flux contribuant à la commodité.

Le calcul du coût de PlaNet exige comme inputs:

- le facteur d'actualisation global
- le prix du combustible d'énergie primaire
- pour chaque processus:
 - les coûts spécifiques d'investissement
 - les coûts fixes annuels spécifiques
 - la durée de vie
 - soit la capacité ou le facteur de charge
 - option: autres coûts variables

- pour les processus avec plus d'un flux de production: les facteurs de répartition des coûts.

Le module de coûts détermine:

- Pour chaque processus: le coût annuel total, l'investissement, les coûts fixes, le coût de combustible et les autres coûts variables
- Pour chaque flux: le coût annuel total et spécifique
- Pour chaque commodité: le coût annuel total et le coût spécifique
- Pour l'ensemble du système énergétique: le coût total annuel

Tous les calculs sont exécutés dans PlaNet en valeurs réelles. Les valeurs actuelles des coûts doivent être calculées à l'extérieur. Les équations de coût les plus pertinentes utilisées dans Mesap PlaNet sont décrites dans la section suivante. Chaque attribut calculé représente une série chronologique qui se réfère principalement à une commodité (c) ou un processus (p).

Coûts annuels d'investissement

Les coûts annuels d'investissement $CostCp_p(t)$ sont la proportion annuelle (annuité) du coût total de l'investissement d'un processus p à la période t . L'annuité est calculée en multipliant le coût spécifique de l'investissement $SpecCostCp_p(t)$ par la capacité installée $CapInst_p(t)$ et le facteur de recouvrement des coûts $CRF_p(t)$. Ce facteur comprend l'amortissement de l'investissement ainsi que les coûts en capital:

$$CostCp_p(t) = CRF_p(t) \cdot SpecCostCp_p(t) \cdot CapInst_p(t)$$

Le facteur de recouvrement des coûts $CRF_p(t)$ est calculé avec le taux d'actualisation $DiscRate$ et la durée de vie technique $TecLife$ de la centrale p :

$$CRF_p(t) = \frac{(DiscRate + 1)^{TecLife_p - 1} \cdot DiscRate}{(DiscRate + 1)^{TecLife_p} - 1}$$

Capacité installée

Les coûts annuels d'investissement et les coûts O&M se basent sur la capacité installée $CapInst_p(t)$ qui, quant à elle, dépend de la mise en service de capacités nouvelles $CapNew_p(t)$ et de leurs durées de vie spécifiques $TecLife$.

En ce qui concerne les énergies renouvelables et les capacités de production conventionnelles disponibles et planifiées jusqu'en 2018 (comme cité dans le chapitre 5.2), $CapNew_p(t)$ est défini de manière exogène dans l'année respective de mise en service t :

$$CapNew_p(t) = exog_CapNew_p(t)$$

La mise en service de centrales supplémentaires avec un facteur de charge LF pour couvrir la demande électrique $QuanFlow_{c,p}$ est déterminée selon l'équation suivante:

$$CapNew_p(t) = \frac{QuanFlow_{c,p}}{LF_p(t)} - CapInst_p(t-1) + CapDecom_p(t)$$

Dans la présente étude, PlaNet administre toutes les capacités commissionnées et dé-commissionnées : capacité dé-commissionnée à remplacer ou capacité supplémentaire à construire. La capacité dé-commissionnée $CapDecom_p(t)$ est la somme de toutes les capacités ayant atteint la durée de fonctionnement maximale pendant la période considérée.

La capacité installée est alors déterminée par:

$$CapInst_p(t) = \sum_t CapNew_p(t)$$

Elle prend en compte la durée de vie des capacités respectives.

Coûts annuels fixes de l'opération et maintenance

Les coûts fixes annuels d'un processus comprennent tous les frais d'entretien, assurances, personnels, etc. étant indépendant de la quantité produite dans le processus. L'exploitation fixes et les coûts d'entretien $CostFix_p(t)$ pour le processus p dans la période t peut être obtenu en multipliant le coût fixe spécifique $SpecCostFix_p(t)$ par la capacité installée $CapInst_p(t)$:

$$CostFix_p(t) = SpecCostFix_p(t) \cdot CapInst_p(t)$$

Les coûts annuels de combustible

Les coûts annuels de combustible pour le processus p dans la période t $CostFuel_p(t)$ sont calculés en additionnant les coûts de combustible annuels de tous les flux d'entrée. Les coûts annuels de combustible d'un flux d'entrée sont déterminés en multipliant le flux d'entrée $QtyFlow_c(t)$ par les coûts spécifiques de combustible de cette commodité d'entrée $SpecCostCom_c(t)$:

$$CostFuel_p(t) = \sum_c SpecCostCom_c(t) \cdot QtyFlow_c(t)$$

Autres coûts annuels variables

Les autres coûts annuels variables pour le processus p dans la période t $CostVar_p(t)$ peuvent être calculés en additionnant les produits de flux $QtyFlow_c(t)$ et les autres coûts spécifiques variables respectives $SpecCostVar_c(t)$:

$$CostVar_p(t) = \sum_c SpecCostVar_c(t) \cdot QtyFlow_c(t)$$

Coût annuel total d'un processus

Le coût total annuel d'un processus p dans la période t $CostPro_p(t)$ peut être calculé en additionnant les coûts annuels d'investissement, les coûts annuels fixes d'opération et de maintenance, les coûts annuels de combustible et les autres coûts variables annuels:

$$CostPro_p(t) = CostCp_p(t) + CostFix_p(t) + CostFuel_p(t) + CostVar_p(t)$$

6.2.3.3. Préparation du calcul

Le calcul du flux et des coûts dans Mesap-PlaNet est effectué, comme indiqué précédemment, sur la base des paramètres d'entrée présentés dans le chapitre 4 indépendamment du scénario du mix électrique. D'autres paramètres doivent, toutefois, être définis pour chaque scénario, lesquels sont tout d'abord calculés dans des modèles séparés à résolution horaire et ensuite transmis à Mesap-Planet sous forme agrégée en tant qu'attribut du calcul du flux des matériaux (cf. Figure 34). Parmi ces paramètres, on cite principalement :

- la demande annuelle en électricité (« quantity of a flow »), qui est calculée à partir des données relatives à la courbe de charge horaire de la STEG pour 2009 et 2010 et qui est extrapolée pour les années suivantes ;
- la contribution annuelle (« market share ») des énergies renouvelables pour couvrir la demande en électricité, à chaque fois différenciée en fonction des technologies, selon les indications du chapitre 6.2.4 ;
- la contribution annuelle (« market share ») du parc de centrales fossiles pour couvrir la demande en électricité, calculée en tant que différence entre la demande totale en électricité et la production électrique à partir des énergies renouvelables, comme expliqué dans le chapitre 6.2.5.

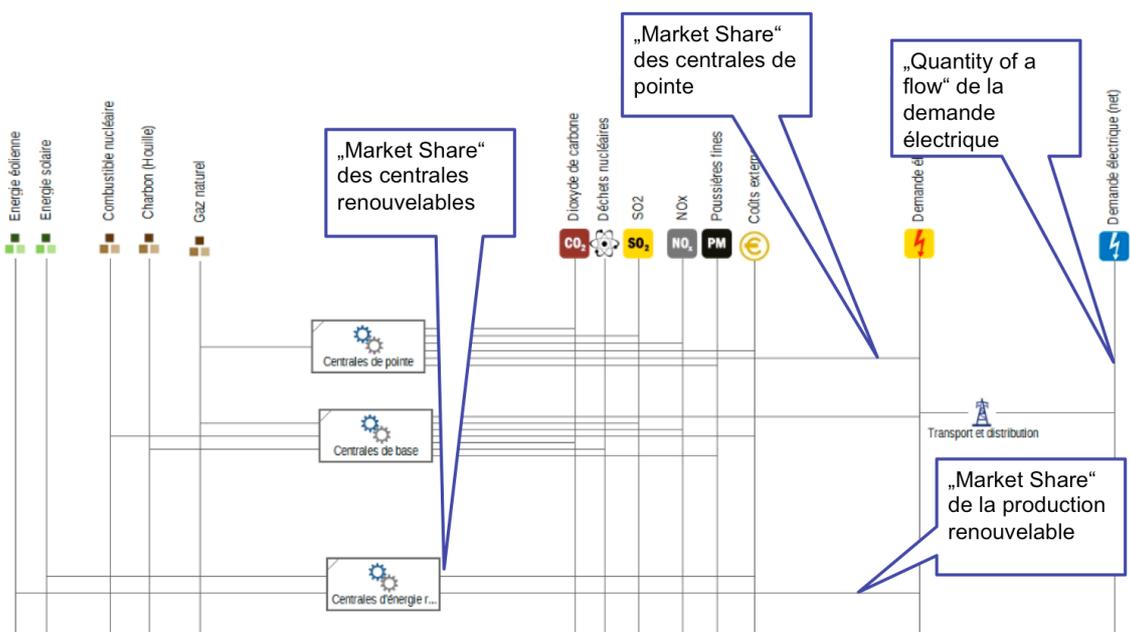


Figure 34 : Paramètres nécessaires pour le calcul en Mesap

6.2.4. Production renouvelable : définition des courbes de puissance

La production d'électricité est définie dans le modèle sur la base des profils d'injection spécifiques (puissance d'injection en % de la puissance installée) calculés avec une résolution horaire pour différents sites d'installation possibles pour les trois technologies renouvelables retenues. Ces profils typiques sont ensuite multipliés avec la

puissance installée. Ils fournissent ainsi une courbe de l'injection horaire ainsi que la production annuelle d'électricité nette à partir des énergies renouvelables.

La Figure 35 montre les sites sélectionnés.



Figure 35 : Sélection des sites pour le calcul de la production d'électricité à partir des sources renouvelables

La méthode de sélection des sites ainsi que la déduction des profils d'injection respectifs sont décrites dans les chapitres suivants.

La production d'électricité à partir des sources renouvelables ainsi calculée et les paramètres technico-économiques spécifiques à la technologie (cf. Tableau 39 pour les centrales éoliennes, photovoltaïques et solaires thermodynamiques) sont pris en compte comme données d'entrée dans le modèle des flux d'énergie et des coûts dans Mesap-PlaNet.

6.2.4.1. *Energie éolienne*

Le calcul de l'injection en énergie éolienne repose sur un modèle de l'Institut Wuppertal qui a été développé dans le cadre d'un projet pour le Ministère fédéral allemand de l'environnement et a été validé par comparaison avec les données réelles d'injection des entreprises de réseau de transport d'électricité (cf. Nast & Horst 2011) pour reproduire la production d'électricité à partir des sources renouvelables. La modélisation est effectuée de manière bottom-up en exploitant trois stations de mesure de la vitesse du vent ainsi que des paramètres techniques d'une installation éolienne. Les profils d'injection identifiés pour l'électricité éolienne reposent en conséquence sur les données suivantes dont les valeurs sont indiquées dans le Tableau 47.

- Données du site (vitesse du vent à la hauteur de la mesure et du moyeu, hypothèses de la longueur de rugosité)
- Paramètres techniques statiques (type d'installation avec hauteur du moyeu, courbes de puissance normalisées, disponibilités et pertes énergétiques)

La condition préalable décisive pour une modélisation aussi réaliste que possible de l'offre de puissance fluctuante des installations éoliennes est l'utilisation des vitesses réelles du vent au fil du temps. Les données appropriées à cet effet sont celles relevées dans le cadre d'un projet d'élaboration de l'Atlas éolien tunisien par l'ANME en coopération avec le CENER (cf. ANME 2010a). Dans le cadre de la campagne de mesure du projet, les vitesses du vent à une hauteur de mesure de 20 et 40 m ont été enregistrées sur 17 sites représentatifs dans toute la Tunisie à l'aide de stations de mesures météorologiques sur une durée supérieure à un an.

En revanche, pour la modélisation dans l'étude actuelle, seul un nombre limité de séries de mesures était disponible pour un nombre restreint de sites. Ces mesures disponibles ont été examinées et utilisées en tenant compte des exigences suivantes :

- Disponibilité de données horaires mesurées pour une année complète
- Disponibilité de données horaires mesurées pour cette année pour au moins 2 autres sites, afin de pouvoir tenir compte dans la modélisation des effets de compensation des différentes vitesses du vent sur les divers sites d'installation.

Cette procédure de sélection de données du vent pour une même année a révélé que seules les données disponibles en 2003 pour les 3 sites d'El Haouaria, Kébili et Thala pouvaient être utilisées pour la modélisation (cf. Figure 35). Or la courbe de charge de la demande en électricité n'est disponible que pour les années 2008, 2009 et 2010. Ainsi les calculs ne peuvent être effectués sur la base des données cohérentes en matière de mesures météorologiques et de demande électrique. En effet, les dépendances directes de la demande horaire d'électricité liée aux événements météorologiques ne peuvent pas être prises en compte. Pour le PV et le CSP, les données disponibles posent le même problème que pour l'éolien.

En ce qui concerne la qualité des données, il convient, en outre, de noter que ces sites (notamment Kébili) présentent des lacunes parfois significatives pour les données des mois de septembre à décembre de l'année 2003 (cf. Figure 36). Les valeurs manquantes ont été complétées par des valeurs d'une période proche ou d'une saison comparable sur le même site.

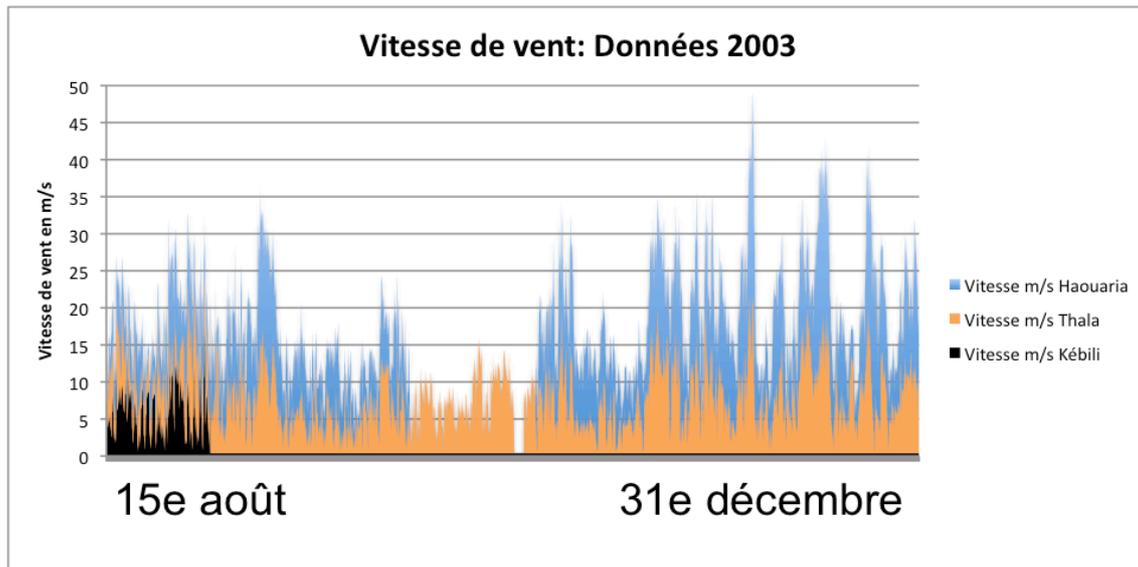


Figure 36 : Lacunes dans les données brutes des mesures des vitesses du vent de l'année 2003

Les présentes données mesurées sur les trois sites reflètent, sur une base horaire, les vitesses du vent enregistrées à une hauteur de 40 m du sol. Celles-ci sont extrapolées sur la hauteur du moyeu de l'installation éolienne concernée en tenant compte du type de site et des longueurs de rugosité locales⁸⁶. Les longueurs de rugosité sont estimées pour chaque site selon Hau (2008). L'extrapolation sur la hauteur du moyeu est ensuite effectuée à l'aide de la formule logarithmique de la hauteur (Hau 2008).

Le calcul de la puissance électrique résultant de la vitesse du vent à hauteur du moyeu est basé sur une courbe de puissance normalisée sélectionnée pour les installations terrestres existantes de type E82 du fabricant Enercon (leader du marché en Allemagne). L'erreur connexe est considérée comme négligeable dans la mesure où les courbes de puissance publiées pour divers types d'installations et fabricants ne diffèrent que de manière marginale les unes des autres.

Parmi les paramètres techniques statiques de l'installation utilisés dans le modèle, les hauteurs de moyeu typiques à l'installation représentent la grandeur d'entrée décisive pour le calcul du profil d'injection dans la mesure où elles déterminent le potentiel éolien exploitable, lequel augmente avec l'altitude. Pour les sites de Kébili et Thala situés à l'intérieur du pays, l'hypothèse prise pour la hauteur de moyeu est de 100 m. Pour la région d'Haouaria très ventée (côte), une hauteur de moyeu de 85 m a été prise en compte, dans la mesure où des installations éoliennes d'une plus faible hauteur peuvent être économiquement exploitées sur un tel site.

La courbe de puissance de l'énergie éolienne inclut également les dispositions limitées ainsi que les pertes de puissance et les pertes dues aux masques d'ombrage pour les parcs éoliens, qui reposent sur des hypothèses spécifiques.

⁸⁶ La longueur de rugosité est une mesure de la qualité de la surface de la terre. La longueur de rugosité la plus petite se situe au niveau d'une eau calme (0,0001 m), la plus élevée dans une ville (1,0 m).

Tableau 47 : Paramètres des sites et des installations de production d'électricité éolienne (hypothèses WI)

	Haouaria	Kébili	Thala
Hauteur de la mesure	40	40	40
Hauteur du moyeu	85	100	100
Topographie	Terrain côtier – agricole avec une apparence ouverte	Terrain agricole situé dans les terres avec très peu de bâtiments, arbres, etc.	Terrain agricole situé dans les terres avec une apparence ouverte
Longueur de rugosité (selon Hau 2008)	0,05	0,03	0,05
Correction de la hauteur	1,1128	1,1273	1,1371
Courbe de puissance	Enercon E82	Enercon E82	Enercon E82
Disponibilité	0,95	0,95	0,95
Pertes dues aux masques d'ombrage et pertes de puissance	0,925	0,925	0,925

La station de mesure d'Haouaria est située à une distance d'environ dix km du seul parc éolien de Tunisie (état 2011) de Sidi Daoud au nord-est de Tunis et peut de ce fait être considérée comme site réaliste pour un parc éolien en ce qui concerne les conditions météorologiques. Pour la sélection du site, le facteur de charge n'a pas été pris en compte, mais la qualité des données, à savoir la disponibilité la plus complète possible des vitesses horaires mesurées pour une année. Pour autant, les 3 sites retenus ont des vitesses de vent moyennes élevées : de 7,3 à 8,8 m/s à une hauteur de 40 m au cours de l'année 2003 (cf. Tableau 48).

Le site d'Haouaria, en raison de sa situation côtière exposée, présente en particulier des rendements qui sont comparables avec ceux d'un site offshore. Par conséquent, pour la détermination de mix d'injection, il a été supposé une contribution de ce type de site de seulement 20 %, alors que les deux autres sites contribuent pour 40 % à la modélisation de la production d'électricité éolienne.

Tableau 48 : Comparaison des qualités du vent sur les sites et contribution à la modélisation (hypothèses et calculs : Wuppertal Institute)

	Haouaria	Kébili	Thala
Vitesse moyenne du vent m/s (40m)	8,8	7,5	7,3
Equivalent en heures annuelles de charge pleine (h/a)	4243	3442	3531
Contribution du site à la production d'électricité éolienne modélisée	20%	40%	40%

Avec ce mix de profils d'injection éolienne des sites, il en résulte pour le parc éolien considéré, un rendement équivalent à 3638 heures pleines par an, soit un facteur de charge d'environ 40 %. Ce résultat correspond à une estimation optimiste mais non irréaliste. En effet, selon les données de Denholm (2009), l'utilisation superficielle brute d'un parc éolien terrestre est égale à 0,345 km² par MW de puissance éolienne. En combinaison avec les hypothèses présentées dans la Figure 37 de l'ANME (2010b), selon lesquelles des superficies de 575 km² sont disponibles en Tunisie avec un facteur de charge supérieur à 40 %, cette offre de superficie est suffisante pour 1667 MW de puissance d'un parc éolien installé avec des heures de charge pleine de cette grandeur, ce qui correspond à 30 fois la puissance actuelle de 54 MW.⁸⁷

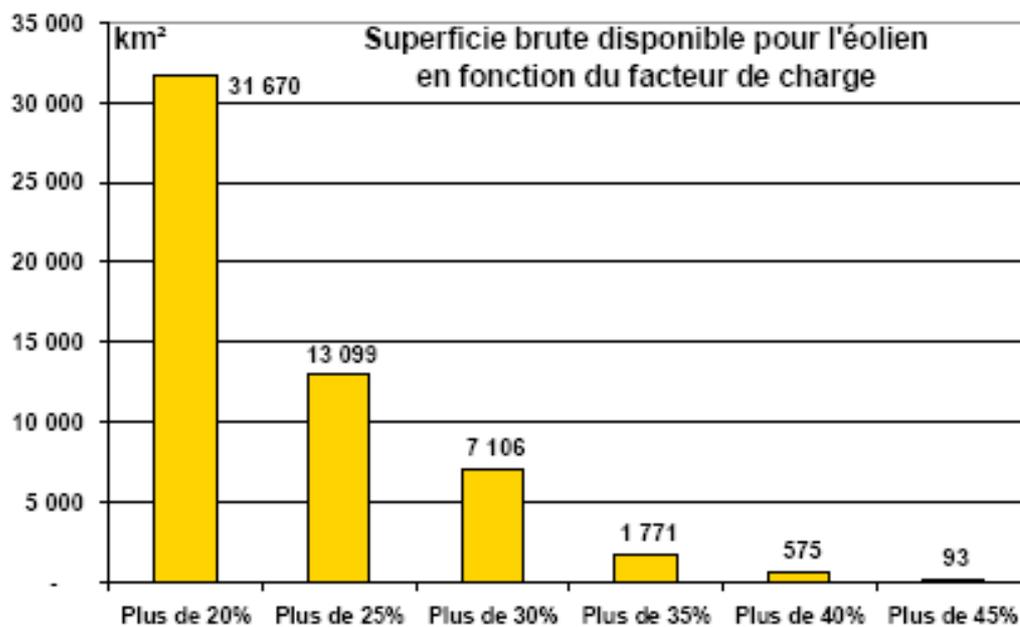


Figure 37 : Superficie disponible pour l'énergie éolienne en fonction du facteur de charge (ANME/Alcor 2010b)

Le profil typique d'injection, qui a été calculé précédemment en % de puissance installée des éoliennes, est multiplié avec la puissance installée des éoliennes pour chaque année de la période de modélisation afin d'obtenir l'injection horaire.

6.2.4.2. Centrales photovoltaïques

Le calcul de la production d'énergie à partir d'installations photovoltaïques (PV) est également effectué selon une approche bottom-up en exploitant des données réelles de rayonnement et de température pour les points de mesure sélectionnés (sites PV). Pour ce faire, le System Advisor Model (SAM) du National Renewable Energy Laboratory

⁸⁷ Cette estimation repose sur l'hypothèse à vérifier selon laquelle les disponibilités citées par ANME (2010b) désignent le potentiel de superficies réellement viabilisables, en tenant compte des restrictions techniques et économiques.

(NREL) est utilisé pour convertir les données horaires mesurées à l'aide des paramètres techniques en profils d'injection (cf. NREL 2011). Afin de pouvoir refléter les différences régionales dans l'offre de rayonnement et les effets de compensation, les données météorologiques mesurées sur trois sites différents ont été utilisées et un profil d'injection est calculé pour chaque site.

De la même manière que la modélisation de l'injection éolienne, la déduction du profil d'injection PV est basée sur les données suivantes :

- Données du site (rayonnement horizontal global (GHI) au niveau du terrain, hypothèses de l'évolution des températures)
- Paramètres techniques statiques (type d'installation avec orientation des modules et pertes énergétiques).

Les valeurs de ces données sont présentées dans le Tableau 49, ci-après.

Tableau 49 : Paramètres du site et de l'installation de la production d'électricité PV (hypothèses propres WI et SoDa 2011)

	Gafsa	Kébili	Tataouine
Coordonnées (° lat/long)	34,42 / 8,78	33,70 / 8,97	32,93 / 10,45
Altitude (m)	294	38	238
Derate factor CC à CA	0,77	0,77	0,77
Orientation modulaire (0°=Nord)	180° / Sud	180° / Sud	180° / Sud
Angle d'incidence (0°=horizontal, 90°=vertical)	34,4°	33,7°	32,9°
Tracking	fixe	fixe	fixe

La sélection des sites PV est basée sur les hypothèses de Lahmeyer (2009). Les villes de Gafsa, Kébili et Tataouine y sont mentionnées comme étant des sites appropriés. Ils doivent toutefois être spécifiés plus en détail en indiquant leurs coordonnées géographiques. Les coordonnées des sites, choisis à côté des trois villes retenues, sont indiquées dans le Tableau 49 et la Figure 35.

La puissance des modules PV du site dépend essentiellement de l'offre de rayonnement global. Celle-ci se compose du rayonnement solaire direct et du rayonnement diffus qui (à la différence des centrales thermo-solaires) peut également être utilisé par les modules PV. Le rayonnement horizontal global (Global Horizontal Irradiation, GHI, à savoir le rayonnement global qui atteint une surface horizontale) est utilisé ici comme paramètre du site. L'évolution horaire du GHI est convertie par SAM en angle d'incidence et orientation modulaire des centrales PV. Les séries temporelles du GHI se réfèrent, pour les coordonnées du site sélectionné, à la base de données des rayonnements assistée par satellite, Helioclim v3. Il convient à cet effet de se référer aux séries

temporelles du GHI de l'année 2005 qui sont disponibles pour téléchargement sous SoDa (2011).

Outre le rayonnement, la température des modules influence également la puissance électrique délivrée. Celle-ci est déduite par SAM sur la base de la température ambiante et du rayonnement présent. Les données tunisiennes concernant la température étant manquantes, l'évolution horaire de la température d'une année météorologique typique du site californien de l'aéroport d'Arcata émanant de la National Solar Radiation Data Base (cf. NREL 2009) a été utilisée.

Les paramètres techniques mentionnés dans le tableau ci-dessus constituent l'autre base de calcul du profil d'injection PV normalisé avec SAM. Il est supposé que la production d'électricité a lieu entièrement à partir du PV dans des installations en plein air avec une orientation sud sans radiométrie solaire (Tracking). L'angle d'incidence se situe en fonction du site entre 32,9° et 34,4°. Par ailleurs, les pertes dues à la conversion de la puissance nominale (à courant continu) en puissance d'injection (à courant alternatif) sont prises en compte par un facteur de conversion « Derate Factor » de 0,77. Ces pertes incluent par exemple l'efficacité de conversion des onduleurs et transformateurs, les pertes de puissance, l'encrassement des modules PV et la disponibilité technique.

Pour les sites sélectionnés, le GHI total annuel est compris entre 1821 et 1947 kWh/m², comme indiqué par le Tableau 50. En tenant compte des paramètres techniques mentionnés, les calculs effectués par SAM montrent que ces sites peuvent fournir de 1823 à 2047 heures de pleine charge équivalentes. Les 3 sites atteignent ainsi des rendements spécifiques comparables. Par conséquent, ils sont pris en compte simultanément, et chacun contribue à un tiers de l'injection typique d'une installation PV.

Tableau 50 : Comparaison des qualités des sites PV et contribution à la modélisation (hypothèses et calculs du consultant)

	Gafsa	Kébili	Tataouine
Total annuel GHI (kWh/m ² /a)	1.821	1.821	1.947
Equivalent heures pleine charge annuelles (h/a)	1.862	1.823	2.047
Contribution du site à la production d'électricité PV modélisée	33%	33%	34%

Les heures de pleine puissance calculées ici sont légèrement supérieures aux 1650 heures citées comme valeur typique dans le chapitre 4.2 mais restent néanmoins dans le même ordre de grandeur. Une étude faite à l'aide d'autres sources montre en outre que Gafsa et Kébili présentent, en ce qui concerne le GHI et la production annuelle d'électricité, une bonne cohérence avec les données du site 1 dans Lahmeyer (p.j., III. 1)⁸⁸. De même, les valeurs moyennes du GHI pour les trois sites de Gafsa, Kébili et Tataouine, qui ont été déduites dans Lahmeyer (2009, p. 30) par comparaison avec les

⁸⁸ Site 1 dans Lahmeyer (p.j.) : total annuel GHI 1850 kWh/m²; production annuelle d'électricité env. 1800 kWh/kW

différentes sources (Meteonorm, Meteocontrol et PVGIS) sont conformes aux valeurs annuelles calculées dans notre cas en s'appuyant sur la base de données Helioclim⁸⁹.

Le profil d'injection déterminé en % selon les indications ci-dessus est calculé dans les divers scénarios avec les capacités installées de PV pour chaque année de la période de modélisation 2009-2030 afin d'obtenir une courbe d'injection (injection à partir des installations photovoltaïques dans le réseau électrique en MW pour chaque heure de l'année).

6.2.4.3. Centrales thermo-solaires

L'injection en électricité à partir de centrales thermo-solaires est le troisième composant pour le calcul de la courbe d'injection annuelle en électricité provenant de sources renouvelables. Dans la modélisation bottom-up, on utilise un module du System Advisor Model de 2010 qui transforme toutes les heures des données de mesure météorologiques en courbe d'injection à l'aide de paramètres techniques d'une centrale à miroirs paraboliques avec stockage thermique.

Par analogie à la modélisation d'injection photovoltaïque et éolienne, la déduction du profil d'injection CSP est basée sur les données suivantes indiquées dans Tableau 51 :

- données d'emplacement (rayonnement normal direct (DNI) au niveau terrain)
- paramètres techniques statiques (type d'équipement avec la taille du champ collecteur et du stockage thermique et des pertes énergétiques)

Tableau 51 : Paramètres du site et de l'installation de production d'électricité CSP (hypothèses propres WI et SoDa 2011)

	Tataouine
coordonnées (degré lat./long)	32,65 / 10,35
hauteur (m)	337
champ collecteur (multiple solaire)	2
volume du réservoir thermique	6 h
total annuel DNI (kWh/m ² /a)	2.147
contribution du site à la génération modélisée d'électricité CSP	100%

Contrairement à l'éolien et au photovoltaïque, le profil d'injection dans le cas du CSP est calculé à l'aide de données météorologiques d'un unique emplacement. Cela est justifié par le fait que la centrale CSP dispose d'un réservoir thermique, l'injection constante est donc assurée même en cas de variations régionales momentanées du rayonnement solaire. En outre, d'autres effets compensatoires influant fortement l'évolution du profil d'injection ne seraient pas attendus en tenant compte d'autres sites.

⁸⁹ Valeurs moyennes du GHI dans Lahmeyer (2009, p.30) : Gafsa : 1825 kWh/m²; Kébili : 1797 kWh/m²; Tataouine : 1944 kWh/m²

Le choix du site est fait en fonction des recommandations de l'étude de Lahmeyer (2008) où le site retenu à Tataouine dans le sud-est de la Tunisie se distingue entre autres par son rendement annuel important et permet en plus une connexion au réseau de transport (actuel).

Pour le calcul de la production du CSP, on n'utilise que la partie directe du rayonnement qui tombe perpendiculairement à une surface suiveuse. Une utilisation du rayonnement diffus n'est pas possible dans le cas CSP. Dans cette étude, les données utilisées sont celles de la base de données HelioClim pour l'année 2005 (voir SoDa 2011).

La taille du champ collecteur et du stockage thermique représentent des paramètres techniques importants pour la détermination du profil d'injection CSP. Pour la surface des collecteurs, on prend un multiple solaire de 2. Cela signifie que la surface d'absorption des miroirs paraboliques (à DNI défini) peut fournir le double de la performance calorifique nécessaire pour l'exploitation du générateur à puissance nominale. Une partie de la performance calorifique peut donc être utilisée pour recharger le stockage thermique en cas de rayonnement solaire important. La capacité du stockage est de 6 heures, ce qui correspond à la période pendant laquelle la performance thermique en entrée de la centrale peut être fournie uniquement par le réservoir plein. La détermination de ces paramètres est faite selon le chapitre 4. Pour d'autres paramètres techniques (comme par exemple le volume du réservoir ou la disposition du champ collecteur), on reprend les hypothèses nécessaires de SAM ou on les détermine de façon endogène.

Pour l'utilisation du stockage thermique dans SAM, on se sert, comme information supplémentaire, d'une description du cours de la demande d'électricité en Tunisie, différencié entre jours ouvrables et week-ends.

A partir des calculs utilisant SAM, il en résulte pour le site de Tataouine une charge de la centrale CSP de 3100 heures équivalentes de pleine charge par an. Cette valeur correspond, en volume, à la charge typique d'une centrale CSP indiquée dans le chapitre 4 mais, elle est néanmoins légèrement supérieure aux 2600 heures mentionnées dans le Tableau 39.

6.2.5. Charge totale et résiduelle

Dans le modèle considéré, le parc de centrales conventionnelles sert à couvrir la différence entre la demande électrique et la production totale issue des énergies renouvelables (cf. Figure 38).

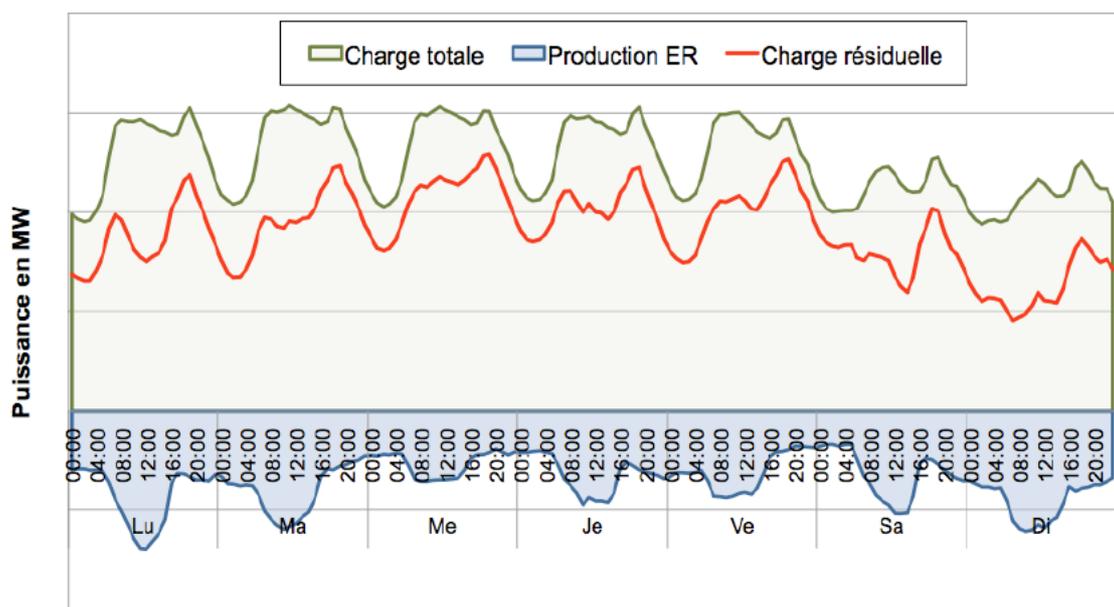


Figure 38 : Calcul de la charge résiduelle (figure schématique)

La charge résiduelle est alors convertie en monotone de charge (cf. Figure 39) et est couverte par différentes technologies conventionnelles selon le type de charge. Typiquement, la charge de pointe fait appel aux turbines à gaz à cycle ouvert. Si cette technologie fait partie du mix électrique, les centrales à charbon quant à elles couvrent la charge de base.

Dans le modèle DEESY-TN, la prévision de la charge de pointe doit être à tout instant couverte par une capacité "garantie". Cette capacité "garantie" prend en compte la capacité renouvelable garantie (capacité installée x crédit de capacité) et la capacité conventionnelle garantie (capacité installée x disponibilités typiques). Dans le cas où la capacité garantie est inférieure à la prévision de la charge de pointe, la capacité des centrales conventionnelles est alors ajustée. Ainsi, aucune marge de réserve supplémentaire n'a été prise en compte⁹⁰, comme cela avait été évoqué lors du workshop de modélisation.

⁹⁰ La marge de réserve correspond à la capacité totale disponible moins la pointe annuelle, exprimée comme pourcentage de la pointe. Il est à noter que la considération d'une marge de réserve supplémentaire affecterait a priori tous les scénarios de la même façon : des capacités de centrales à gaz CO seraient à prévoir tous les ans, quelque soit le scénario. Il en résulterait le même surinvestissement (faible) dans chacun des 5 scénarios, sans changement au niveau de la demande énergétique ou des émissions.

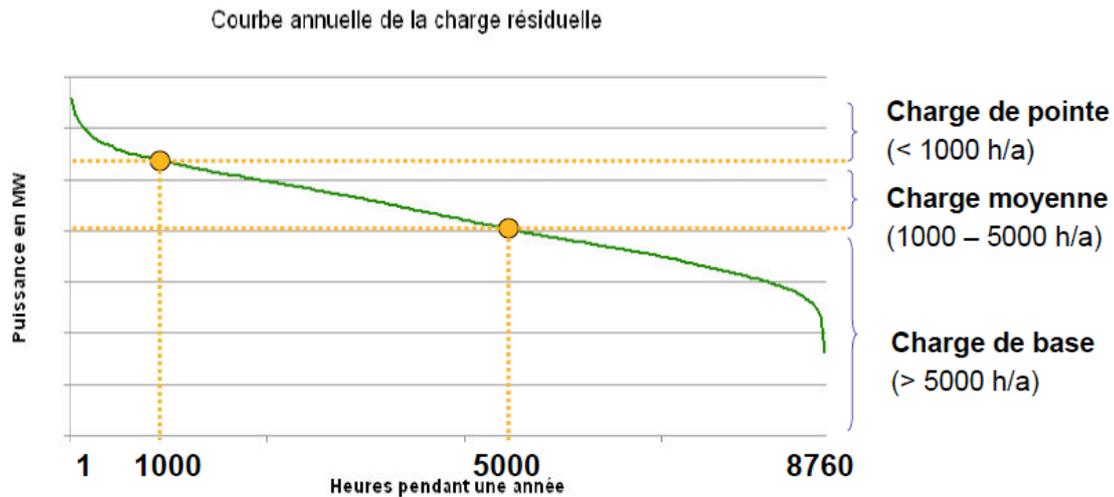


Figure 39 : Monotone de charge de la charge résiduelle (figure schématique)

Les fractions des centrales conventionnelles de la demande électrique déterminées de cette manière sont prises en compte dans le calcul des flux au sein de Mesap-PlaNet.

Le calcul de développement du parc de production pour couvrir la charge résiduelle est effectué comme expliqué dans le chapitre 6.2.3.2.

6.2.6. Méthodologie : prise en compte des paramètres non-quantifiables

Dans le chapitre 4, les technologies de production d'électricité ont été analysées selon différents critères⁹¹ : certains étant quantifiables, d'autres non.

Les critères quantifiables sont pris en compte directement par le modèle, le software MESAP était conçu pour traiter ce type de données lors du calcul des scénarios.

Il en est autrement pour les critères qualitatifs, qui ne peuvent être pris en compte directement par MESAP. Ceux-ci sont traités dans un module externe du modèle⁹², le mode de traitement des données est décrit ci-après.

D'une façon générale, pour chaque technologie, les paramètres qualitatifs ont été notés entre très défavorable (--) et très favorable (++) dans le chapitre 4.⁹³ Afin d'évaluer les critères qualitatifs au niveau des scénarios, la conversion suivante est nécessaire :

Tableau 52 : Conversion des critères qualitatifs

Echelle qualitative	Description	Echelle chiffrée
--	Très défavorable	-2
-	Défavorable	-1
0	Neutre	0

⁹¹ cf. chapitre 4.2.2 pour la définition des critères

⁹² via l'interface XLS-Analyst

⁹³ Quand cela est applicable. Pour certains critères, aucun effet favorable étant possible, la fourchette varie entre (--) et (0)

+	Favorable	+1
++	Très favorable	+2

6.2.6.1. Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance

Au niveau du mix électrique, l'aptitude totale à mettre à disposition de la réserve de puissance ($AP_{res,tot}$) dépend de l'aptitude spécifique de chaque technologie à mettre à disposition de la réserve de puissance ($AP_{res,i}$) ainsi que de la puissance installée de chaque technologie ($P_{inst,i}$).

L'aptitude du mix à mettre à disposition de la réserve de puissance lors de l'année j est calculée de la façon suivante :

$$AP_{res_tot,j} = \frac{\sum_i AP_{res,i,j} \cdot P_{inst,i,j}}{\sum_i P_{inst,i,j}}$$

Avec :

$AP_{res,i,j}$: aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance

$P_{inst,i,j}$: puissance installée

i : indice de la technologie prise en compte

j : année considérée

6.2.6.2. Consommation d'eau douce

La consommation d'eau douce (C_{eau}) dépend directement de la consommation spécifique d'eau douce pour fournir 1 kWh d'électricité pour une technologie donnée ($C_{eau,i}$) et de la quantité d'électricité produite par cette technologie. Ainsi, au niveau de l'ensemble du mix électrique, la consommation d'eau douce est alors :

$$C_{eau_tot,j} = \frac{\sum_i C_{eau,i,j} \cdot Elec_{i,j}}{\sum_i Elec_{i,j}}$$

Avec :

$Elec_{i,j}$: quantité d'électricité fournie par la technologie i

6.2.6.3. Consommation d'espace

La consommation nette d'espace ($C_{esp,tot}$) est un critère qui dépend directement de l'espace nécessaire pour installer 1 MW d'une technologie donnée ($C_{esp,i}$) et de la puissance installée de cette technologie. Par ailleurs, la qualité de l'espace considéré est à prendre en compte, selon par exemple qu'un site de production est construit en zone

côtière ou en zone désertique. Ainsi, au niveau de l'ensemble du mix électrique, la consommation nette d'espace est calculée selon la formule suivante :

$$C_{esp_tot,j} = \frac{\sum_i C_{esp,i,j} \cdot P_{inst,i,j}}{\sum_i P_{inst,i,j}}$$

La consommation nette d'espace est cependant à relativiser. La qualité du sol ainsi que la réversibilité de la dénaturation des sols seraient également à considérer pour évaluer avec plus de précision la consommation d'espace. Ceci dépasserait hélas le cadre de cette étude.

6.2.6.4. Taux d'intégration locale

Le taux d'intégration locale (TIL_{int}) est défini comme la contribution de l'industrie tunisienne dans l'ingénierie, la fourniture et la construction de nouvelles centrales électriques. Au niveau d'un scénario, ce critère dépend directement de l'investissement réalisé dans chaque technologie ainsi que du taux d'intégration locale respectif:

$$TIL_{mix,j} = \frac{\sum_i TIL_{i,j} \cdot I_{i,j}}{\sum_i I_{i,j}}$$

Avec :

$I_{i,j}$: investissement réalisé dans une technologie

L'investissement nécessaire pour le mix électrique pouvant varier fortement d'un scénario à l'autre, il est pertinent de s'intéresser également au montant de l'investissement qui profite directement à l'économie tunisienne ($I_{Tunisie}$). Ce dernier est calculé de la manière suivante :

$$I_{Tunisie,j} = \sum_i TIL_{i,j} \cdot I_{i,j}$$

6.2.6.5. Effet sur l'emploi

Dans cette étude, les avantages et inconvénients de différents scénarios sont analysés afin de définir un mix électrique optimal pour la Tunisie. Au vu du contexte tunisien actuel, l'emploi est un critère à prendre en considération pour toute décision stratégique. C'est pourquoi une estimation des emplois créés en fonction des investissements nécessaires pour le mix électrique a été intégrée dans cette étude. L'approche méthodologique utilisée reste relativement grossière, l'étude reposant avant tout sur une modélisation énergétique du mix électrique tunisien.

Une approche plus rigoureuse et complexe ferait par exemple appel à une analyse entrée-sortie. Il est à noter qu'une étude spécifique menée par GWS-Alcor est actuellement en cours afin d'estimer avec plus de précision les effets des énergies renouvelables sur le marché de l'emploi.⁹⁴

Méthodologie

Tout d'abord, un facteur d'activité (FA_{Ref}) est défini pour une année de référence afin de caractériser le nombre d'emplois⁹⁵ dans une branche d'activité en fonction de la valeur ajoutée (VA) dans la branche concernée:

$$FA_{Ref} = \frac{Emplois}{VA}$$

En considérant que les investissements dans le mix électrique profitent essentiellement aux activités de B.T.P. et aux industries manufacturières, il en résulte :

$$FA_{Ref} = \frac{Emplois}{VA} = \frac{Emplois_{BTP} + Emplois_{Industrie}}{VA_{BTP} + VA_{Industrie}}$$

Ces données sont disponibles dans les statistiques officielles :

Tableau 53 : Evolution de la population active occupée selon le secteur d'activité ; en milliers (Ministère de l'Emploi 2008)

	2004	2005	2006	2007	2008
Industries Manufacturières	554,7	552,3	n.c.	581,1	602,3
B.T.P.	380,9	351,9	n.c.	378,4	399,0

Tableau 54 : Valeurs ajoutées aux prix du marché par secteur d'activité; en millions de Dinars, prix courants (Institut National de la Statistique 2009)

	2004	2005	2006	2007	2008
Industries Manufacturières	7345,1	7687,0	8240,6	9127,5	10350,1
Bâtiment et génie civil	2054,5	2263,8	2412,3	2553,1	2695,0

Il en résulte un facteur d'activité en 2008 de 139,23 emplois/Mio. EUR2010.

Afin d'exprimer ce facteur d'activité en fonction de l'investissement et non de la valeur ajoutée, nous considérons que la valeur ajoutée représente typiquement 35%⁹⁶ de l'investissement.

⁹⁴ cf. étude GWS-Alcor : „Renewable energy and efficiency in Tunisia – employment, qualification and economic effects – past, present, future“

⁹⁵ On entend ici par emploi un volume de travail permettant d'employer une personne durant un an

⁹⁶ 30% - 40% en Allemagne (cf. GWS 2011)

Les emplois créés sont alors calculés en fonction du facteur d'activité et du montant des investissements qui profitent directement à l'économie tunisienne ($I_{Tunisie}$) :

$$Emplois_j = I_{Tunisie,j} \cdot FA_{Ref} \cdot 35\%$$

Avec:

$$I_{Tunisie,j} = \sum_i I_{i,j} \cdot TIL_{i,j}$$

Il en résulte le calcul suivant pour l'estimation annuelle du nombre d'emplois créés en Tunisie par les investissements dans le mix électrique:

$$Emplois_j = \left(\sum_i I_{i,j} \cdot TIL_{i,j} \right) \cdot FA_{Ref} \cdot 35\%$$

Les investissements dans le mix électrique étant très variables d'une année à l'autre, l'estimation du nombre moyen d'emplois créés est calculée sur une période de 11 ans :

$$Emplois_{j...j+10} = \frac{\sum_{k=j}^{j+10} \left(\sum_i I_{i,k} \cdot TIL_{i,k} \right)}{11} \cdot FA_{Ref} \cdot 35\%$$

Vérification de la démarche

Comme cela a été énoncé ci-dessus, l'approche choisie est relativement simplificatrice. Afin de s'assurer toutefois que la méthode permet d'obtenir des résultats cohérents, l'estimation des créations d'emplois dans les énergies renouvelables a été comparée aux résultats préliminaires de l'étude menée par GWS-Alcor.

6.2.6.6. Contribution à la sécurité d'approvisionnement

Dans ses choix de politique énergétique, chaque pays tient compte de l'aspect de la sécurité d'approvisionnement. Cela est particulièrement vrai pour la Tunisie qui aspire diminuer sa dépendance vis à vis du gaz naturel.

Au niveau de cette étude, la contribution à la sécurité d'approvisionnement d'un mix électrique (CSA_{mix}) est calculée en fonction de la contribution spécifique de chaque technologie du mix (CSA_i) ainsi que de la consommation en énergie primaire (EP_i) de chaque technologie :

$$CSA_{mix,j} = \frac{\sum_i CSA_{i,j} \cdot EP_{i,j}}{\sum_i EP_{i,j}}$$

Pour les énergies renouvelables, une consommation en énergie primaire équivalente est calculée en fonction de la production d'électricité. La conversion s'effectue selon la méthode de substitution.

6.2.6.7. Acceptabilité sociale

L'acceptabilité du mix électrique par la population locale est évaluée dans l'étude. Ce critère n'est pas à négliger, car si un choix stratégique fait face à une vive critique de la population, un état démocratique aura tendance à être confronté à de nombreuses difficultés pour mettre en œuvre cette stratégie énergétique.

Afin d'estimer l'acceptabilité sociale d'un mix électrique (AS_{mix}), la présence ou non d'une technologie dans le mix ainsi que l'acceptabilité sociale de la technologie sont pris en compte. Il en résulte le calcul suivant:

$$AS_{mix,j} = \frac{\sum_i AS_{i,j} \cdot T_{i,j}}{\sum_i T_{i,j}}$$

Avec :

$T_{i,j}$: paramètre caractérisant la présence (1) ou non (0) d'une technologie dans le mix électrique

6.2.6.8. Risque économique

Le risque économique du mix électrique (RE_{mix})⁹⁷ est lié à la puissance installée de chaque technologie ($P_{inst,i}$) et de son risque spécifique (RE_i). Il en suit:

$$RE_{mix,j} = \frac{\sum_i RE_{i,j} \cdot P_{inst,i,j}}{\sum_i P_{inst,i,j}}$$

6.2.6.9. Risque technique

Concernant le risque technique du mix (RT_{mix})⁹⁷, plus que la puissance installée de chaque technologie, c'est la présence ou non d'une technologie dans le mix qui est à considérer ainsi que le risque technique lié à chaque technologie. Ainsi:

$$RT_{mix,j} = \frac{\sum_i RT_{i,j} \cdot T_{i,j}}{\sum_i T_{i,j}}$$

Avec :

$T_{i,j}$: paramètre caractérisant la présence ou non d'une technologie dans le mix électrique

⁹⁷ cf. chapitre 4.2.2.4 pour la définition du critère

6.3. Calibrage du modèle

Cette tâche consiste à calibrer le modèle du parc électrique tunisien en se basant sur les données de 2009 comme année de référence la plus récente pour laquelle suffisamment des données sont disponibles. Le calibrage est fait essentiellement au niveau énergétique mais également au niveau économique.

En plus, une comparaison avec un modèle supplémentaire est effectuée pour valider les résultats et les rendre plus solides.

6.3.1. Ajustement de l'année de base

La comparaison des résultats du modèle DEESY-TN avec les statistiques énergétiques dans le Tableau 55 montre une cohérence satisfaisante des chiffres clés, notamment entre les statistiques de consommation en énergie primaire et la consommation en énergie primaire calculée à partir des statistiques de la consommation électrique (voir chapitre 3).

Tableau 55 : Calibrage: Validation des données de l'année de base 2009

Indicateur du secteur électrique	Calcul WI 2009	Données statistiques 2009	Source des données statistiques
Production d'électricité injectée dans le réseau de transport, sans autoconsommation des auto-producteurs	14,0 TWh	14,1 TWh	STEG 2010c
Utilisation du gaz pour la production d'électricité	115 PJ	Total STEG : 115 PJ total général 136 PJ ^{a)}	STEG 2010c
Emissions CO ₂	6,4 Mt	--	--
Pointe	2645 MW	2660 MW	STEG 2010c
Puissance installée	3312 MW	3473 MW	STEG 2010c

a) STEG+IPP, autoconsommation des auto-producteurs incluse

Pour vérifier le modèle au niveau technico-économique, les résultats du calcul ont été approuvés par des experts énergie tunisiens dans le cadre d'une réunion de travail à Wuppertal en Octobre 2011.

6.3.2. Outil de calibrage: optimisation linéaire

Les heures de pleine charge de chaque centrale conventionnelle est un paramètre important à considérer afin d'assurer un fonctionnement rationnel du parc électrique, c.a.d. proche de l'optimum économique.

Dans DEESY-TN, les heures de pleine charge peuvent être modifiées pour chaque type de centrales conventionnelles et pour chaque année. L'optimisation du paramétrage quant à elle est effectuée à l'aide d'un module extérieur à DEESSY-TN : NAEMA (North African Electricity Market Analysis Model).

NAEMA est un modèle linéaire d'optimisation visant à simuler les systèmes de génération électrique des cinq pays Nord-Africains (voir Figure 40). NAEMA est actuellement en cours de développement à l'Institut Wuppertal dans le cadre d'une thèse de doctorat et a déjà été utilisé dans un travail sur l'intégration des centrales thermo-solaires en Tunisie (Brand et Missaoui, 2011) ainsi qu'un autre portant sur le Maroc et l'Algérie (Brand et al., 2012). DEESY-TN prend en compte des résultats de NAEMA pour ajuster les heures à pleine puissance pour chaque type de centrales conventionnelles.

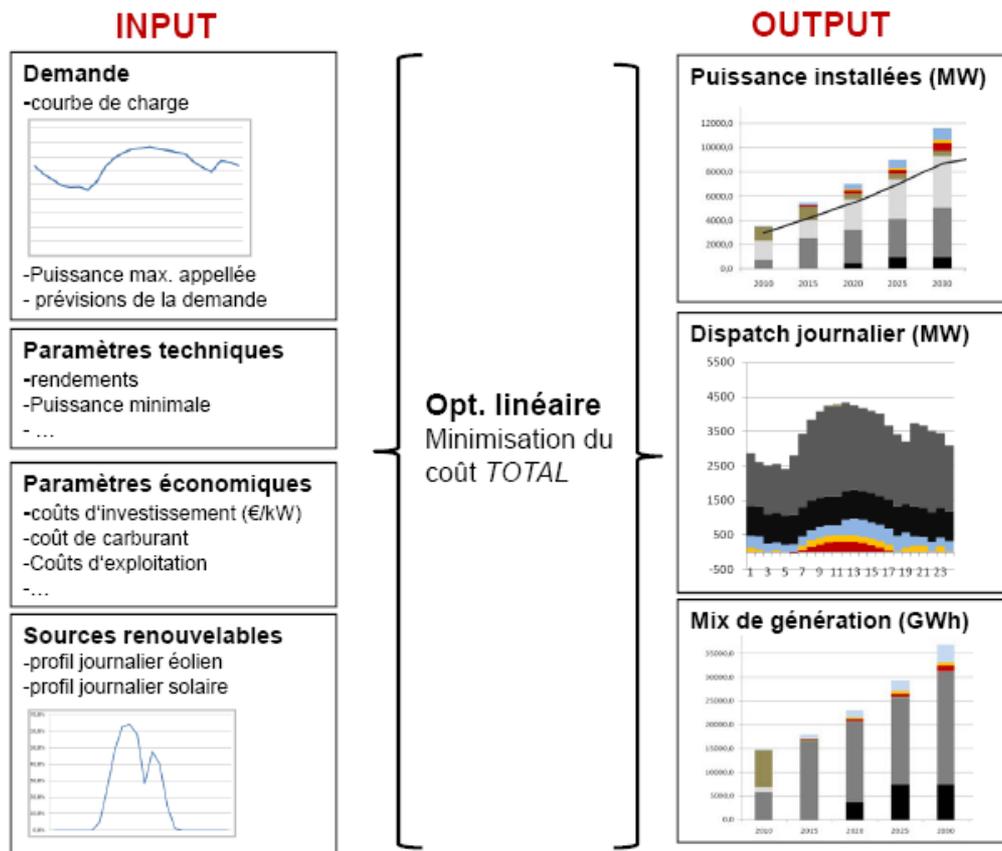


Figure 40 : Outil de calibrage NAEMA. Synoptique de fonctionnement.

Afin de valider le calcul ainsi que les résultats de la modélisation de DEESY-TN et les rendre plus solides, il a été décidé de comparer – pour tous les scénarios – un résultat commun des deux modèles DEESY et NAEMA, soit le coût de génération jusqu'en 2030. Tableau 56 confirme la cohérence des deux modèles.

Tableau 56 : Comparaison des coûts de revient calculé par DEESY et NAEMA

Coût de revient spécifique: Déviation des résultats DEESY-TN de NAEMA par scénario	2010	2020	2030
Scénario BAU	-2%	0%	-1%
Scénario DivChar	-2%	0%	-1%
Scénario DivNuc	-2%	0%	0%

Scénario DivCharRen	-2%	0%	+1%
Scénario DivRen	-2%	+1%	0%

6.4. Hypothèses des scénarios

L'objectif de ce chapitre, est de définir des hypothèses de scénarios plausibles et utiles pour les différents acteurs tunisiens du secteur électrique, afin que cette étude trouve une application concrète dans l'élaboration d'une stratégie énergétique du pays.

Plusieurs scénarios de mix électrique sont élaborés en utilisant le modèle. Le choix des différentes hypothèses a pris en compte les commentaires des différents acteurs du secteur énergétique tunisien lors des meetings précédents : le kick-off meeting et la réunion de revue. Les résultats des chapitres 2-5 sont alors utilisés directement dans le modèle. 5 scénarios ont été retenus, dont un scénario de référence (Business As Usual).

6.4.1. Récapitulatif des hypothèses convenues

Les scénarios élaborés se basent uniquement sur des données communes concernant le développement du coût moyen des combustibles (selon chapitre 2), de la demande électrique (chapitre 3) et des technologies et paramètres à prendre en compte (chapitre 4).

6.4.1.1. Evolution du coût moyen des combustibles

Le prix futur des combustibles constitue un élément stratégique quant à la planification et à la mise en place d'infrastructures destinées à la production d'électricité. Leur prévision, en termes d'évolution des coûts d'une part, et en termes de disponibilité et interdépendance d'autre part, peut influencer fortement le choix entre les différentes technologies.

Cependant, l'analyse de l'évolution du prix des combustibles menée dans le cadre de la présente étude a été réalisée sur la base des sources présentées dans le chapitre 2. Les scénarios générés sont superposés et comparés avec les variantes « haute », « référence » et « basse » qui avaient été identifiées par l'étude réalisée par la STEG en 2010 (STEG 2010). Cette comparaison a abouti à des ajustements des prix selon les trois variantes décrites ci-dessus, en rebaptisant la variante « référence » par « moyenne », ce qui permettrait une meilleure appréhension des risques liés à une fluctuation des prix.

Finalement, pour la suite de l'étude, les hypothèses retenues et relatives à l'évolution du coût des combustibles seront celles de la variante « moyenne », telle que présentée dans le Tableau 57.

Tableau 57 : Evolution du prix du gaz, du charbon et de l'uranium jusqu' en 2035 pour les trois scénarios (EUR 2010/GJ)

Année	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Gaz naturel							
Moyenne	5,40	5,36	7,23	8,08	8,39	8,69	9,00
Haute	5,40	5,36	10,70	12,64	13,73	14,72	15,20
Basse	5,40	5,36	5,94	5,72	5,49	5,26	5,02
Charbon							
Moyenne	2,84	2,84	2,66	2,79	2,85	2,97	3,11
Haute	2,84	2,84	3,14	3,47	3,82	4,15	4,48
Basse	2,84	2,84	2,69	2,50	2,20	1,93	1,81
Uranium							
Moyenne	0,46	0,46	0,54	0,59	0,62	0,64	0,67
Haute	0,46	0,46	0,62	0,65	0,70	0,76	0,82
Basse	0,46	0,46	0,46	0,54	0,53	0,52	0,52

6.4.1.2. Prévision de la demande d'électricité à l'horizon 2030

Pour la prévision de la demande électrique, le consultant s'est basé sur trois hypothèses de croissance économique élaborées comme décrit dans le chapitre 3.2.

Une de ces hypothèses, le scénario d'encadrement (croissance moyenne 4,8% par an du PIB) se rapproche beaucoup du scénario « fort » considéré dans l'étude STEG (2010) et qui prévoit une croissance moyenne de 4,7% par an. *Ainsi, c'est le scénario économique d'encadrement qui a été retenu pour la suite de l'étude.*

Pour la prévision de la demande électrique aux différents horizons, trois scénarios d'intensité électrique ont été alors distingués :

5. **Un scénario pessimiste** du point de vue efficacité électrique (non efficacité énergétique) où on considère que l'intensité électrique restera gelée pendant les 20 prochaines années en gardant la même valeur actuelle.
6. **Un scénario tendanciel d'efficacité énergétique** qui consiste à reproduire le même niveau de baisse de l'intensité électrique observée durant les cinq dernières années, soit environ -1,1% par an.
7. **Un scénario volontariste d'efficacité énergétique** basée sur une baisse plus forte de l'intensité électrique en tenant compte :
 - D'une politique encore plus volontariste d'efficacité énergétique du pays
 - D'une augmentation continue de la part des services dans le PIB
 - De l'orientation du pays vers une politique de développement industriel favorisant les branches à haute valeur ajoutée.

Le taux de baisse de l'intensité électrique pour ce scénario a été fixé à -2,5% en moyenne par an.

Les simulations ont permis ainsi d'estimer la consommation électrique prévisible aux différents horizons, pour les trois scénarios définis précédemment, comme indiqué par Figure 41.

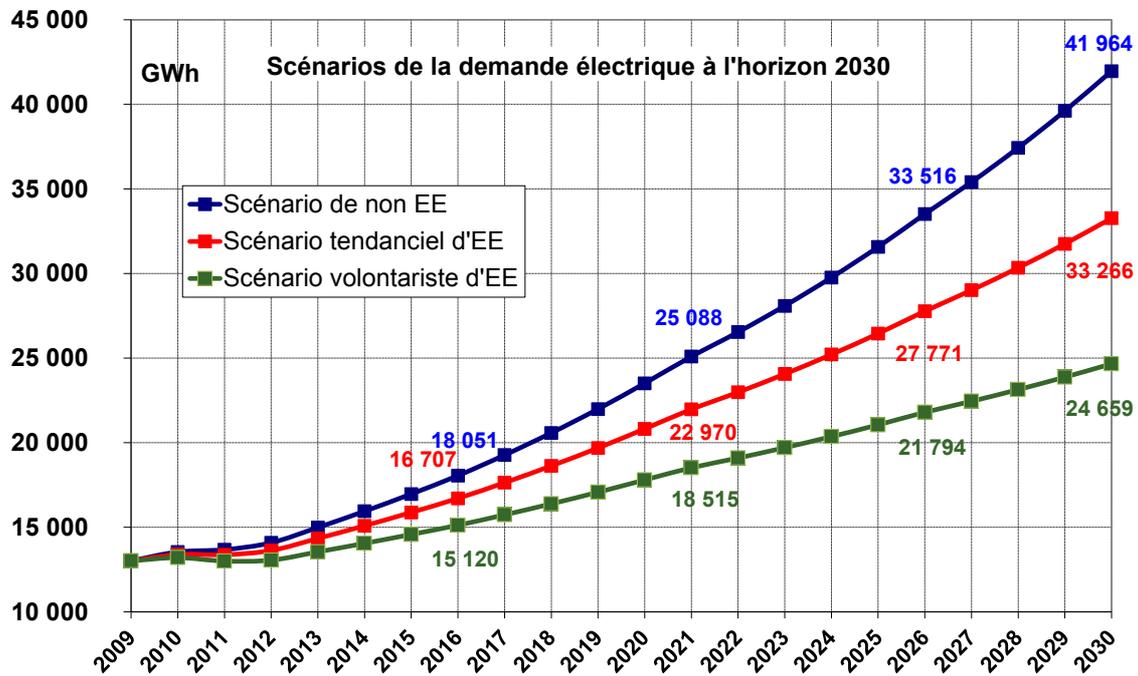


Figure 41 : Scénarios de l'évolution de la demande électrique à l'horizon 2030

Le scénario d'EE tendanciel, appliqué au scénario économique d'encadrement permet d'estimer la demande électrique (net) à l'horizon 2030 à environ 33,3 TWh par an, ce qui reste sensiblement équivalent au scénario de demande forte prévue par l'étude STEG (2010), comme le montre le tableau suivant. Cf. chapitre 3.3 pour l'évolution de la pointe de la demande électrique.

Tableau 58: Comparaison des scénarios de la demande électrique avec ceux de la STEG

Indicateurs / scénario	Etude STEG			Nouvelles prévisions		
	Faible	Référence	Fort	Non EE	EE tendancielle	EE volontariste
Demande électrique en 2030 (GWh)	24 465	28 461	33 267	41 964	33 266	24 659
Taux de croissance demande 2010-2030	2,70%	3,5%	4,2%	5,8%	4,7%	3,2%
2010-2016	4,40%	5,0%	6,1%	4,9%	3,8%	2,3%
2016-2021	2,70%	3,5%	4,3%	6,8%	5,6%	4,1%
2021-2026	2,20%	3,0%	3,6%	6,0%	4,8%	3,3%
2026-2030	1,60%	2,5%	3,0%	5,8%	4,6%	3,1%
Intensité électrique (GWh/MDT 90)						
2016	0,505	0,501	0,487	0,504	0,466	0,422
2021	0,475	0,470	0,449	0,504	0,441	0,372
2026	0,447	0,438	0,410	0,504	0,417	0,328
2030	0,417	0,404	0,372	0,504	0,399	0,296

C'est ce scénario d'EE tendancielle qui a été alors considéré pour l'étude.

6.4.1.3. Les technologies de production électrique

Présélection des technologies pour un futur mix électrique

Il s'agit d'établir les caractéristiques et paramètres technico-économiques des centrales susceptibles de contribuer d'une façon significative dans le mix électrique tunisien à l'horizon 2030 tout en s'appuyant sur les résultats de l'étude effectuée par la STEG en 2010.

Dans ce cadre, sept options représentatives de centrales de production ont été sélectionnées et retenues dans le cadre de cette étude.

Certains types de centrales électriques, même s'ils sont matures sur le plan technique, ne sont pas considérés pour la Tunisie : les centrales à fuel, par exemple ont été écartées comme une future option pour la Tunisie pour des raisons économiques, notamment vu le prix du pétrole. Egalement, les technologies dont le potentiel ou les ressources sont faibles, ou l'approvisionnement est difficile, ne seront pas prises en compte. De cette manière, la biomasse, les centrales hydrauliques, mais aussi les centrales à lignite ont exclues.

La classification et typologie des centrales retenues selon la technologie et l'énergie primaire utilisée dans le cadre du chapitre 4 sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 59 : Sources d'énergie et technologies considérées

	N°	Combustible/ Source d'énergie	Technologies considérées
Fossile	1	Gaz Naturel	Cycle Ouvert (OC)
	2		Cycle Combiné
	3	Charbon	Centrales à vapeur au charbon pulvérisé (SCPC)
Nucléaire	4	Uranium	Réacteur à eau pressurisée (PWR)
Renouvelable	5	Solaire	Photovoltaïque (PV)
	6		Thermo-solaire à capteurs parabolique (CSP)
	7	Eolien	Parcs éoliens « Onshore »

Critères et paramètres utilisés dans l'analyse

Afin de comparer les différentes technologies de génération, les résultats de l'analyse sont présentés sous forme de tableaux synoptiques présentant les différents paramètres permettant cette comparaison. Ces paramètres, dont le résultat peut être quantifiable ou qualitatif, sont classés en quatre principales familles de critères :

- Les paramètres technico-économiques couvrant les différents coûts liés à la mise en place et l'exploitation des centrales (investissement, opération, prix de revient, etc.) ainsi que les paramètres caractéristiques du mode de fonctionnement de ces centrales (rendement, capacité crédit, disponibilité, taux de charge, etc.). Les coûts sont exprimés en Euro constant par rapport à l'année 2010 (€2010) avec un taux d'actualisation de 8%.

- Les paramètres environnementaux pour l'évaluation de l'impact sur les émissions des gaz à effet de serre des différents types de centrales considérées et sur la consommation des ressources naturelles (eau et espace)
- Les paramètres socio-économiques exprimés en termes de taux d'intégration locale, la contribution à la sécurité d'approvisionnement et l'acceptabilité sociale
- Les risques à savoir l'évaluation des conséquences liées aux risques techniques et économiques liés à l'utilisation des différentes technologies (Coût du combustible, les accidents et leurs conséquences).

Les valeurs des paramètres utilisés pour la suite de l'analyse pour chaque type de centrale envisagé pour le futur mix électrique tunisien sont présentées sous forme de tableau synoptique dans Tableau 39.

6.4.2. Evolutions possibles du parc électrique : les scénarios du mix

Les scénarios de mix électrique à considérer dans la suite de l'étude ont été arrêtés en commun accord avec le comité de pilotage. Il s'agit de réaliser une évaluation multicritères de ces scénarios afin d'informer les décideurs et les planificateurs énergétiques sur les impacts technico-économiques, socio-économiques, environnementaux et politiques (stratégiques) de ses choix en termes de mix électrique à long terme.

Cette analyse devrait aboutir au choix d'un scénario optimal dans le cadre d'un consensus entre les principaux intervenants du domaine (Ministère de l'Industrie, STEG, ANME, etc) qui fera l'objet d'un plan d'action pour la mise en place du parc électrique conséquent.

Le contenu et les caractéristiques des cinq scénarios retenus pour l'analyse multicritères sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 60 : Contenu et caractéristiques des cinq scénarios du mix électrique retenus

Scénario	Technologies pour les nouvelles capacités
Tendanciel	Gaz naturel : TG et CC Renouvelables : Taux de pénétration maximal de 5% en 2030
Pénétration du charbon	Charbon : A partir de 2020, au lieu de construire de nouvelles centrales CC, des centrales à charbon seront mises en service. Gaz naturel : CC (jusqu'en 2019) et TG Renouvelables : Taux de pénétration maximal de 5% en 2030
Pénétration du nucléaire	Nucléaire : 1000 MW en 2025 Gaz naturel : TG et CC Renouvelables : Taux de pénétration maximal de 5% en 2030
Pénétration du charbon et renouvelables	Charbon : A partir de 2020, au lieu de construire de nouvelles centrales CC, des centrales à charbon seront mises en service. Gaz naturel : CC (jusqu'en 2019) et TG Renouvelables : 10% additionnel par rapport au scénario tendanciel, soit un taux de pénétration global en production d'environ 15% en 2030.

Pénétration des renouvelables	Gaz naturel : TG et CC Renouvelables : 25% additionnel par rapport au scénario tendanciel, soit un taux de pénétration global en production d'environ 30% en 2030.
--------------------------------------	---

La contribution des technologies PV, CSP et éolien quant à la production d'électricité provenant de sources renouvelables est basée sur une proposition du consortium WI/Alcor, qui a été acceptée par les principales parties prenantes du secteur électrique tunisien.

Dans le cadre des scénarios qui se basent sur une pénétration tendancielle des énergies renouvelables, la construction de nouvelles centrales se limite à l'implémentation de l'énergie éolienne : Cela s'explique par le fait que l'éolien constitue la seule source d'énergie renouvelable qui soit déjà disponible dans le mix électrique actuel de la Tunisie. D'ailleurs un renforcement des capacités est planifié pour cette source d'énergie ce qui rend son expansion très probable.

Dans les scénarios d'une pénétration substantielle des énergies renouvelables, à côté de l'éolien, une préférence sera accordée au PV, essentiellement en raison de la baisse des coûts liés à cette technologie ainsi qu'à sa capacité à répondre à la pointe observée en été. L'expansion du CSP est considérée être légèrement plus faible que celle du PV, ce qui s'explique par la prise en compte d'une dégression des coûts moins importante et d'éventuels problèmes de financement.

6.4.2.1. Le Scénario Tendanciel (BAU)

Il s'agit d'un scénario de référence qui consiste à continuer à produire de l'électricité essentiellement à partir du gaz naturel avec une pénétration tendancielle des renouvelables (notamment l'éolien) qui atteindra environ 5% en 2030, en terme de production d'énergie.

Cette pénétration tendancielle de l'éolien se justifie par la diffusion naturelle des technologies renouvelables et l'influence de la politique régionale au niveau de la méditerranée.

Les moyens de production conventionnels à considérer dans ce scénario sont des centrales à gaz à cycle ouvert et à cycle combiné. Les paramètres spécifiques au développement du parc de production aux différents horizons de l'étude selon ce scénario sont présentés dans le Tableau 61.

Tableau 61 : Scénario BAU: Paramètres spécifiques au développement du parc de production

Scénario 1 – Business as usual (BAU)					
Construction permise	2010	2015	2020	2025	2030
Gaz CC					
Charbon					
Nucléaire					

Part renouvelable (en % de la production)					
Eolien	1%	3%	4%	5%	5%
Thermo solaire	0%	0%	0%	0%	0%
Photovoltaïque	0%	0%	0%	0%	0%

6.4.2.2. Diversification Charbon (DivChar)

Le mix électrique présenté par ce scénario est caractérisé par la pénétration, à partir de 2020, des centrales à charbon comme moyens de production en remplacement des centrales à gaz qui seront déclassées pendant la période de l'étude à l'horizon 2030 et en assurant la fonction des nouvelles centrales à construire pour satisfaire la demande électrique additionnelle.

Autrement dit, à partir de 2020, toute nouvelle centrale qui aurait été, dans le scénario tendanciel, prévue en cycle combinée et fonctionnant au gaz naturel devrait être plutôt prévue en charbon dans le scénario de pénétration charbon. Toutefois, la construction d'une centrale à charbon requiert une durée minimale de 4 à 5 ans, dont il faudra tenir compte dans la définition du scénario.

La pénétration des énergies renouvelables sera identique à celle du scénario tendanciel, soit un taux de pénétration de 5% en 2030, de nouvelles turbines à gaz OC sont construites si nécessaire.

Les paramètres spécifiques au développement du parc de production aux différents horizons de l'étude selon ce scénario sont présentés dans le Tableau 62.

Tableau 62 : Scénario DivChar: Paramètres spécifiques au développement du parc de production

Scénario 2 – Diversification Charbon																			
Construction permise	2010			2015			2020			2025			2030						
Gaz CC	■	■	■	■	■	■	■	■	■										
Charbon										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nucléaire																			
Part renouvelable (en % de la production)																			
Eolien	1%			3%			4%						5%			5%			
Thermo solaire	0%			0%			0%						0%			0%			
Photovoltaïque	0%			0%			0%						0%			0%			

6.4.2.3. Diversification nucléaire (DivNuc)

Ce scénario est caractérisé par les facteurs suivants :

- Introduction d'une centrale nucléaire de 1000 MW à partir de 2025
- De nouvelles turbines à gaz OC et CC sont construites si nécessaire
- La pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique sera identique à celle du scénario tendanciel, soit un taux de pénétration de 5% en 2030.

Les paramètres spécifiques au développement du parc de production aux différents horizons de l'étude selon ce scénario sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 63 : Scénario DivNuc: Paramètres spécifiques au développement du parc de production

Scénario 3 – Diversification Nucléaire					
Construction permise	2010	2015	2020	2025	2030
Gaz CC	■	■	■	■	■
Charbon					
Nucléaire				■	
Part renouvelable (en % de la production)					
Eolien	1%	3%	4%	5%	5%
Thermo solaire	0%	0%	0%	0%	0%
Photovoltaïque	0%	0%	0%	0%	0%

6.4.2.4. Diversification charbon/renouvelable (DivCharRen)

Ce scénario sera identique au scénario de pénétration du charbon dans le mix énergétique (scénario 2) avec une augmentation de la part des énergies renouvelables qui devrait atteindre 15% de la production électrique à l'horizon 2030, contre 5% initialement.

Par ailleurs, au vue du caractère intermittent de la production renouvelable, il sera tenu en compte, dans la mesure du possible, la baisse du rendement des centrales de base lors de l'introduction de la nouvelle production des centrales à base d'énergies renouvelables lorsqu'elle remplace celle des centrales conventionnelles, notamment pendant les creux de la courbe de charge.

Les paramètres spécifiques au développement du parc de production aux différents horizons de l'étude selon ce scénario sont présentés dans le Tableau 64.

Tableau 64 : Scénario DivCharRen: Paramètres spécifiques au développement du parc de production

Scénario 4 – Diversification Charbon/Renouvelables					
Construction permise	2010	2015	2020	2025	2030
Gaz CC	■	■	■	■	■
Charbon				■	■
Nucléaire					
Part renouvelable (en % de la production)					
Eolien	1%	4%	8%	9%	10%
Thermo solaire	0%	0%	1%	2%	2%
Photovoltaïque	0%	1%	2%	2%	3%

6.4.2.5. Diversification renouvelable (DivRen)

Ce scénario sera identique au scénario tendanciel avec une pénétration significative des énergies renouvelables dans le mix énergétique, qui devrait atteindre 30% de la production électrique à l'horizon 2030, soit 25% de production additionnelle par rapport au scénario tendanciel.

Les paramètres spécifiques au développement du parc de production aux différents horizons de l'étude selon ce scénario sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 65 : Scénario DivRen: Paramètres spécifiques au développement du parc de production

Scénario 5 – Diversification Renouvelable					
Construction permise	2010	2015	2020	2025	2030
Gaz CC					
Charbon					
Nucléaire					
Part renouvelable (en % de la production)					
Eolien	1%	5%	13%	15%	18%
Thermo solaire	0%	2%	5%	5%	5%
Photovoltaïque	0%	1%	5%	7%	7%

6.4.3. Analyses de sensibilité

Des analyses de sensibilité servent à évaluer l'influence des paramètres clé sur les résultats du calcul.

L'évolution des prix des combustibles revêt une importance particulière pour les coûts de l'injection future en électricité. Pour les différents types de centrales qui utilisent des combustibles non renouvelables, des durées de vie d'environ 40 ans sont prises en compte dans le modèle. De ce fait, la décision d'installer une centrale est toujours liée au choix d'un combustible pour une durée de plusieurs décennies. Par ailleurs, pour toutes les centrales fossiles, une part importante des coûts de production d'électricité est imputable aux coûts d'acquisition des combustibles, si bien qu'une éventuelle augmentation représente un risque considérable pour les fournisseurs d'électricité et la collectivité. L'évolution future des prix des combustibles dépend en outre de nombreux facteurs et se caractérise en conséquence par un haut niveau d'incertitude. Ceci est par exemple illustré par le fort déploiement de l'éventail des scénarios, notamment pour le gaz naturel (cf. chapitre 2).

Suite au calcul des scénarios susmentionnés (en prenant exclusivement en considération les développements moyens des paramètres centraux), une analyse de sensibilité est réalisée sur la base d'une évolution faible et forte du prix international des combustibles (cf. Tableau 57). A des fins de simplification, il a été supposé que les coûts d'exploitation des centrales n'ont aucune influence sur la gestion du mix, c.à.d. sur les mises en marche et le fonctionnement des différentes centrales.

D'autres analyses de sensibilité sont par ailleurs concevables (p. ex. estimation haute/basse de l'investissement et de la demande électrique, estimation basse du taux d'intérêt), mais ne font pas partie intégrante de la présente étude.

Dans une perspective actuelle, la prise en compte d'un taux d'intérêt inférieur aurait pour effet d'accentuer l'impact des investissements réalisés vers la fin de la période de modélisation. Par conséquent, la construction de technologies qui requièrent des investissements spécifiques élevés (comme le charbon ou le nucléaire vers les années 2020-2030) conduirait à une hausse des investissements cumulés pour les scénarios respectifs.

6.5. Analyse des résultats

Le but de cette étape est de comparer les différents mix électriques non seulement d'après les critères technico-économiques mais aussi selon des critères socio-économiques, environnementaux et des risques. Chaque scénario est évalué selon les différents critères précédemment cités pour montrer aux décideurs les impacts et les conséquences de chaque choix.

6.5.1. Capacité installée et production électrique

Le modèle DEESY TN prend en compte les disponibilités des centrales installées dans le passé sur la base de leur année de mise en service (voir chapitre 5.2) et la durée de vie technique typique de chaque type de centrale électrique (voir chapitre 4.2). En outre, les centrales qui n'étaient pas encore en service pendant l'année de référence 2009 mais qui se trouvent déjà dans une phase de planification avancée, sont également prises en compte à partir de leur année de mise en service (voir chapitre 5.2).

La Figure 42 illustre le résultat combinant la courbe de déclassement des centrales existantes ainsi que les nouvelles centrales prévues. Les puissances représentées dans ce schéma sont donc disponibles de la même manière pour tous les scénarios. Le parc de production a une puissance de 3312 MW en 2009 (54 MW d'énergie éolienne, 1394 MW de turbines à gaz, 1080 MW de turbines à vapeur, 784 MW à cycle combiné). Alors que les turbines à vapeur sont arrêtées progressivement, de nouvelles constructions sont prévues pour tous les autres types de centrales disponibles. En 2030, le parc serait composé de 190 MW de centrales éoliennes, de 354 MW de turbines à gaz, de 360 MW de turbines à vapeur et 2000 MW de centrales à cycle combiné.

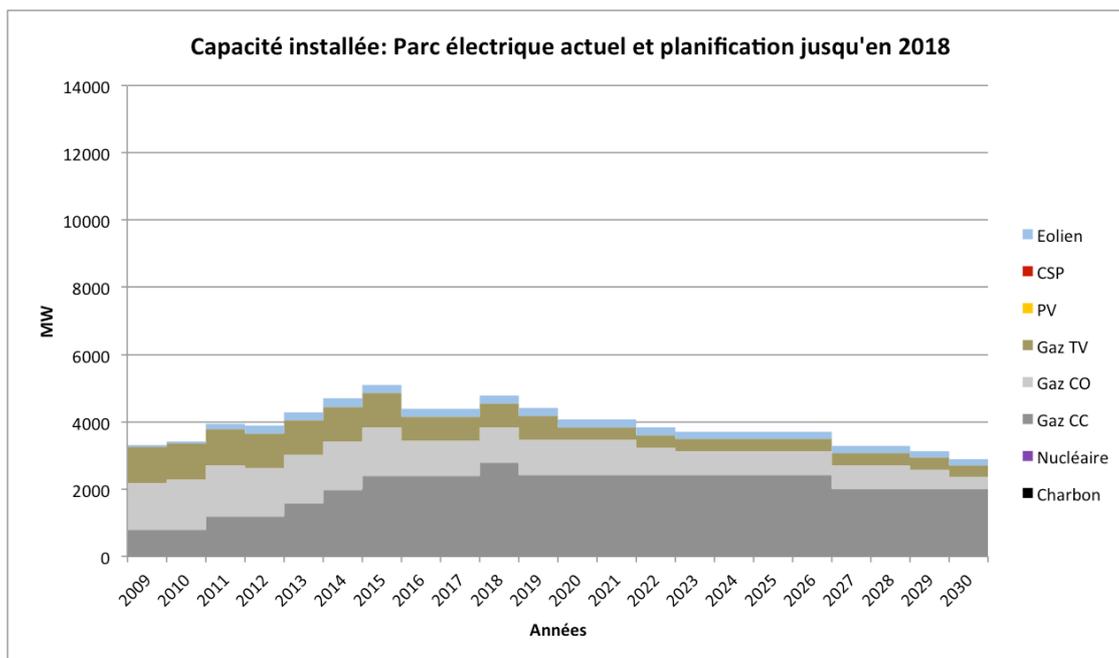


Figure 42 : Capacité installée du parc électrique actuel et planification jusqu'en 2018

En plus des centrales électriques décrites précédemment, des centrales supplémentaires sont nécessaires selon les scénarios au cours de la période de modélisation étudiée.⁹⁸ Pour la construction de capacités additionnelles, qui devront couvrir les besoins croissants en électricité et ainsi que la pointe de charge, les points suivants sont cruciaux :

- Énergies renouvelables : part spécifique de la technologie à la production d'électricité, conformément aux hypothèses définies pour chaque scénario à examiner ;
- Pointe de charge (turbine à gaz) : demande électrique en pointe de charge et besoins en capacité de back-up en fonction du degré de fluctuation de l'injection des énergies renouvelables ;
- Charge de base : demande électrique en charge de base et parts de marché des capacités additionnelles ; le cas échéant construction supplémentaire exogène établie dans le cas de la centrale nucléaire.

Les capacités totales installées, ainsi que la production nette en électricité résultant de l'exploitation des centrales électriques (hors consommation interne) est présentée ci-dessous pour tous les scénarios sur la période 2009-2030. Dans tous les scénarios, il a été spécifié qu'aucune nouvelle centrale à turbine-vapeur ne sera construite. Les centrales de ce type sont déclassées au rythme décrit par la Figure 42 et ne font donc pas partie des descriptions suivantes concernant la capacité installée.

⁹⁸ Pour la totalité de nouvelles capacités installées par type de centrale, cf. aussi Tableau 77 et suivants.

Scénario BAU

La Figure 43 montre la capacité installée dans le scénario BAU qui atteint 10654 MW en 2030. Ce scénario est caractérisé par une construction continue supplémentaire de centrales à cycle combiné en charge de base et de turbines à gaz en charge de pointe. En 2030, les CC représentant 57% de la capacité installée et les TG 35% du parc.

Pour la définition de scénario BAU, un taux de pénétration de 5% de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à l'horizon 2030 a été retenu, ce qui conduit à une augmentation faible de la capacité installée du parc éolien à 510 MW (5%) en 2030.

Les autres sources d'énergies renouvelables, le charbon ou l'énergie nucléaire ne sont pas prévues dans le scénario BAU et ne feront donc pas l'objet de construction.

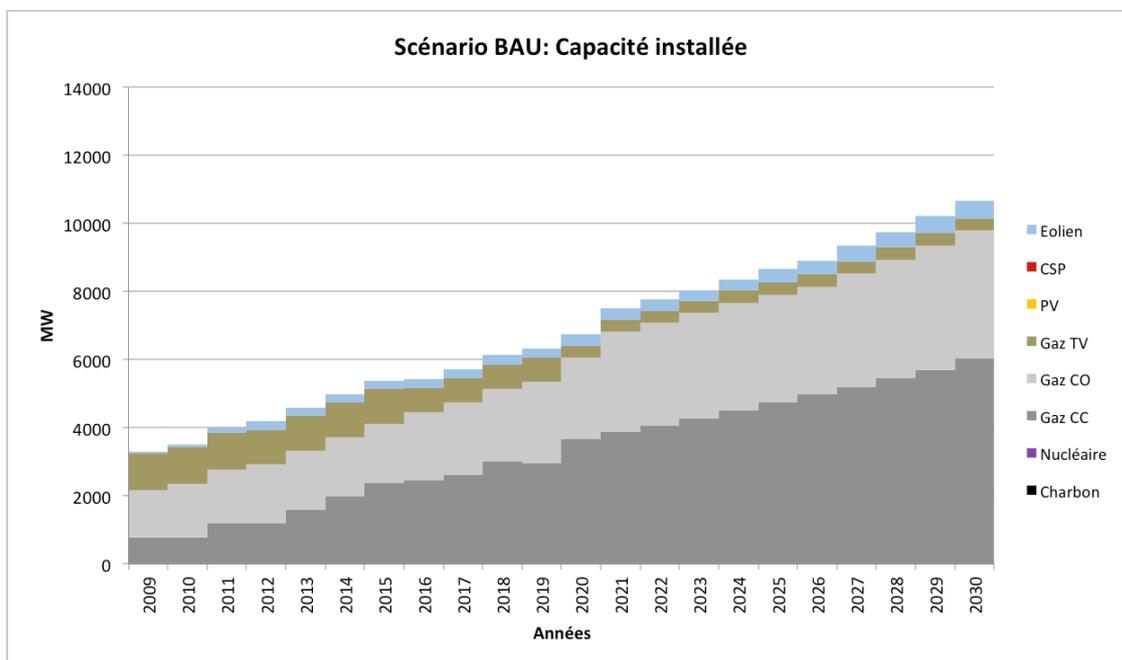


Figure 43 : Scénario BAU: Capacité installée en MW

La production nette d'électricité augmente de la même manière dans tous les scénarios, c'est-à-dire de 14 023 GWh par an en 2009 pour atteindre 36 824 GWh en 2030. La Figure 44 présente la répartition de la production par types de centrales pour le scénario BAU. Au début de la période de modélisation, les centrales à cycle combiné et les centrales à turbines à vapeur contribuent à la génération d'électricité de manière presque équivalente en raison de la capacité limitée des centrales exploitées en base (chacun des deux types de centrales produit d'environ 6000 GWh en 2009). Par la construction supplémentaire de capacités à cycle combiné (1200 MW jusqu'en 2015), la contribution des turbines à vapeur, est de plus en plus réduite (ce type de technologie est en disparition du marché pour sa faible performance). En 2030, l'électricité produite sera dominée finalement par les centrales à cycle combiné dont la part atteindrait 93% de l'électricité générée.

Non seulement les turbines à vapeur restantes mais aussi les turbines à gaz revêtent une importance secondaire en ce qui concerne les travaux réalisés pour la génération de l'électricité. La part exogène de 5% d'énergie éolienne dans la production d'électricité en 2030 correspond à environ 1855 GWh.

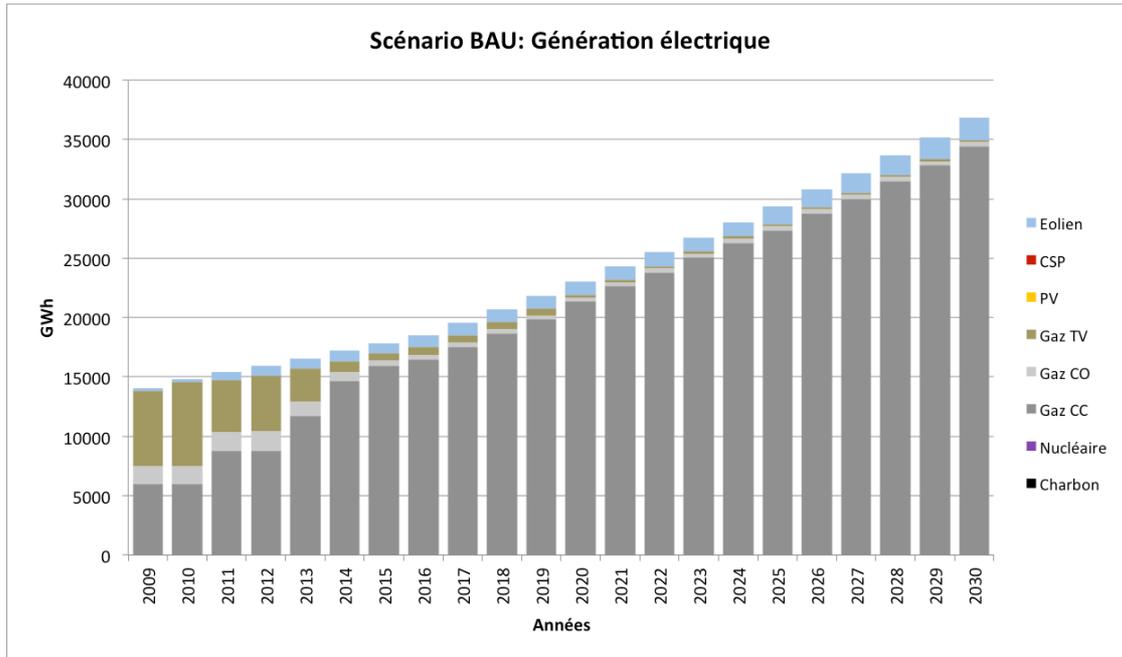


Figure 44 : Scénario BAU: Génération électrique en GWh

Scénario Diversification Charbon

La Figure 45 illustre la capacité électrique installée dans le scénario « Diversification Charbon » (DivChar) qui atteint 10668 MW. Ce scénario se caractérise particulièrement par l'introduction de centrales à charbon en charge de base à partir de 2020. Cela signifie que pour la mise hors service ou la diminution du volume de production des centrales existantes et avec l'augmentation de la demande en électricité, la demande additionnelle de charge de base sera portée jusqu'à 2019 exclusivement par de nouvelles centrales à cycle combiné. A partir de 2020, les nouvelles capacités nécessaires pour couvrir la charge de base sont exclusivement des centrales à charbon. Ainsi, en 2030 les centrales à charbon atteignent une puissance installée de 2933 MW (27% de la capacité totale installée), alors les centrales à cycle combiné ne représenteraient que 24%, soit 2541 MW. Les turbines à gaz seront construites de manière comparable au scénario BAU.

La contribution des énergies renouvelables correspond au scénario de référence BAU et se limite uniquement à l'installation de parcs éoliens dont la capacité atteindrait 510 MW en 2030.

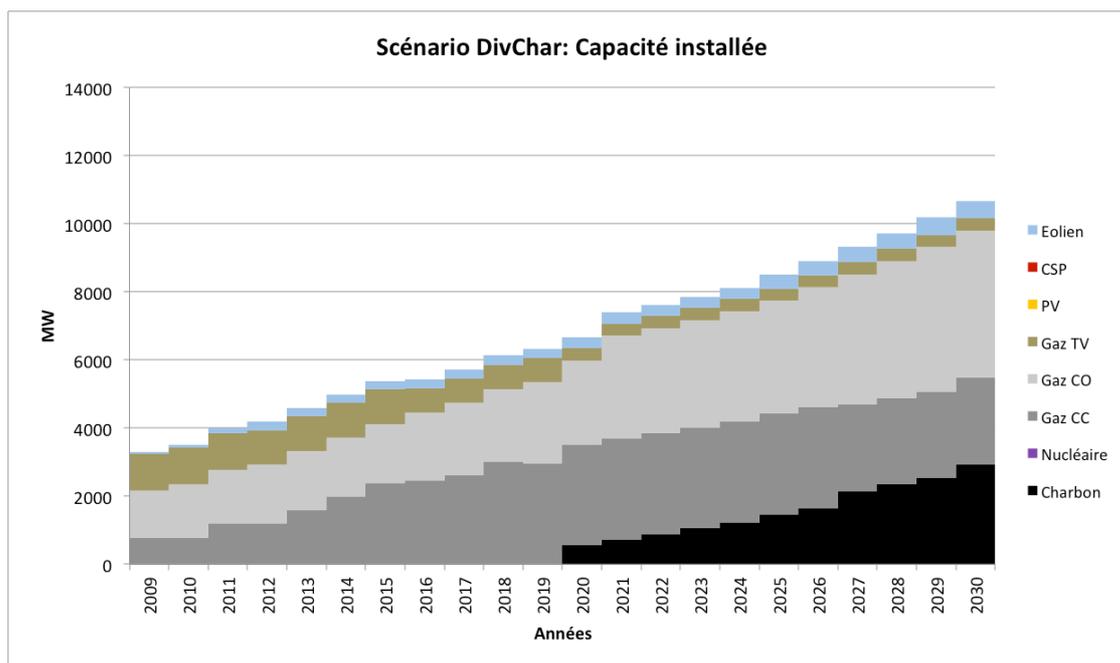


Figure 45 : Scénario DivChar: Capacité installée en MW

La Figure 46 illustre la production nette d'électricité dans le scénario Diversification Charbon. En ce qui concerne l'éolien, les centrales à turbines à gaz et à vapeur, l'évolution correspond au scénario BAU. En raison de leurs coûts d'exploitation relativement faibles, les centrales à charbon contribuent significativement à la production d'électricité, leurs contributions augmentent de 18% en 2020 - année de l'introduction de la première centrale de ce type - à 59% en 2030. La part des centrales à cycle combiné n'est plus que de 34% en 2030, ce qui traduit une diminution sensible par rapport au scénario BAU.

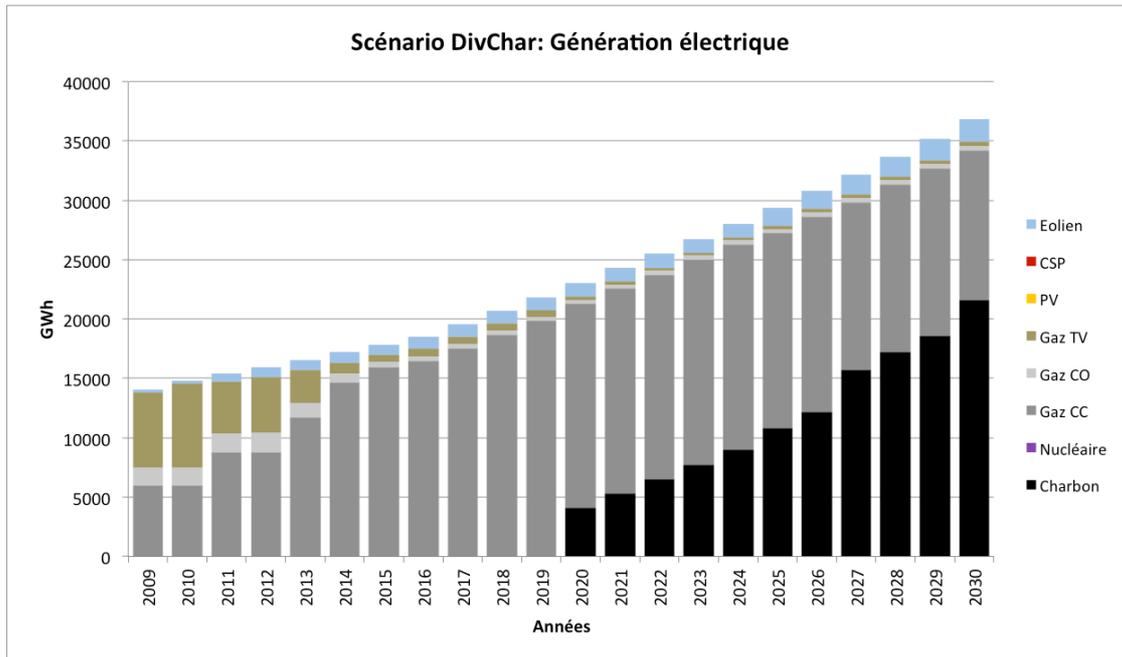


Figure 46 : Scénario DivChar: Génération électrique en GWh

Scénario Diversification Nucléaire

La Figure 47 montre l'évolution de la capacité électrique installée dans le scénario Diversification Nucléaire (DivNuc), qui atteindrait une puissance totale de 10609 MW en 2030, comparable aux scénarios décrits précédemment.

Le scénario DivNuc diffère de scénario de référence par la construction d'une centrale nucléaire d'une capacité nominale de 1000 MW en 2025. La mise en service d'une centrale électrique de cette taille se traduit par des surcapacités dans les premières années qui suivent. Ces surcapacités induisent temporairement une baisse de la charge de travail des autres centrales et une réduction des investissements dans les centrales à cycle combiné.

Comparé au BAU, en 2030, la part des cycles combiné dans la puissance installée sera un peu plus faible (47%). En ce qui concerne les centrales éoliennes et les turbines à gaz et à vapeur, l'évolution sera comparable à celle du scénario BAU.

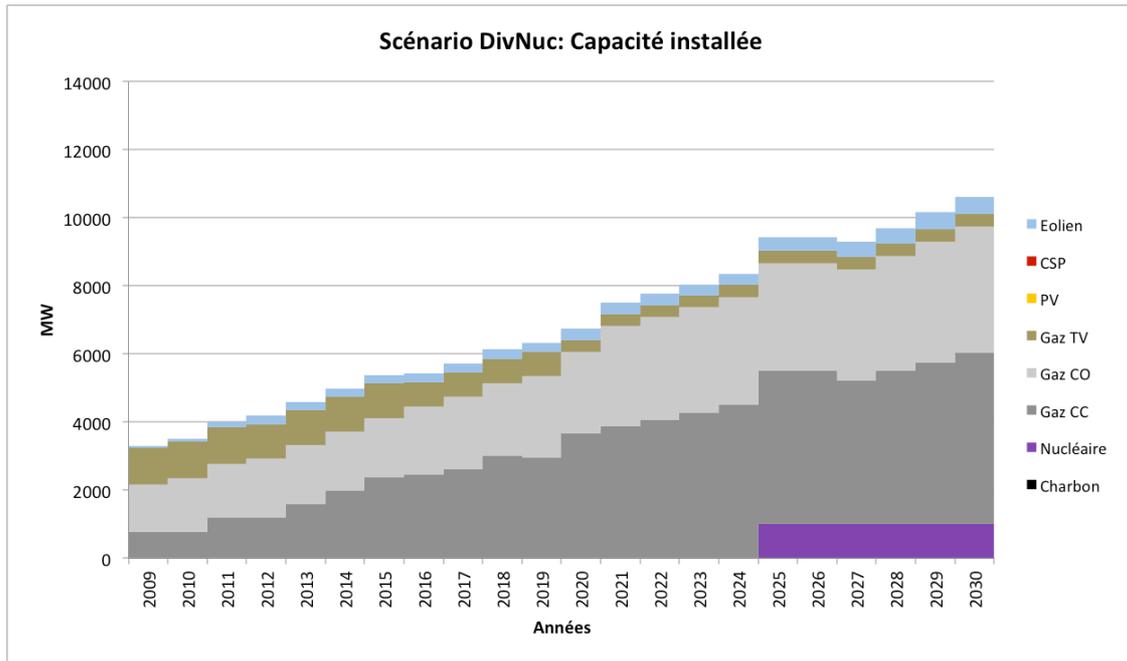


Figure 47 : Scénario DivNuc: Capacité installée en MW

La Figure 48 présente la production nette d'électricité dans le scénario DivNuc. Celle-ci évolue, jusqu'en 2025, de la manière que celle du scénario BAU. Avec la mise en service de la centrale nucléaire décrite précédemment, celle-ci sera opérée avec un facteur de charge élevé en charge de base. Elle produit de manière constante environ 7358 GWh par an jusqu'à la fin de la période étudiée, ce qui représenterait environ 20% de la production totale en 2030. La production d'électricité dans les centrales à cycle combiné sera réduite à un niveau de 73% en 2030. Pour l'éolien, les centrales à turbines à gaz et à vapeur, l'évolution est identique à celle du scénario BAU.

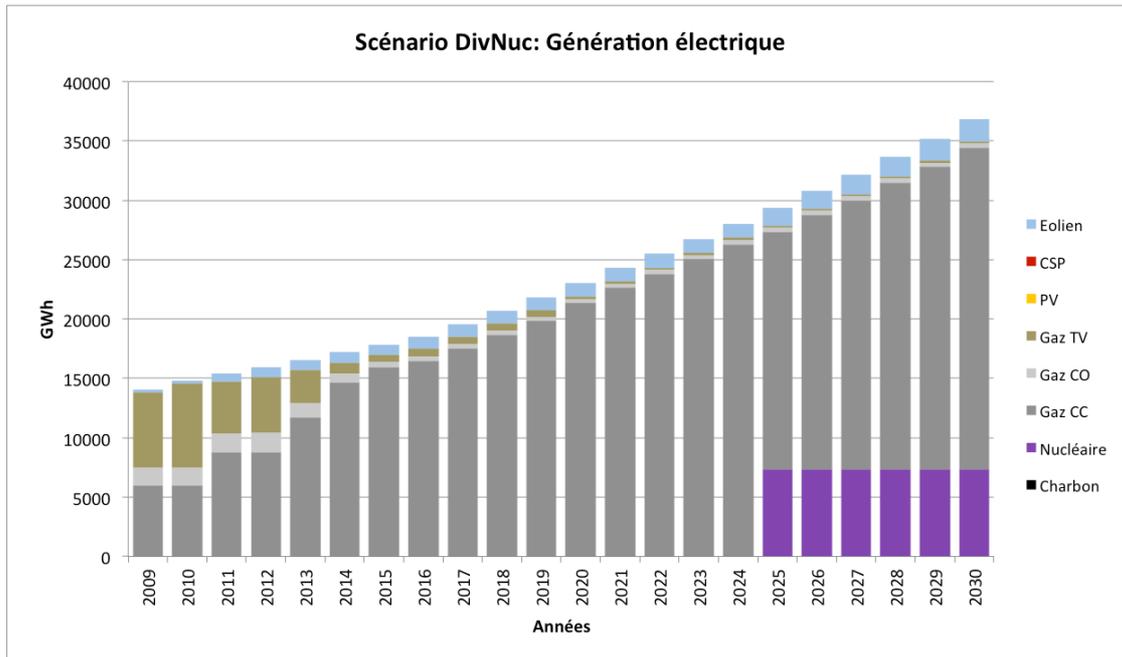


Figure 48 : Scénario DivNuc : Génération électrique en GWh

Scénario Diversification Charbon Renouvelables

La Figure 49 montre l'évolution de la capacité installée dans le scénario Diversification Charbon et Renouvelable (DivCharRen). La construction supplémentaire en capacité renouvelable est significativement différente des scénarios décrits précédemment. La capacité renouvelable devrait atteindre 1830 MW en 2030 dont 1010 MW éolien, 580 MW PV et 240 MW CSP.

En terme de production, la contribution des renouvelables devrait atteindre environ 15% de la production électrique en 2030.

Dans le scénario DivChar, la demande additionnelle de charge de base sera couverte jusqu'à 2019 exclusivement par de nouvelles centrales à cycle combiné. A partir de 2020, les nouvelles capacités nécessaires pour couvrir la charge de base sont exclusivement des centrales à charbon. Ainsi, en 2030 les centrales à charbon atteignent une puissance installée de 2551 MW (22% de la puissance totale installée). La part de puissance installée des centrales à cycle combiné serait, en revanche de seulement de 21% soit 2444 MW.

Pour compenser la faible garantie de puissance assurée par les énergies renouvelables (voir informations sur le crédit à la capacité sur chapitre 4.2), les turbines à gaz (comme secours) feront l'objet de construction plus importante comparé aux scénarios à moindre pénétration des renouvelables. La construction de ces capacités de secours ainsi que le faible facteur de charge des installations renouvelables expliquent le fait que la capacité totale installée en 2030 soit supérieure d'environ 1000 MW à celle prévue dans les scénarios précédents, soit 11 567 MW.

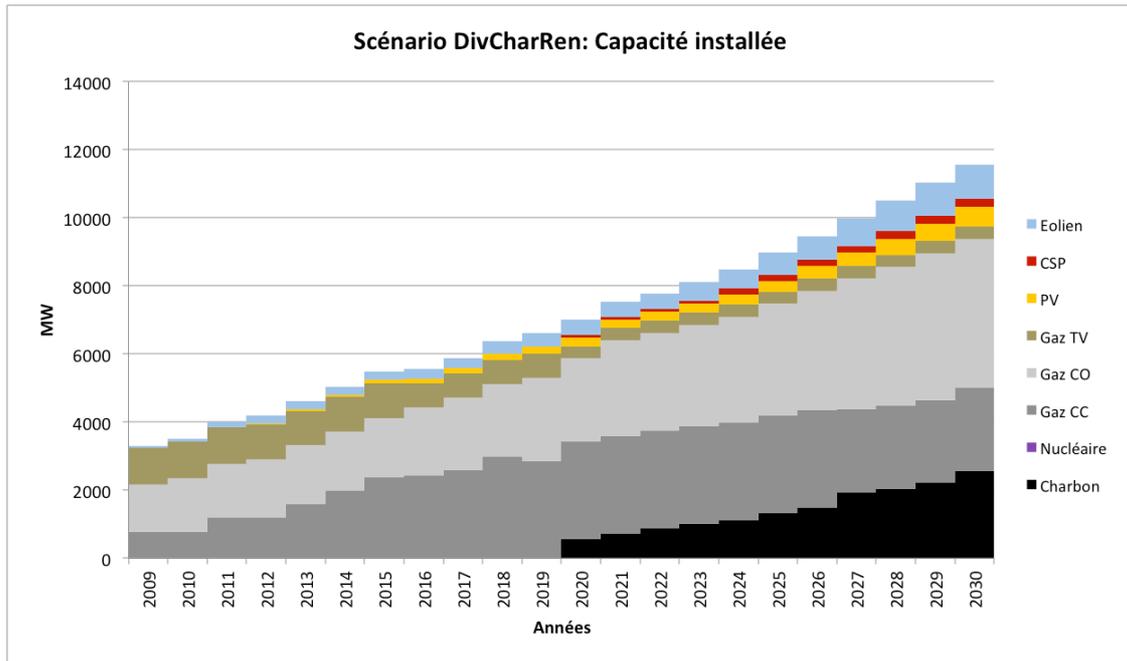


Figure 49 : Scénario DivCharRen: Capacité installée en MW

La Figure 50 représente la production nette d'électricité dans le scénario DivCharRen. En 2030, la contribution de différentes énergies renouvelables, définie comme part exogène de la production électrique, atteint 15%, avec : 10% pour l'éolien (3674 GWh), 2% pour le CSP (744 GWh) et 3% pour le photovoltaïque (1109 GWh).

Comme dans le scénario DivChar, la contribution des centrales à charbon dans la production d'électricité est significative dès l'introduction de cette technologie dans le mix, passant de 18% en 2020 à 51% en 2030. La part des centrales à cycle combiné n'est plus que de 32% en 2030, ce qui traduit une diminution sensible par rapport au scénario BAU.

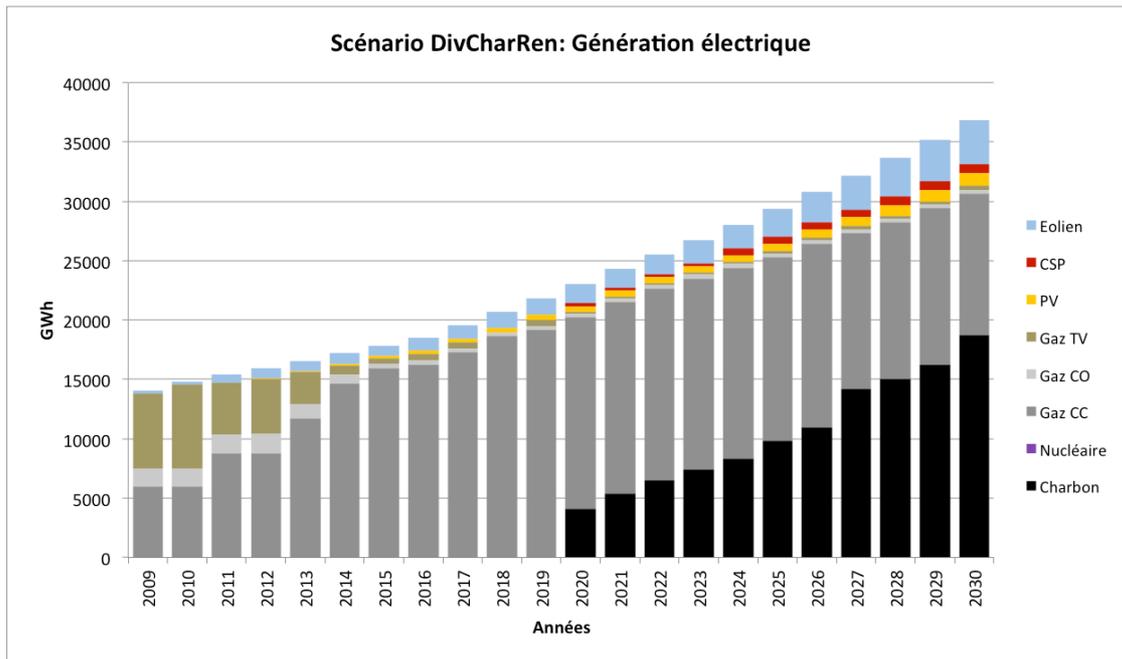


Figure 50 : Scénario DivCharRen: Génération électrique en GWh

Scénario Diversification Renouvelable

La Figure 51 montre l'évolution de la puissance installée dans le scénario Diversification Renouvelable (DivRen). Comparé aux autres scénarios, ce dernier est caractérisé par une augmentation substantielle de constructions additionnelles de toutes les technologies renouvelables prises en compte. Afin d'atteindre la part de production d'électricité de 30%, la capacité cumulée installée jusqu'en 2030 s'élève à 1520 MW éolien, 1930 MW PV et 595 MW CSP.

Comme dans le scénario BAU, la construction de nouvelles capacités de centrales non-renouvelables est couverte seulement par les centrales à cycle combiné (charge de base) et par les turbines à gaz (charge de pointe). La puissance installée en centrales à cycle combiné (4744 MW en 2030) augmente moins fortement que dans le cas du scénario BAU. En effet, la charge résiduelle est abaissée par l'injection croissante d'électricité à partir de sources renouvelables, influant sur la décision relative à la construction de nouvelles centrales à cycle combiné. En revanche, la puissance installée des turbines à gaz en 2030 est de 4031 MW et donc supérieure à la puissance du scénario BAU, permettant d'installer des puissances de secours pour supporter l'injection issue du PV et de l'éolien.⁹⁹

Selon ce scénario, la capacité totale installée en 2030 (13179 MW) est supérieure à celle prévue par les autres scénarios. Ceci peut – comme déjà expliqué pour le scénario DivCharRen – être expliqué par le fait que les renouvelables ont un faible facteur de

⁹⁹ Une intégration régionale du réseau électrique n'a pas été prise en compte dans le cadre de la simulation. Le renforcement des interconnexions avec les pays maghrébins voisins, réduirait de manière significative les besoins nationaux en puissance de secours.

charge et leur utilisation accrue dans le modèle engendrent une certaine augmentation de capacités conventionnelles de secours.

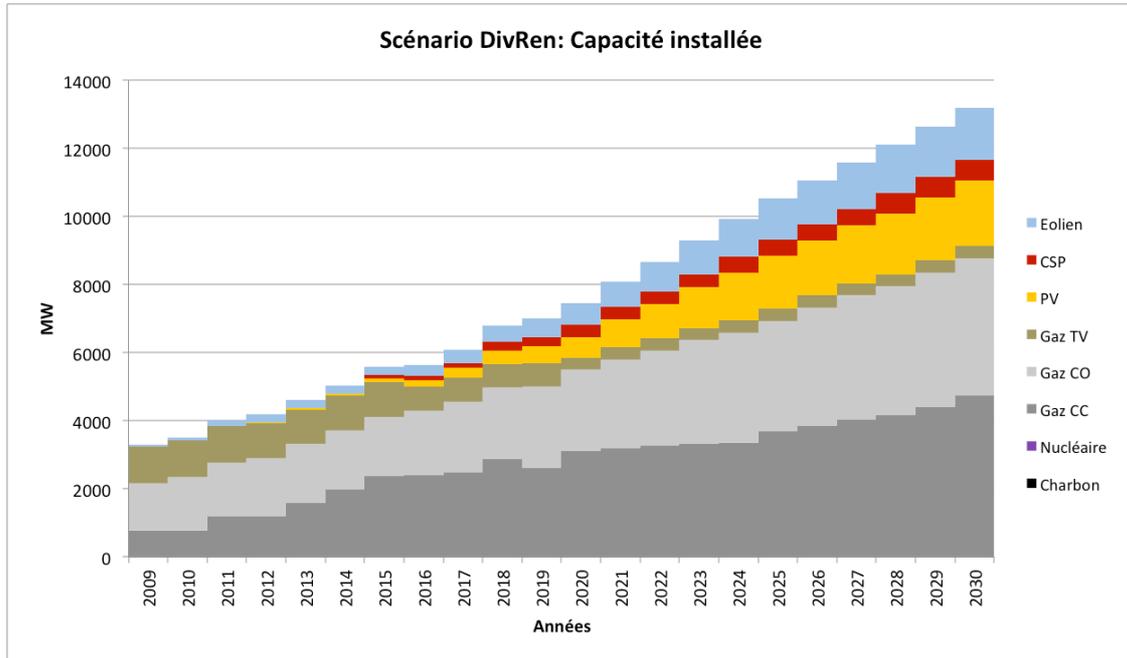


Figure 51 : Scénario DivRen: Capacité installée en MW

La Figure 52 illustre la production d'électricité dans le scénario DivRen. En 2030, la contribution de différentes énergies renouvelables, définie comme part exogène de la production électrique, atteint 30%, avec : 15% pour l'éolien (5530 GWh), 5% pour le CSP (1845 GWh) et 10% pour le photovoltaïque (3690 GWh).

Le déploiement des énergies renouvelables a pour effet de diminuer non seulement les capacités nécessaires en centrales à cycle combiné mais aussi la contribution de ces dernières dans la génération d'électricité. Cependant les centrales à cycle combiné fournissent encore 25269 GWh (69%) en 2030.

En ce qui concerne les centrales à turbines à gaz et à vapeur, l'évolution est identique à celle du scénario BAU.

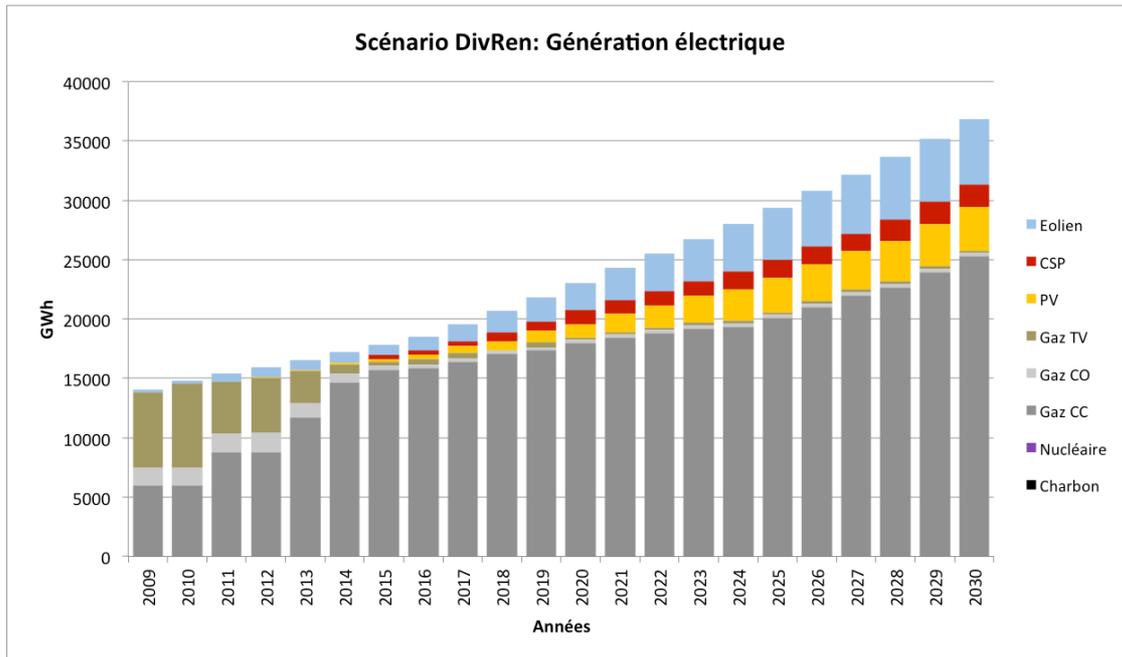


Figure 52 : Scénario DivRen: Génération électrique en GWh

6.5.2. Heures à pleine puissance

Les heures typiques à pleine charge des technologies envisagées dans chacun des scénarios correspondent au ratio entre la production d'électricité et la capacité installée. Il ressort de ce calcul des tendances similaires dans tous les scénarios, c'est pourquoi l'évolution des heures à pleine charge n'est représentée qu'à titre d'exemple pour le scénario DivRen dans la Figure 53. Il est manifeste, que les centrales à cycle combiné ainsi que les turbines à gaz et les turbines à vapeur fonctionnent plus de 6000 h/a au début de la période de modélisation, ceci étant dû à un manque de capacité dans le parc électrique pour couvrir la charge de base. Avec l'installation de nouvelles centrales à cycle combiné (1600 MW jusqu'à 2015), le taux moyen d'utilisation des turbines à vapeur, dont le rendement est faible, diminue et passe sous la barre des 1000 h/a à partir de 2015.¹⁰⁰ Quant aux centrales à cycle combiné, elles ont tendance à être utilisées de façon légèrement moins intensive dans le cas où le charbon ou le nucléaire est introduit dans le mix électrique.

A partir de 2009, les turbines à gaz sont utilisées la plupart du temps pour couvrir les charges de pointe et cette tendance s'accroît au cours des années. Dans la deuxième moitié de la période de modélisation, les heures de production à pleine charge de ces centrales sont très faibles. Cela s'explique par le fait que de nombreuses turbines à gaz ne sont en fait pas utilisées dans le modèle pour fournir de l'électricité mais servent de capacités de back-up (réserve) pour les centrales renouvelables dont l'injection d'électricité est fluctuante.

¹⁰⁰ En 2018, le taux d'utilisation des centrales à gaz (TV et CC) sera à nouveau influencé par la mise en service d'une centrale de base supplémentaire de 400 MW qui aurait été définie de manière exogène.

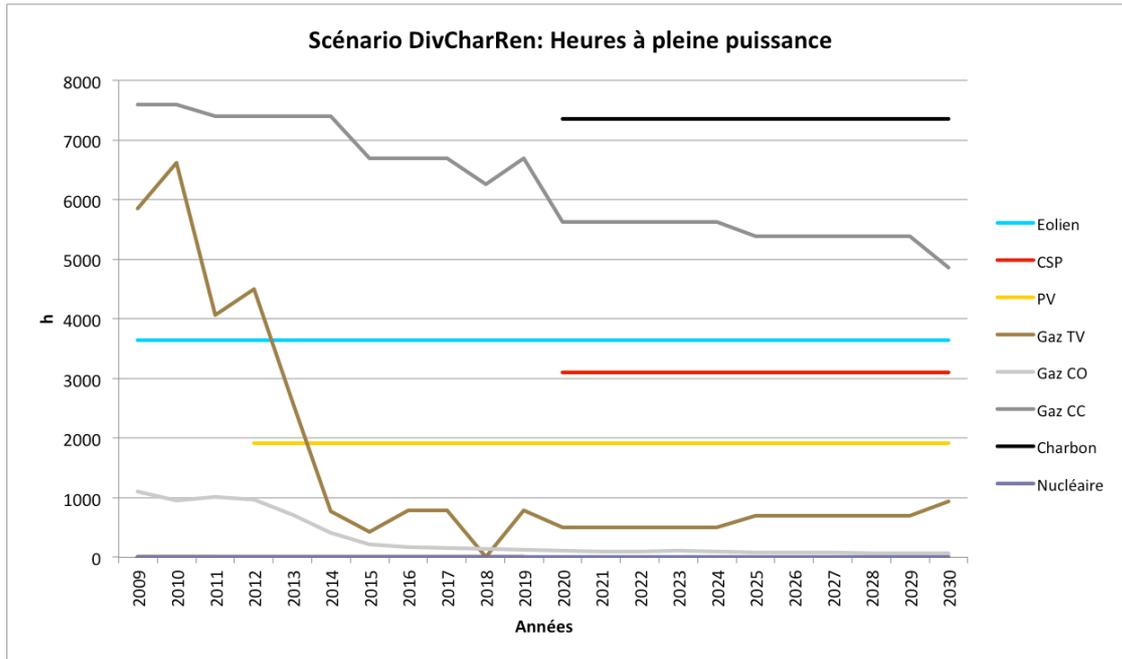


Figure 53 : Scénario DivCharRen: Heures à pleine puissance par type de centrale

6.5.3. Résultats technico-économiques

La section suivante décrit les résultats technico-économiques quantitatifs des modèles de calcul. L'évolution de chaque critère examiné sur la période de 2009 à 2030 est présentée pour tous les scénarios envisagés. Les critères pertinents sont, dans ce cas, le besoin en énergie primaire, les investissements, les annuités, les coûts des combustibles et les coûts de production d'électricité.

6.5.3.1. Scénario d'après les hypothèses moyennes

Les résultats présentés tiennent tout d'abord compte des développements moyens correspondants des chapitres 2, 3 et 4 pour les prix des combustibles, la demande en électricité et les frais d'investissement. Les résultats économiques concernant les annuités et les coûts de production incluent également les coûts en capital des centrales qui ont été mises en service antérieurement. Les coûts externes de production d'électricité sont pris en compte dans différentes variantes, comme décrit plus loin.

Demande d'énergie primaire

La Figure 54 décrit l'ensemble de la demande en énergie primaire qui doit être couverte par les sources non renouvelables dans les scénarios envisagés.

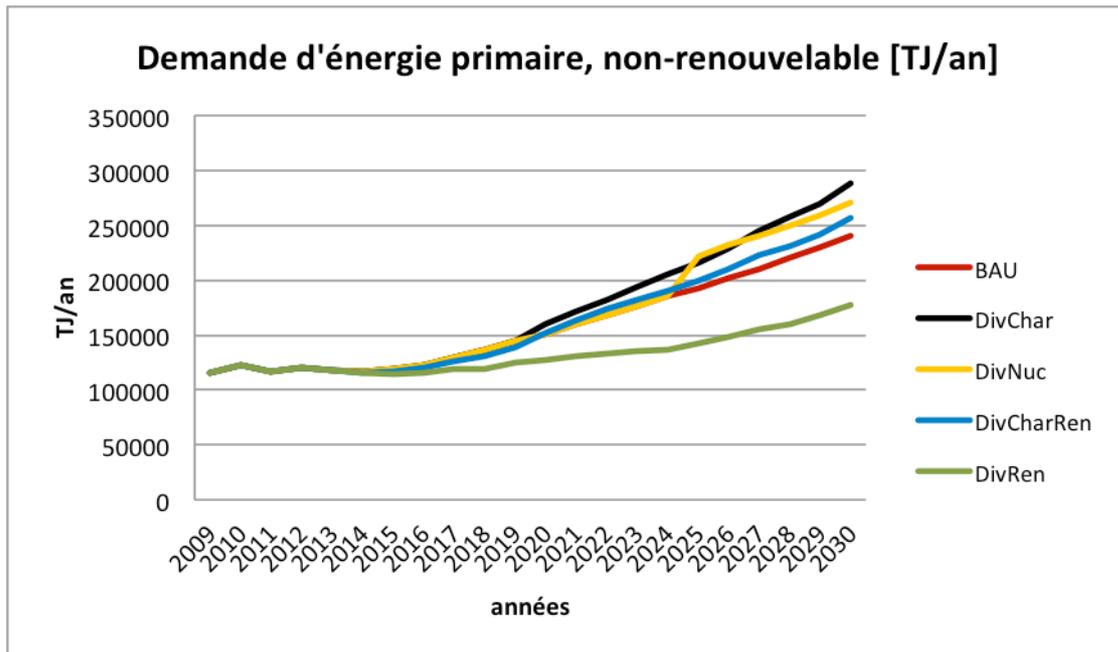


Figure 54 : Demande d'énergie primaire, non-renouvelable

D'une manière générale, la demande d'énergie primaire est la même dans tous les scénarios et reste relativement stable entre 2009 et 2014. Ceci est dû au fait que l'évolution du parc est identique durant cette période. Ainsi, la part des centrales à gaz CC dans la production annuelle d'électricité passe de 42% à 85% au détriment des centrales à gaz OC et à turbine-vapeur. Il en suit une amélioration sensible du rendement du parc électrique, ce qui compense en partie l'augmentation de la demande électrique.

La demande en énergie primaire non renouvelable évolue ensuite de manière spécifique aux scénarios en fonction de la proportion considérée d'énergies renouvelables ainsi que de la répartition de la production d'électricité fossile sur les diverses technologies avec différents rendements de conversion.

Bien que la production d'électricité dans le scénario BAU soit principalement assurée par les centrales à cycle combiné avec un rendement élevé typique de 53,2 %, une augmentation d'un facteur 2 du besoin en énergie primaire à l'horizon 2030 est observée.

Le scénario DivNuc suit la même évolution que le scénario BAU, jusqu'à ce que la centrale nucléaire entre en service. Le faible rendement des centrales nucléaires de 33 % à cette date engendre une nette augmentation de la demande en énergie primaire. Par la suite, l'augmentation de la demande électrique est assurée par la construction de nouvelles turbines à gaz CC, si bien que le scénario DivNuc suit une évolution parallèle à celle du scénario BAU. En 2030, le scénario est caractérisé par une forte demande en énergie primaire d'environ 270 PJ, soit un facteur de 2,3 par rapport à la valeur de départ en 2009.

Dans le scénario DivChar, la demande en énergie primaire augmente plus rapidement que celle du scénario BAU dès 2020 avec l'entrée dans la production d'électricité à partir du charbon. En 2030, cette demande est plus importante que celle de tous les autres scénarios, soit 288 PJ (augmentation d'un facteur de 2,5 par rapport à 2009).

Sur la période 2014-2019, la demande en énergie primaire dans le scénario DivCharRen reste légèrement inférieure à celle du scénario BAU grâce à la pénétration plus élevée des énergies renouvelables. Une légère augmentation de la demande d'énergie primaire se profile à partir de 2020 par rapport à BAU avec le début de la construction de centrales au charbon mais qui reste qui toutefois nettement inférieure à celle générée par le scénario DivChar. En 2030, la demande se situe à environ 256 PJ, soit 2,2 fois la consommation de départ en 2009.

La pénétration rapide et conséquente des énergies renouvelables contribue, dans le scénario DivRen à freiner l'augmentation de la demande en énergie primaire fossile beaucoup plus fortement que dans les autres scénarios. La demande n'augmente certes que d'un facteur 1,5 entre 2009 et 2030, mais une baisse absolue ne peut encore être atteinte par le niveau de pénétration renouvelable considéré dans ce scénario.

En conclusion, dans tous les scénarios envisagés, une augmentation absolue de la demande en énergie primaire fossile et nucléaire est observée. Une tendance à la stabilisation n'est constatée que dans le scénario DivRen.

La demande en énergie primaire par combustibles pour chacun des scénarios est présentée ci-après.

Demande en gaz naturel

La Figure 55 montre l'évolution de la demande en gaz naturel jusqu'en 2030 pour les différents scénarios.

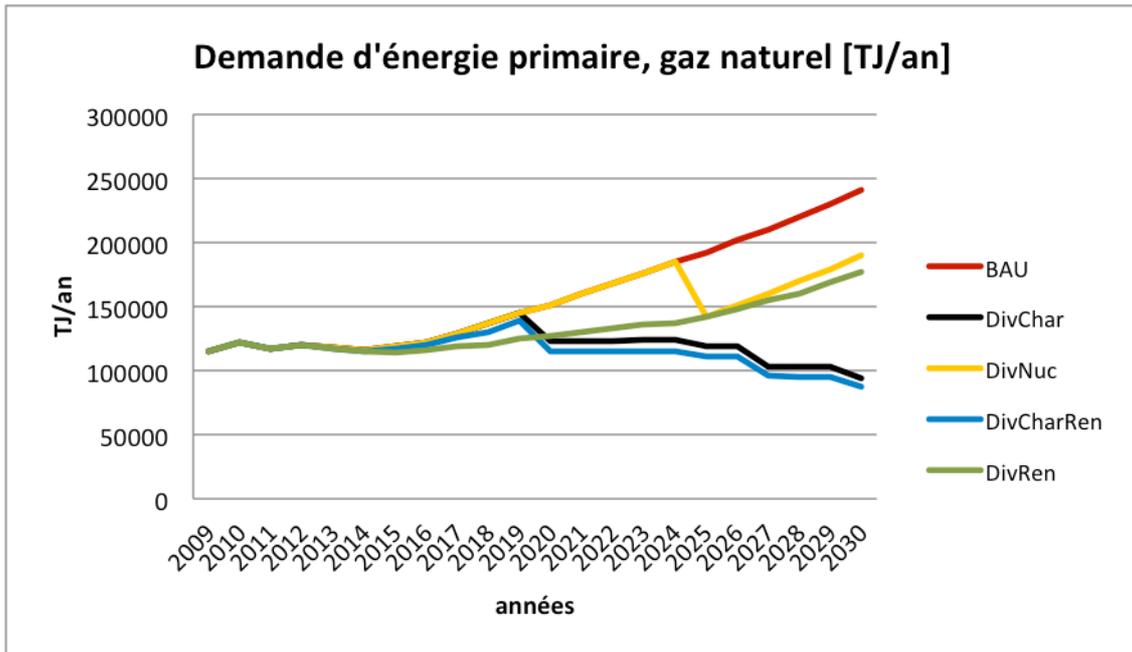


Figure 55 : Demande d'énergie primaire, gaz naturel

Dans les scénarios BAU et DivRen, la demande en gaz naturel est identique à celle de la totalité de la demande en énergie primaire non renouvelable décrite précédemment, dans la mesure où ces scénarios n'ont recours à aucune autre source d'énergie hormis le gaz naturel. Ceci s'applique aux autres scénarios jusqu'en 2019, dans la mesure où aucun scénario ne met en œuvre une diversification (nucléaire ou fossile) avant l'année 2020.

Dans le scénario DivNuc, la demande en gaz naturel diminue avec la mise en service de la centrale nucléaire en 2020 et atteint en 2030 190,4 PJ, ce qui correspond à une augmentation de la demande de 65 % par rapport à 2009.

Seuls les scénarios DivChar et DivCharRen permettent de réduire la demande absolue en gaz naturel par rapport à 2009 (115,2 PJ), soit 19 % pour le premier (93,7 PJ en 2030) et 24 % pour le second (87,5 PJ). Toutefois, cela n'est possible qu'au prix d'une dépendance plus grande vis-à-vis du charbon, qui doit être importé. Ainsi, malgré le découplage entre la demande d'électricité et la consommation de gaz naturel, les scénarios DivChar et DivCharRen n'apportent pas de réelle contribution à l'indépendance énergétique de la Tunisie.

Demande en charbon

La Figure 56 montre la demande énergétique primaire en charbon dans les scénarios DivChar et DivCharRen.

Plus les deux scénarios s'éloignent l'un de l'autre entre 2020 et 2030 en ce qui concerne la pénétration des énergies renouvelables, plus la différence de la demande en charbon augmente. Le scénario DivChar permet d'atteindre en 2030 une consommation de houille de 194 PJ (7,4 Mt) qui reste bien entendu supérieure à celle du scénario

DivCharRen de 168 PJ (6,4 Mt). En effet, ce dernier scénario est marqué par une charge résiduelle plus faible, ce qui engendre moins de nouvelles constructions de centrales fossiles. La proportion de charbon par rapport à l'ensemble de la demande en énergie primaire non renouvelable ne diffère que modérément entre les deux scénarios en 2030 (DivChar 67 %, DivCharRen 66 %).

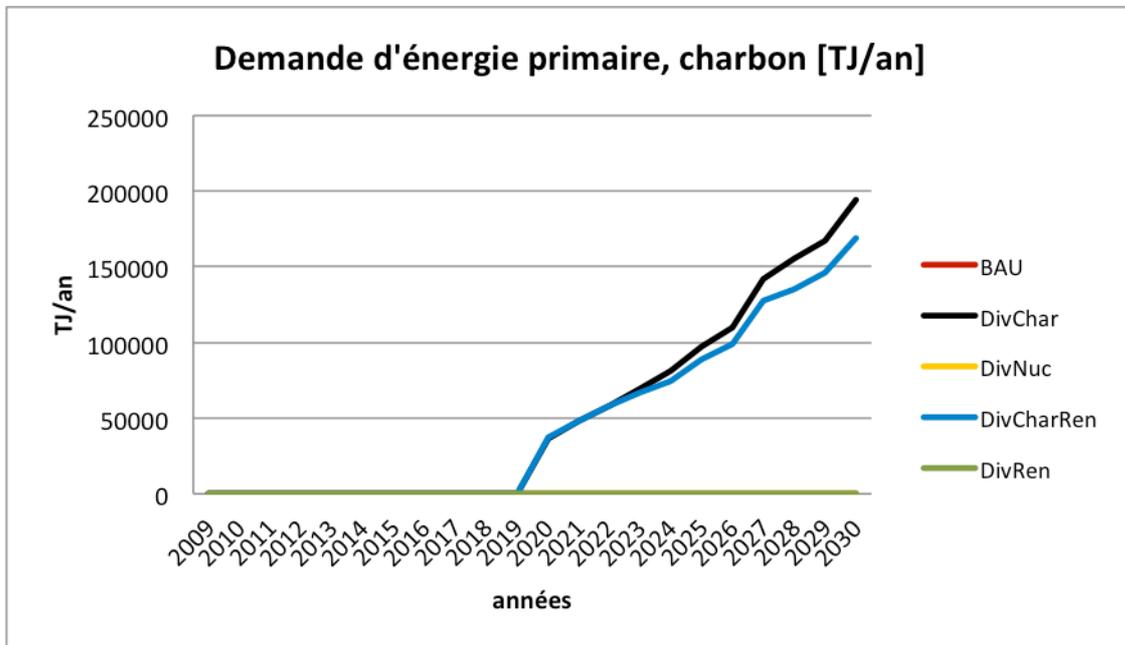


Figure 56 : Demande d'énergie primaire, charbon

Demande en combustible nucléaire

L'utilisation de l'énergie nucléaire est uniquement prévue dans le scénario DivNuc. La représentation de l'exploitation de la centrale nucléaire dans le modèle avec des heures de pleine charge constantes induit une demande également constante en combustible nucléaire de 80,3 PJ par an à compter de l'année de mise en service de la centrale en 2025, ce qui correspond à une proportion de 30 % en matière de demande en énergie primaire non renouvelable en 2030.

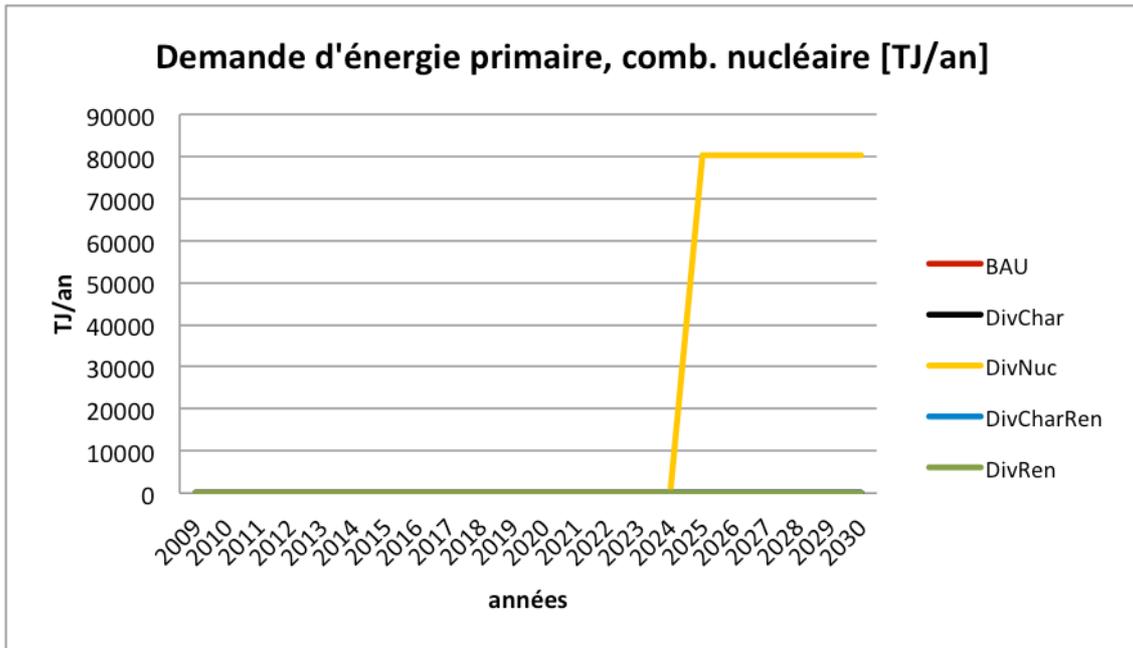


Figure 57 : Demande d'énergie primaire, combustible nucléaire

Investissement

Les données économiques mentionnées dans ce chapitre (investissements, annuités, coût de carburant, coût de revient) décrivent l'évolution des coûts pendant la période d'examen et n'ont de ce fait pas été actualisées. Pour disposer d'une perspective actuelle de la comparaison des résultats économiques cf. les valeurs actualisées du Chapitre 6.5.7, Tableau 69.

Les investissements nécessaires pour chaque scénario sont représentés par la Figure 58.

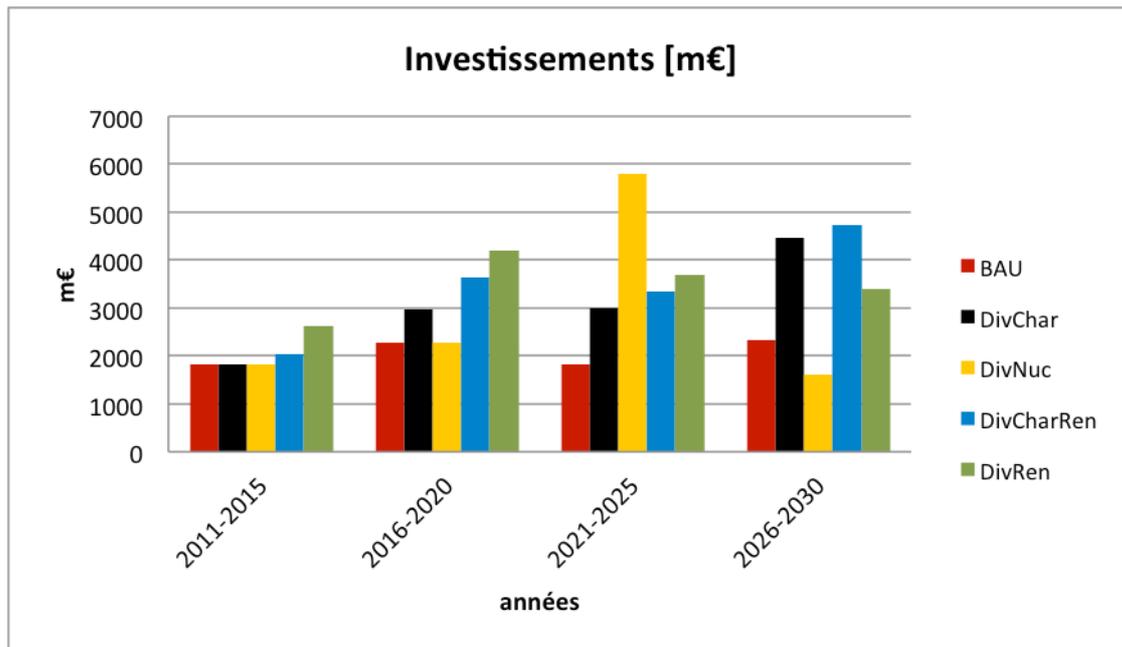


Figure 58 : Investissements nécessaires dans le parc énergétique jusqu'en 2030 pour les 5 scénarios étudiés (en €2010, non actualisé)

Parmi toutes les technologies considérées dans cette étude, les turbines à gaz CO et CC sont celles qui ont un coût d'investissement spécifique le plus faible avec respectivement 600 €/kW et 750 €/kW en 2010. De fait, le scénario BAU, qui est marqué par une « stratégie gaz » est sans surprise celui qui nécessite le moins d'investissement : 8.500 millions d'euros sur la période 2011-2030.

Jusqu'à 2014, l'investissement est le même pour tous les scénarios, car les nouvelles centrales nécessaires sont déjà planifiées. Les centrales à charbon ayant un coût d'investissement spécifique environ 2,5 fois plus important que les turbines à gaz CC (1860 €/kW contre 750 €/kW), les investissements nécessaires pour couvrir la charge de base dans le scénario DivChar dépassent ceux du scénario BAU et ce dès 2020, date de construction de la première centrale à charbon. Cette tendance se maintient jusqu'en 2030 si bien que le scénario DivChar nécessite sur les 20 ans étudiés 12.517 millions d'euros d'investissement, soit 47% de plus que pour le scénario BAU.

Concernant le scénario DivNuc, il est similaire au scénario BAU jusqu'en 2024. En 2025, suite à la construction de la centrale nucléaire, qui est la technologie nécessitant le plus de capital parmi les technologies non-renouvelables, un pic d'investissement de 4.264 millions d'euros est constaté.¹⁰¹ La mise en service de cette centrale nucléaire crée une situation de surcapacité dans le parc électrique pendant 3 ans, si bien que les investissements entre 2026 et 2030 sont plus faibles que dans le scénario BAU. Au total, le scénario DivNuc nécessite 11.738 millions d'euros d'investissement entre 2009 et 2030, un niveau très proche de celui du scénario DivChar.

¹⁰¹ DEESY-TN prend en compte les „overnight costs“ et les frais intercalaires

Dans le scénario DivCharRen, la part absolue des énergies renouvelables dans le mix est 10% plus importante que dans le scénario DivChar. Les énergies renouvelables étant des technologies intensives en capital, les investissements nécessaires pour DivCharRen sont supérieurs à ceux de DivChar dès 2015. Au total, DivCharRen nécessite 14.020 millions d'euros d'investissement, soit 12% de plus que DivChar.

Le dernier scénario, DivRen, est caractérisé par une grande pénétration des énergies renouvelables dans le mix. Ces technologies sont à l'heure actuelle relativement onéreuses et nécessitent, du fait de leur production intermittente, un investissement supplémentaire dans des centrales conventionnelles afin d'assurer un back-up. Cela explique que l'investissement dans ce scénario (14.137 millions d'euros) est 66% plus important que dans le scénario BAU. Le surinvestissement par rapport au scénario DivChar est de 13%. Il est cependant à noter que les énergies renouvelables sont des technologies relativement nouvelles, si bien que les investissements spécifiques n'ont cessé de diminuer dans le passé; cette tendance devrait se maintenir au cours des 20 prochaines années : -20% pour l'éolien, -60% pour le photovoltaïque et -30% pour le CSP.¹⁰² Cette chute des prix explique le fait que l'investissement nécessaire dans ce scénario ne cesse de diminuer entre 2016 et 2030.

Annuités

Après avoir étudié les investissements nécessaires, il est intéressant de se pencher sur les annuités, qui constituent une composante importante dans la structure des coûts de production de l'électricité. La Figure 59 montre les annuités pour chaque mix électrique. Les résultats présentés prennent en compte les investissements de toutes les centrales en fonctionnement dans l'année considérée et un taux d'actualisation de 8%, pour le calcul des annuités.

¹⁰² cf. chapitre 4

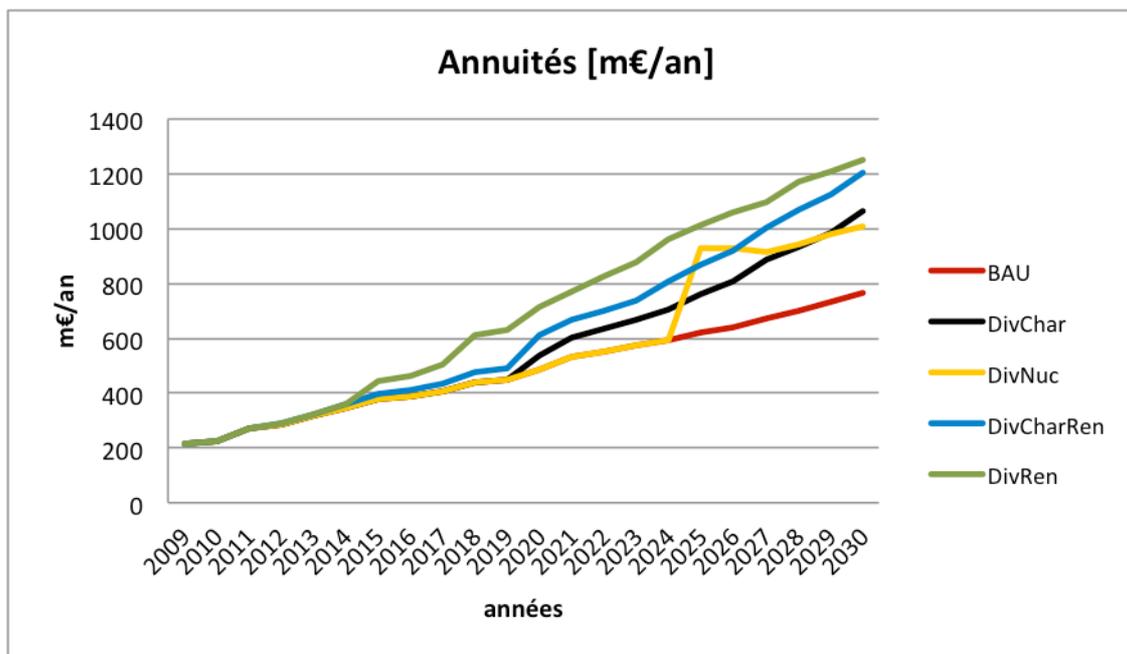


Figure 59 : Annuités de l'investissement dans le parc énergétique jusqu'en 2030 pour les 5 scénarios étudiés (en €2010, non actualisé)

Les annuités de l'investissement dans le scénario BAU passent de 214 millions d'euros/an en 2009 à 767 millions d'euros/an en 2030. Ceci est dû à deux facteurs : d'une part, la demande électrique nette augmente de plus de 150%¹⁰³ durant la période observée, ce qui nécessite un renforcement de la puissance installée dans le même ordre de grandeur, d'autre part, les turbines à gaz CO sont en partie remplacées par des turbines à gaz CC plus performantes mais 25% plus chères.

Les annuités dans le scénario DivNuc sont dans un premier temps identiques à celles du scénario BAU. Suite à la construction de la centrale nucléaire, les annuités passent de 595 millions d'euros à 928 millions d'euros, soit 56% d'augmentation en un an.

Dans le scénario DivChar, les annuités sont similaires à celles du scénario BAU jusqu'en 2019. La part croissante du charbon dans le mix fait augmenter les annuités progressivement jusqu'à 1.066 millions d'euros en 2030, niveau proche du scénario DivNuc.

Quant aux annuités du scénario DivRen, elles augmentent à partir 2014 beaucoup plus rapidement que dans le BAU pour atteindre 1.252 millions d'euros en 2030. Le scénario DivCharRen quant à lui se situe logiquement entre le DivChar et le DivRen en terme de coût d'annuités.

¹⁰³ 13013 GWh en 2009 contre 33266 GWh en 2030

Coût de carburants

L'autre poste majeur dans la structure des coûts de production d'électricité est celui lié aux coûts de carburants. La Figure 60 montre l'évolution de ceux-ci entre 2009 et 2030 pour les cinq scénarios considérés.

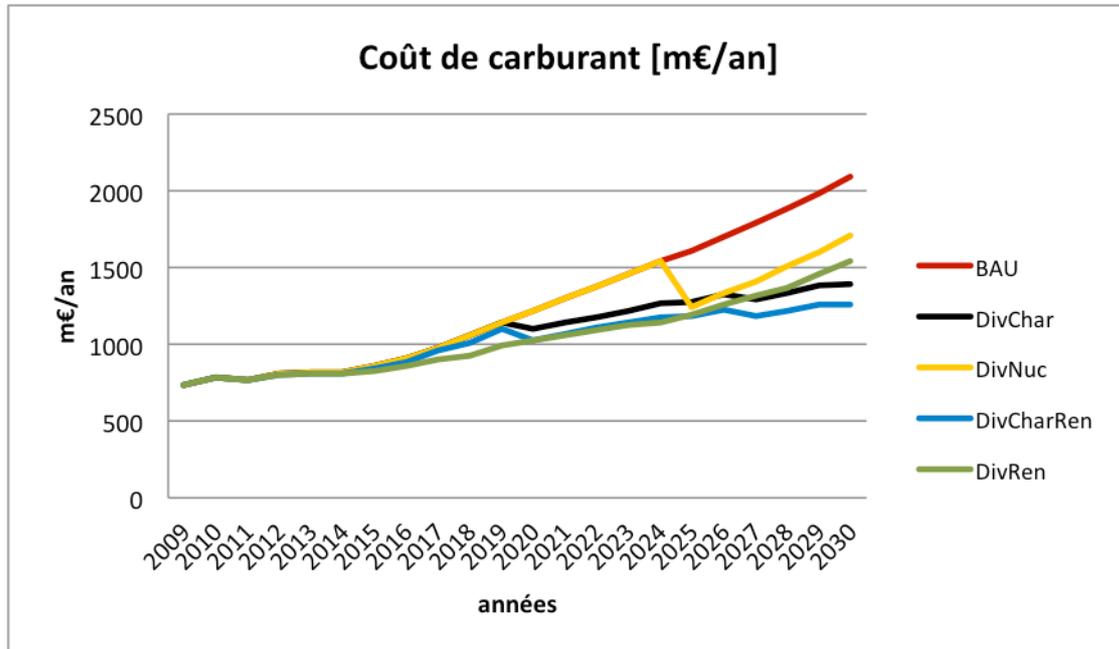


Figure 60 : Coût de carburant (en €2010, non actualisé)

D'une manière générale, les coûts des combustibles sont les mêmes dans tous les scénarios et restent relativement stables¹⁰⁴ entre 2009 et 2014. Ceci est dû au fait que l'évolution du mix électrique est identique durant cette période : la puissance installée des centrales à gaz CC augmente de 784 MW à 1984 MW. Ainsi, la part des centrales à gaz CC dans la production annuelle d'électricité passe de 42% à 85% au détriment des centrales à gaz OC et à turbine-vapeur. Il en suit une amélioration sensible du rendement général du parc électrique, ce qui compense l'augmentation du prix du gaz.

A partir de 2014 la production d'électricité dans le scénario BAU est assurée essentiellement par les turbines à gaz CC, si bien que le coût de carburant croît directement en fonction de l'évolution du prix du gaz et de la demande électrique. Au final, ce scénario est le plus coûteux pour ce qui est des coûts de combustible. En 2030, 2,091 millions d'euros sont alloués à la facture du gaz pour répondre à la demande d'électricité, soit 2,3 fois plus qu'en 2010.

Le scénario DivNuc suit la même évolution que le scénario BAU, jusqu'à ce que la centrale nucléaire entre en service, permettant alors de diminuer la consommation de gaz de 23,4% en 2025, et le coût du carburant de 19,6%. Par la suite, l'augmentation de la demande électrique est assurée par la construction de nouvelles turbines à gaz CC, si

¹⁰⁴ environ 750 millions d'euros par an

bien que le scénario DivNuc suit une évolution parallèle à celle du scénario BAU. En 2030, le scénario DivNuc est le deuxième scénario le plus coûteux en terme de dépense pour le carburant : 1.706 millions d'euros sont nécessaires, soit 18% de moins que dans le scénario BAU.

Dans le scénario DivRen, la part croissante des énergies renouvelables dans le mix permet dès 2014 de diminuer la consommation de gaz par rapport au scénario BAU. Entre 2014 et 2030, les dépenses de carburant augmentent seulement de 4,1% par an contre 6,1% par an dans le scénario BAU, et atteignent 1.543 millions d'euros en 2030, soit 26% de moins que le scénario BAU. Ce scénario est sur l'ensemble de la période observée l'un des moins chers quant aux coûts de combustibles.

Grace à l'introduction du charbon, qui est une énergie primaire beaucoup moins chère que le gaz, le scénario DivChar parvient à partir de 2020 à modérer l'augmentation du coût total de carburant. Ce poste de dépense n'augmente alors que de 2,4% par an entre 2020 et 2030. Du fait de la part très importante du charbon dans la production d'électricité en 2030 (60%), le coût du carburant dans le scénario DivChar se limite à 1.391 millions d'euros.¹⁰⁵

Le scénario DivCharRen se distinguant du scénario DivChar par une pénétration accrue des énergies renouvelables, le coût des carburants s'en retrouve abaissé. A la fin de la période observée, le scénario DivCharRen est le moins onéreux en termes de coûts de carburant (1.262 millions d'euros en 2030).

Coût de revient total (sans externalités)

La Figure 61 montre le coût de revient total de la production d'électricité sans considérer les externalités. Celui-ci comprend ainsi uniquement les annuités d'investissement, les coûts liés aux combustibles et les frais O&M.

¹⁰⁵ ce résultat est en deçà du scénario DivRen, car la part des renouvelables dans ce dernier scénario est de seulement 30% en 2030

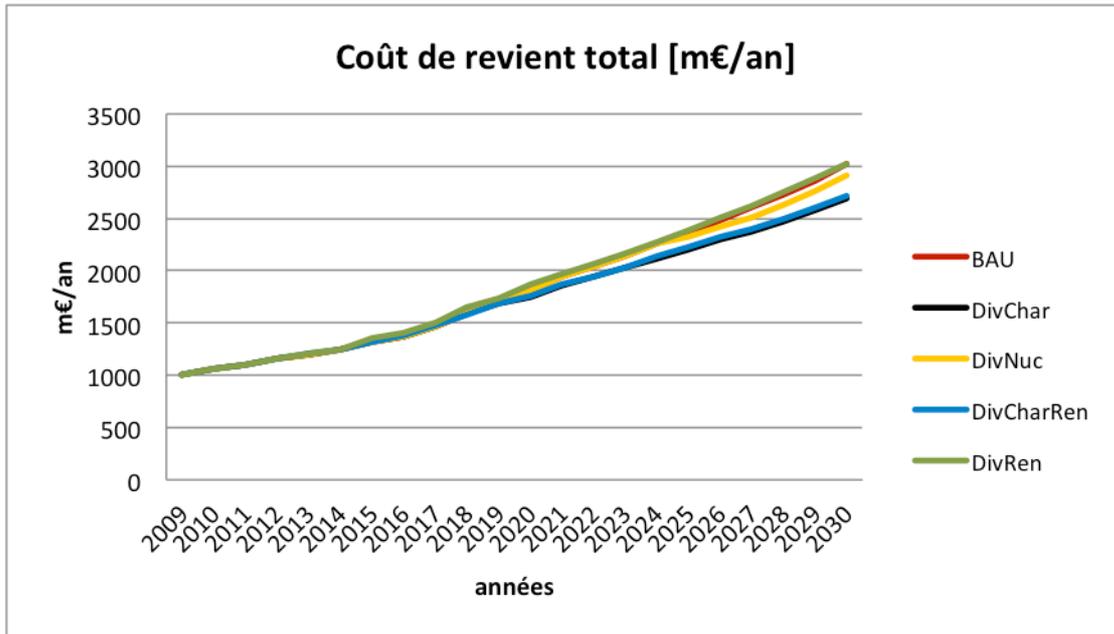


Figure 61 : Coût de revient total, sans externalités (en €2010, non actualisé)

Le coût de revient total qui s'élève à 1.066 millions d'euros en 2010 est multiplié globalement par environ 2,69 en 20 ans, pendant que la demande électrique augmente d'environ 150%. Le scénario DivChar, caractérisé par des frais d'investissement modérés et des coûts de carburants très faibles, s'avère être le scénario le plus compétitif, suivi par le scénario DivCharRen. Les scénarios « charbon » sont en 2030 environ 7% plus compétitifs que le scénario nucléaire. En faisant abstraction des externalités, les scénarios BAU et DivRen sont les plus onéreux, le coût de revient de la production électrique total est respectivement de 3.019 et 3.023 millions d'euros en 2030, soit 3,8% de plus que le scénario DivNuc.

Coût de revient spécifique (sans externalités)

Le coût de revient spécifique sans externalités est représenté par la Figure 62. Pour un fournisseur d'électricité, le coût de production de l'électricité est une donnée centrale.

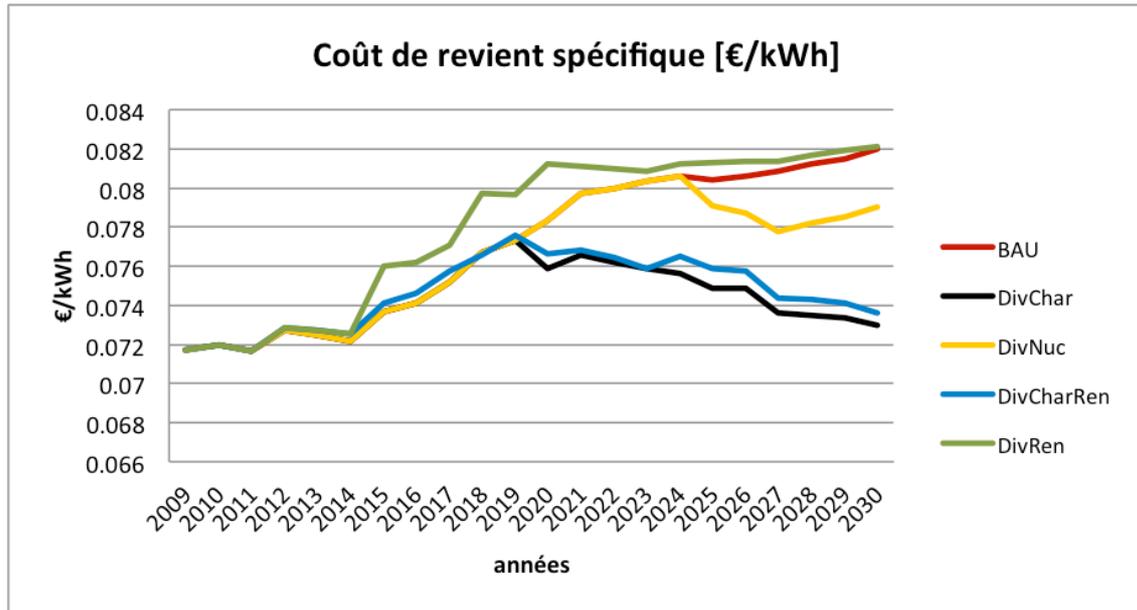


Figure 62 : Coût de revient spécifique, sans externalités (en €2010, non actualisé)

Les coûts de revient spécifiques sont relativement constants à 72 €/MWh jusqu'en 2014. Pour les raisons évoquées plus haut, le coût de production du MWh d'électricité est le plus compétitif dans les deux scénarios « charbon ». Après avoir atteint un maximum à 78 €/MWh en 2019, le coût de production diminue progressivement à 73 €/MWh en 2030 dans le scénario DivChar, et 74 €/MWh dans le scénario DivCharRen. Dans le scénario BAU, le coût de revient spécifique de l'électricité augmente au gré du prix du gaz. Du fait de l'investissement massif dans les énergies renouvelables, le coût de génération du MWh dans le scénario DivRen atteint dès 2020 81 €/MWh, ce qui en fait le scénario le plus coûteux. Toutefois, le coût du MWh/€ se stabilise à ce niveau puis augmente très modérément de 10 €/MWh en 10 ans. Au final, le coût du MWh/€ en 2030 est similaire dans les scénarios BAU et DivRen (82 €/MWh), soit 3,8% de plus que dans le scénario nucléaire.

Coût de revient (avec externalités)

Afin d'avoir une analyse plus large des résultats des scénarios, il est important de considérer le coût de revient de l'électricité avec les externalités.¹⁰⁶ Pour cela, les externalités « classiques » seront considérées dans un premier temps, celles-ci incluent le coût sur l'environnement et la santé humaine de polluants (par exemple chimiques) issus de la production l'électricité. Dans un deuxième temps, l'étude prendra en compte toutes les externalités, y compris celles liées à un accident nucléaire majeur (type Tchernobyl ou plus récemment Fukushima).

Les externalités représentent un coût qui n'est pas pris en compte par le pollueur, mais qui est porté par la société d'une façon directe ou non.¹⁰⁷ De fait, la société et l'Etat ont

¹⁰⁶ cf. chapitre 4.2.2.2

¹⁰⁷ sous forme par exemple de frais médicaux en cas de maladie liée à la pollution

en général tout intérêt à tenir compte des externalités lorsque le coût global d'une activité humaine est évalué, comme ici avec la production d'électricité.

Coût de revient total (avec externalités classiques)

Comme le montre la Figure 63, le fait d'introduire les externalités classiques dans le calcul des coûts modifie significativement le montant du coût de revient total, qui augmente, aussi que l'ordre des scénarios.

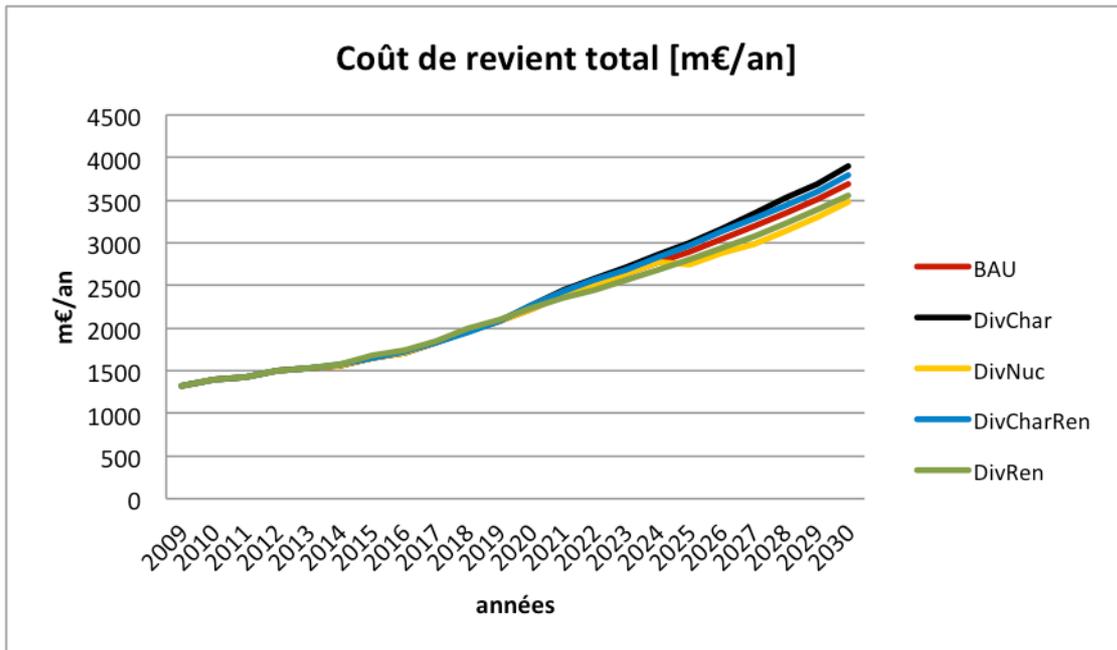


Figure 63 : Coût de revient total, avec externalités classiques (en €2010, non actualisé)

Le charbon, dont le minerai a l'avantage d'être bon marché, faisant du scénario DivChar le plus compétitif économiquement, présente aussi l'inconvénient d'être relativement polluant et émetteur de gaz à effets de serre, si bien que ce scénario est le plus cher dès que les externalités normales sont considérées. Par la contribution des énergies renouvelables, le scénario DivCharRen est 2,8% moins coûteux que le scénario DivChar en 2030. Le gaz étant un combustible considéré comme relativement propre, le scénario BAU présente un coût dans la moyenne des scénarios proposés. Jusqu'en 2024, le scénario DivRen est celui dont le coût de revient total est le plus faible. Une fois la centrale nucléaire mise en service en 2025, le scénario DivNuc devient légèrement moins coûteux que le DivRen (-2,1%).

Coût de revient spécifique (avec externalités classiques)

Un aperçu des coûts de revient spécifiques incluant les externalités classiques (cf. Figure 64) permet de voir en détail les résultats énoncés ci-dessus.

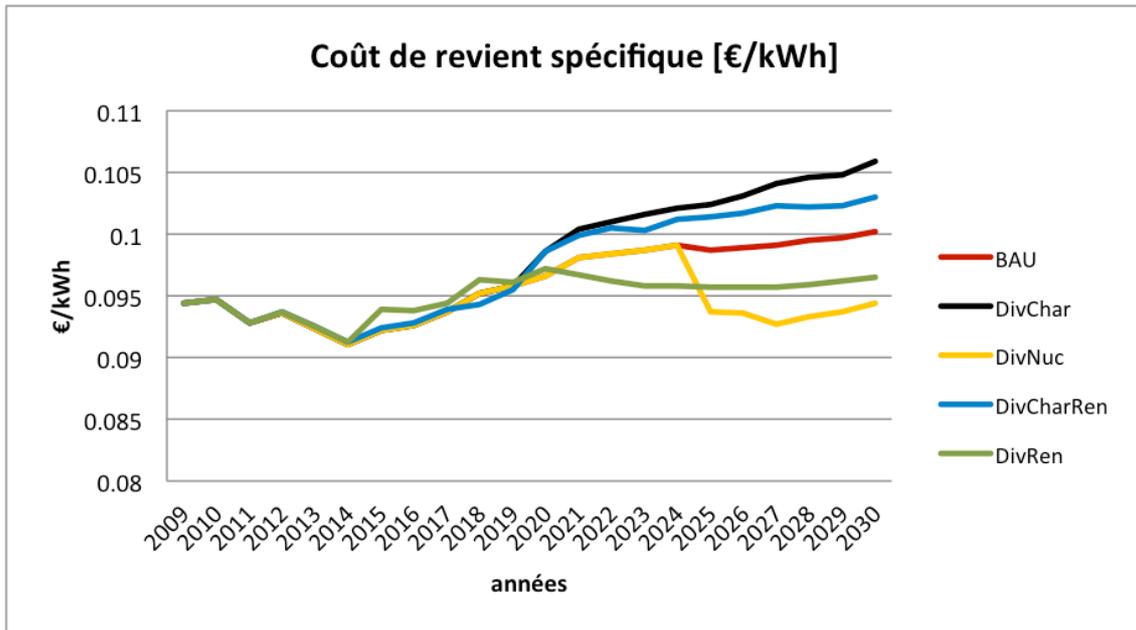


Figure 64 : Coût de revient spécifique, avec coûts externes „classiques“ (en €2010, non actualisé)

Coût de revient global (avec tous les coûts externes)

En prenant en considération les externalités liées à un accident nucléaire majeur (type Tchernobyl ou Fukushima), le coût de revient global explose dans le scénario DivNuc à partir de 2025 (cf. Figure 65) à cause de la prise en compte d'une potentielle assurance de responsabilité civile contre un accident grave (cf. chapitre 4.2.5).

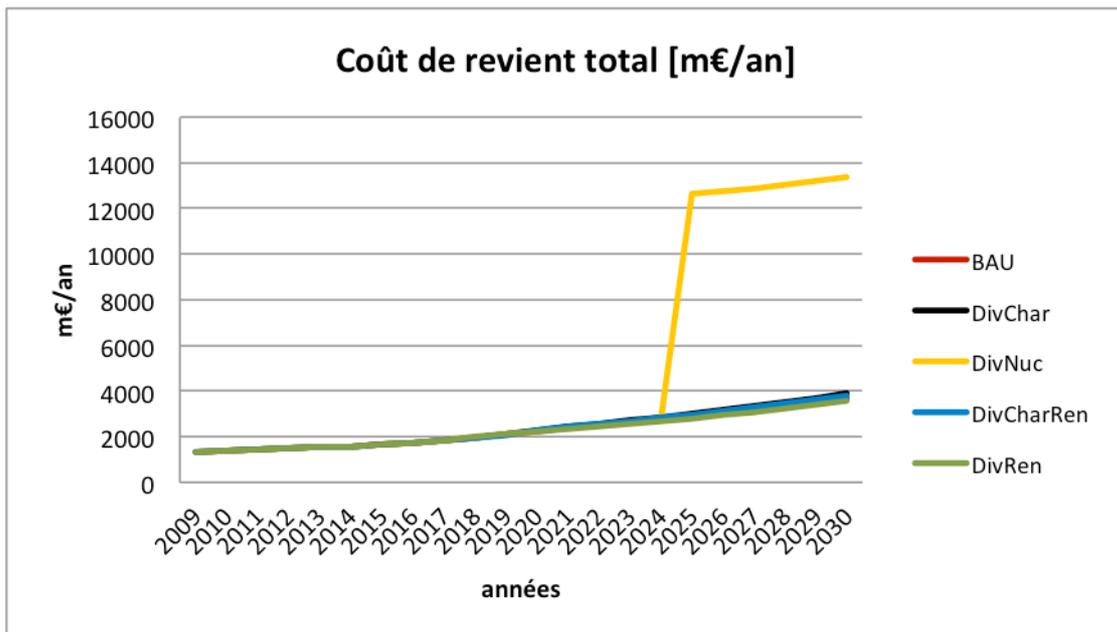


Figure 65 : Coût de revient total, avec tous les coûts externes (en €2010, non actualisé)

En effet, le coût est alors multiplié par 4,7 alors qu'il reste inchangé pour les autres scénarios.

Gaz à effet de serre

Dans l'Union Européenne, suite au Protocole de Kyoto et à l'introduction du Emission Trading Scheme (ETS), le coût des émissions de gaz à effet de serre a été en partie « internalisé ». En effet, celui-ci est désormais inclus dans le coût de production de l'électricité au même titre que le carburant. En Tunisie, un tel système n'existe pas encore, pour autant les émissions de GES peuvent avoir dès maintenant une valeur marchande, via les Mécanismes de Développement Propre (MDP).¹⁰⁸ Un tel mécanisme permet à un acteur du marché européen d'acheter des *Unités de réduction certifiée des émissions* (URCE) générées par des projets spécifiques dans un pays « hôte ». Un projet dans le secteur énergétique tunisien est éligible à partir du moment où il permet de réduire les émissions de GES par rapport à une « baseline ». Cependant, les réductions d'émissions de GES réalisées par la production d'électricité d'une centrale nucléaire ne sont pas prises en compte. Concernant la Tunisie, la « baseline » serait logiquement un scénario proche du scénario BAU. Le Tableau 66 résume les réductions d'émissions de GES éligibles dans le cadre des mécanismes du marché et l'effet potentiel sur le coût de génération de l'électricité.

Tableau 66 : Mécanisme de Développement Propre dans les différents scénarios

	BAU	DivChar	DivNuc	DivCharRen	DivRen
Réduction Émissions GES 2009-2030 (kt)	-	-53534	17659	-37528	33836
Réduction Émissions GES 2030 (kt)	-	-8977	2943	-6324	3694
URCE possibles 2030 (kt)	-	0	0	0	3694
Rente MDP en 2030 (€2010/MWh)	-	0	0	0	4
Coût génération 2030 (€2010/MWh)	82	73	79	74	82
Coût génération incl. Rente MDP en 2030 (€2010/MWh)	82	73	79	74	78

D'après cette brève analyse, seul le scénario DivRen est éligible au financement via les mécanismes de flexibilité ou les nouveaux mécanismes du marché. En considérant un prix du certificat de réduction de 39 €/tCO_{2eq} en 2030¹⁰⁹ le scénario DivRen devient économiquement plus intéressant et a même un coût de revient du MWh (incluant

¹⁰⁸ d'autres mécanismes comme les NAMAs (plans d'Actions Nationales Appropriées d'Atténuation) sont en discussion

¹⁰⁹ basé sur le prix des émissions de GES sur le marché ETS: 15 €/tCO_{2eq} en 2009, 25 €/tCO_{2eq} en 2020 et 39 €/tCO_{2eq} en 2030 (cf. EC 2009 p. 18).

indirectement le prix des émissions réduites de GES) légèrement inférieur à celui du scénario DivNuc en 2030.

Le Tableau 67 donne une vue d'ensemble du coût moyen de production de l'électricité selon les scénarios envisagés et les externalités incluses.

Tableau 67 : Coût spécifique de production de l'électricité en €/2010/MWh selon les externalités retenues (moyenne sur l'ensemble de la période)

	2009-2030 BAU	2009-2030 DivChar	2009-2030 DivNuc	2009-2030 DivCharRen	2009-2030 DivRen
Coût de génération	77	74	76	75	78
Coût de génération (avec externalités classiques)	96	98	95	97	95
Coût de génération (avec toutes les externalités)	96	98	177	97	95
Coût de génération (incluant les MDP)	77	74	76	75	76
Coût de génération (avec coût du CO ₂ selon le cours du marché ETS) ¹¹⁰	87	87	86	87	86

Comme le montre le Tableau 67, au niveau des coûts de génération d'électricité, le scénario DivChar offre le MWh le moins cher : 74 €/MWh en moyenne sur la période 2009-2030. Cette perspective fait abstraction de toute externalité et correspond à la perspective du fournisseur d'énergie qui cherche à produire de l'électricité au prix le plus compétitif. Le scénario DivRen est dans l'ensemble le plus cher, mais le surcoût reste encore raisonnable : 4 €/MWh, soit 5,4%, les autres scénarios se situent entre DivChar et DivRen.

Pour le fournisseur d'électricité, il serait néanmoins intéressant de considérer les rentes possibles liées à la réduction des émissions de GES, si un projet, inscrit dans les mécanismes de marché, de cette envergure trouve preneur. En faisant cette hypothèse, seule le scénario DivRen peut bénéficier de cette rente, qui pourrait réduire le coût de génération moyen sur la période 2009-2030 de 78 €/MWh à 76 €/MWh. Le scénario DivRen s'avèrerait dans ce cas ainsi intéressant que le scénario DivNuc.

Le fait de considérer les externalités classiques entraîne un surcoût d'environ 20 €/MWh et modifie aussi le classement selon la compétitivité des scénarios. En effet, les

¹¹⁰ coût prenant en compte un prix pour les émissions de GES basées sur le cours ETS (15 €/tCO_{2eq} en 2009, 25 €/tCO_{2eq} en 2020 et 39 €/tCO_{2eq} en 2030). Ce coût est hypothétique (aucun marché de type ETS n'a été mis en place en Tunisie) mais est donné de façon informative afin de montrer quelle pourrait être l'effet de l'internalisation du prix des émissions de GES dans le secteur de la production d'électricité.

scénarios DivRen et DivNuc sont alors les moins coûteux (95 €/MWh), suivis du scénario BAU et enfin des scénarios au charbon.

Si l'analyse inclut alors toutes les externalités, y compris le coût d'un accident nucléaire majeur, alors le coût de génération de l'électricité double pratiquement dans le scénario nucléaire, rendant cette option de loin la plus chère avec 177 €/MWh alors que le MWh reste dans les autres scénarios proches de 96 €/MWh. Ce type de coût étant porté par la société entière, l'État devrait prendre ce type de données en considération.

6.5.3.2. Analyses de sensibilité

La Figure 66 montre l'évolution des coûts de production d'électricité dans les scénarios (avec les coûts externes « classiques ») dans le cas d'une forte hausse des prix des combustibles selon la variante « haute » du Tableau 57.

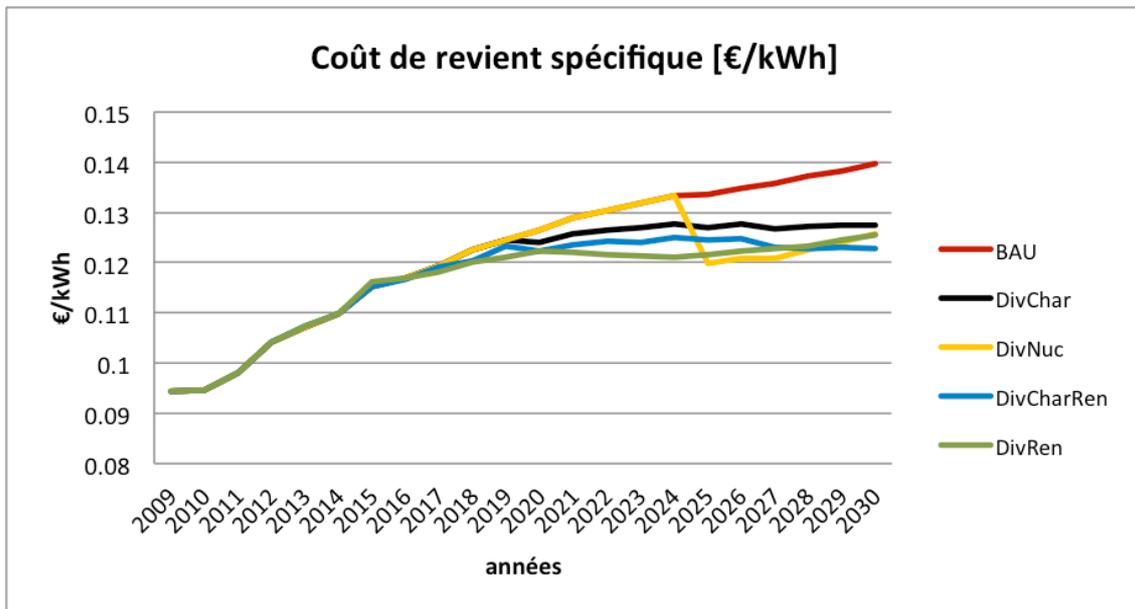


Figure 66 : Analyse de sensibilité : Effet de la variante « haute » du coût des combustibles sur le coût de revient spécifique (avec coûts externes „classiques“), en €2010, non actualisé

La variante haut d'évolution des prix internationaux de l'énergie indique une hausse particulièrement forte du prix du gaz naturel jusqu'à 2030. Ceci conduit à la grande sensibilité des coûts de scénarios caractérisés par une proportion élevée de gaz naturel dans le mix. Le scénario BAU du mix atteint ainsi de loin le niveau de coûts de production le plus élevé, soit environ 140 €/MWh en 2030. Dans les scénarios DivNuc et DivRen, la hausse du prix du gaz naturel peut en revanche être mieux compensée par l'utilisation de centrales avec des coûts de combustibles réduits (charbon), voire nuls (renouvelables). En effet, les scénarios DivChar et DivCharRen profitent, par rapport au gaz naturel, d'une hausse nettement modérée du prix du charbon.

Le Tableau 68 donne une vue d'ensemble du coût moyen de production de l'électricité selon les scénarios envisagés et les externalités incluses, prenant en compte la variante « haute » du coût des combustibles.

Tableau 68 : Analyse de sensibilité : Effet de la variante « haute » du prix des combustibles sur le coût spécifique de production de l'électricité en €2010/MWh (non actualisé)

	2009-2030 BAU	2009-2030 DivChar	2009-2030 DivNuc	2009-2030 DivCharRen	2009-2030 DivRen
Coût de génération	103	94	100	94	99
Coût de génération (avec externalités classiques)	122	118	118	117	116
Coût de génération (avec toutes les externalités)	122	118	200	117	116
Coût de génération (incluant les MDP)	103	94	99	94	97
Coût de génération (avec coût du CO ₂ selon le cours du marché ETS)	113	107	109	106	107

Le coût moyen de production d'électricité, prenant en compte la variante « basse » du prix des combustibles, a également été calculé dans cette étude. Cette variante étant peu probable, l'ensemble des résultats se trouve en annexe 2.

6.5.4. Résultats environnementaux

L'évaluation des critères environnementaux quantitatifs pour la période de modélisation de 2009 à 2030 est représentée ci-après. Les émissions totales et spécifiques (par kWh) de CO₂, SO₂, NO_x et de poussières fines ainsi que la production de déchets nucléaires sont mentionnées pour chaque année de la période d'étude. Toutes les données se rapportent ici aux émissions et déchets directs provenant de la production d'électricité sur le site de la centrale. Les émissions indirectes (p. ex. dues au transport ou à la préparation des minerais d'uranium) ne sont pas prises en compte.

Emissions de CO₂

Emissions totales

La Figure 67 montre l'évolution des émissions de CO₂ annuelles absolues de la production d'électricité pour les différents scénarios. Celles-ci dépendent directement des types de centrales utilisées pour la production d'électricité (cf. Chapitre 5.1 à cet effet) et de leurs émissions de CO₂ spécifiques selon les spécifications techniques développées dans le chapitre 4.

Le scénario DivRen présente, en raison de la forte pénétration des énergies renouvelables, l'augmentation la plus faible d'émissions de CO₂ parmi tous les scénarios considérés. Cette augmentation est évaluée à environ 61% entre 2009 (6,4 Mt) et 2030 (10,4 Mt). Les émissions cumulées au cours de la période 2009-2030 s'élèvent à 169 Mt.

En raison de la proportion durablement élevée de production d'électricité fossile à base de gaz naturel, le scénario BAU présente un niveau d'émissions nettement plus élevé de CO₂ en 2030, soit 14,1 Mt. Ceci correspond à une augmentation d'un facteur de 2,2, qui engendre, sur l'ensemble de la période, des émissions cumulées de 203 Mt.

Les émissions dans le scénario DivNuc évoluent jusqu'en 2024 de la même manière que celles du scénario BAU, dans la mesure où ces deux scénarios ne diffèrent pas durant cette période en ce qui concerne la consommation de gaz naturel. A partir de 2025, les émissions de CO₂ baissent avec la mise en service de la centrale nucléaire. Par rapport à 2009, la production de gaz à effet de serre augmente de 73 % pour atteindre 11,1 Mt, ce qui correspond à des émissions cumulées sur l'ensemble de la période de l'ordre de 185 Mt.

Du fait de la production d'électricité à partir du charbon, les émissions de GES dans les scénarios DivChar et DivCharRen augmentent à partir de 2020 beaucoup plus fortement que dans le scénario de référence. Les deux scénarios atteignent ainsi un niveau d'émissions relativement élevé qui est augmenté respectivement par un facteur de 3,6 et 3,2 en 2030 par rapport à 2009. Il en résulte des émissions cumulées sur l'ensemble de la période de 256 Mt dans le scénario DivChar et de 240 Mt dans le scénario DivCharRen.

En raison de la forte augmentation de la demande en électricité et de la structure des mix proposés, une réduction absolue des émissions de CO₂ à l'horizon 2030 ne peut être réalisée dans aucun des scénarios proposés. Ceci illustre la nécessité de la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique en complément des choix technologiques pour la production d'électricité afin de protéger le climat.

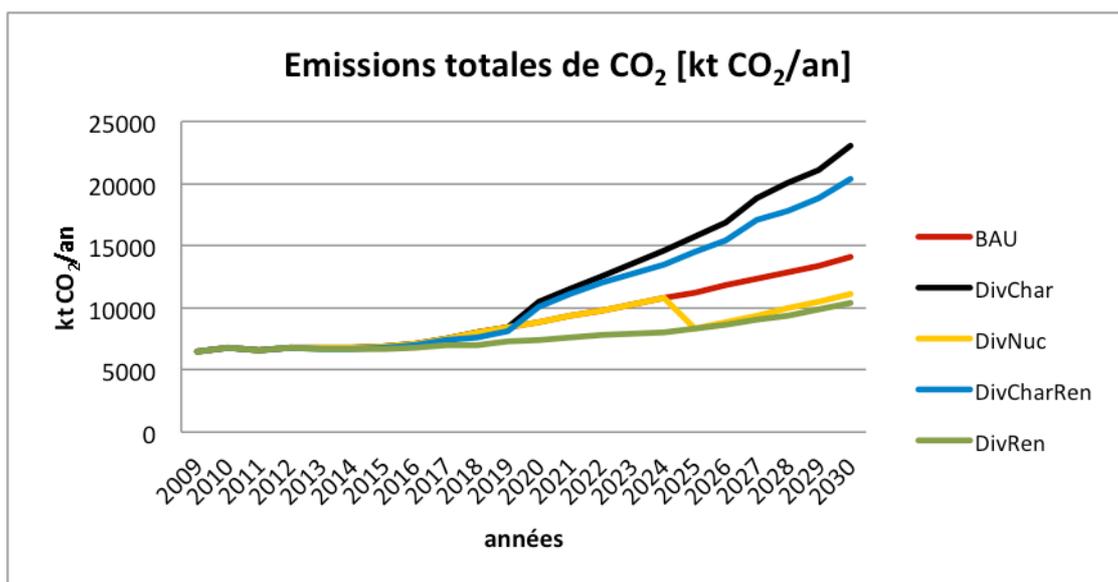
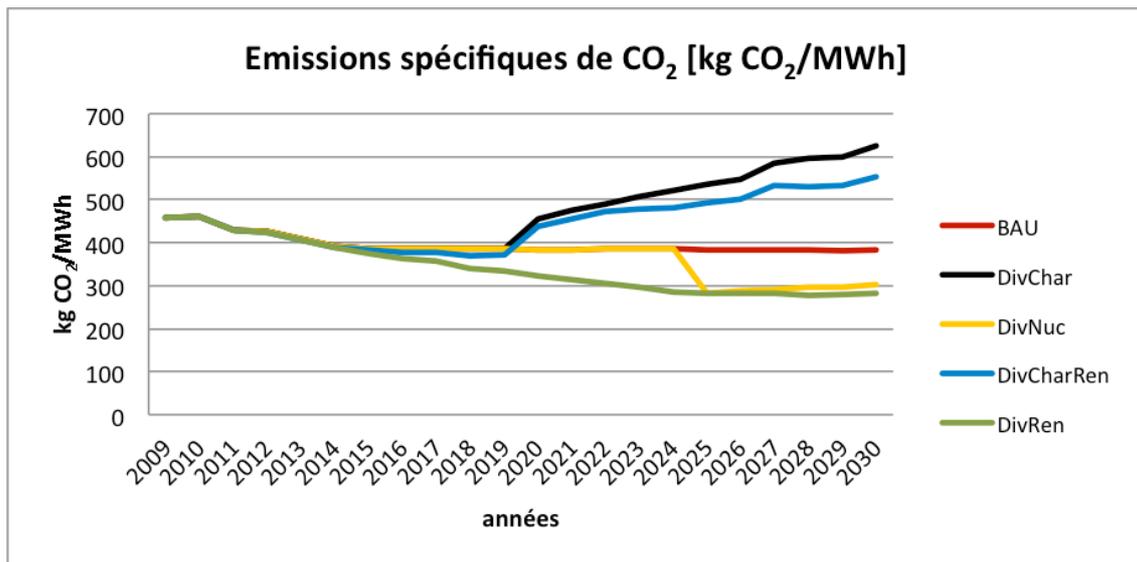


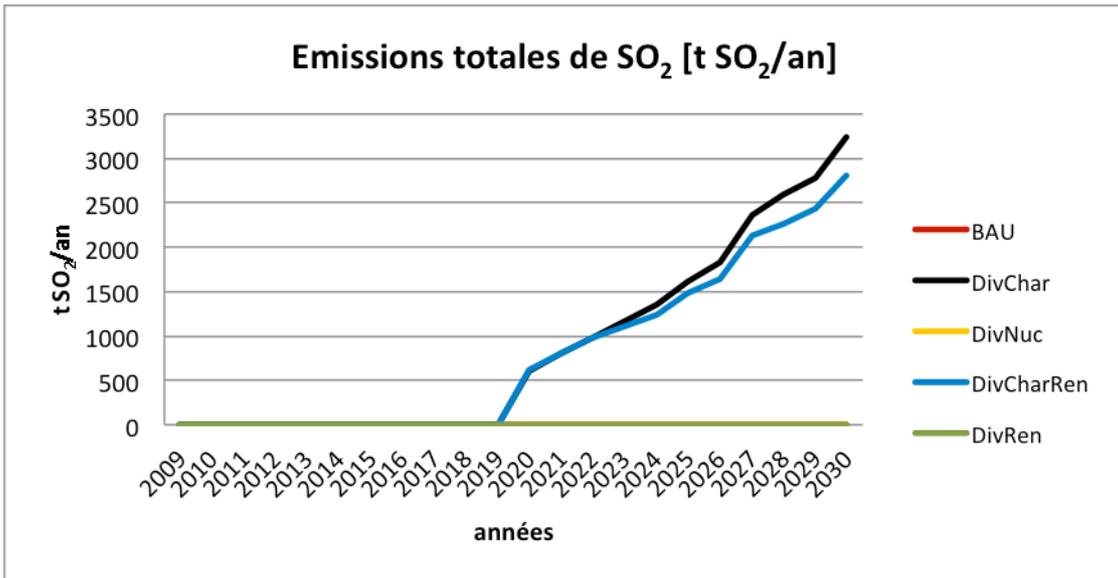
Figure 67 : Emissions totales de CO₂Emissions spécifiques

L'évolution des émissions spécifiques de CO₂ par kilowattheure produit est illustrée par la Figure 68.

Dans les scénarios DivRen, DivNuc et BAU, une réduction des émissions spécifiques de GES pour l'ensemble du parc de production est atteinte à l'horizon 2030 par rapport à 2009. Ceci résulte de la part croissante des technologies à faible émission spécifique de CO₂ dans le parc de production.

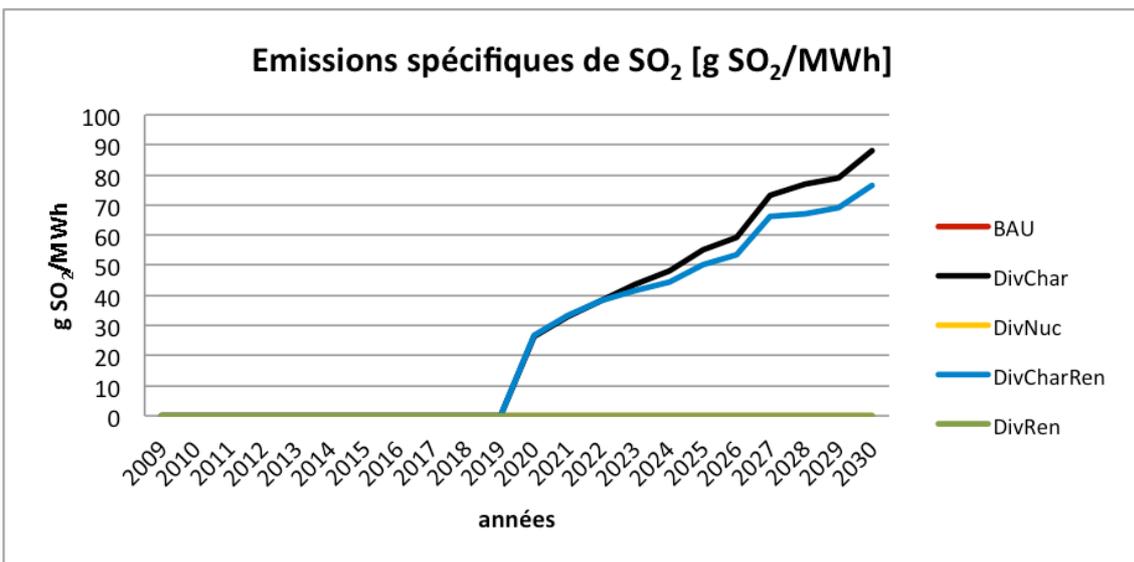
Figure 68 : Emissions spécifiques de CO₂***Emissions de SO₂***Emissions totales

La Figure 69 présente l'évolution des émissions de SO₂ annuelles absolues de la production d'électricité. Parmi les technologies considérées dans les scénarios, les émissions de SO₂ sont causées uniquement par les centrales à charbon, combustible contenant du soufre. Elles apparaissent en conséquence à partir de l'année de mise en service des premières capacités de production à base de charbon et seulement dans les scénarios DivChar (3,2 kt en 2030) et DivCharRen (2,8 kt en 2030). La différence d'émissions entre les deux scénarios résulte directement de la différence de quantités de charbon consommées dans les deux cas.

Figure 69 : Emissions totales de SO₂

Emissions spécifiques

La Figure 70 illustre les émissions spécifiques de SO₂ dans les différents scénarios. Les mêmes explications relatives aux émissions absolues de SO₂ sont également valables dans le cas des émissions spécifiques.

Figure 70 : Emissions spécifiques de SO₂

Emissions de NO_x

Emissions totales

La Figure 71 montre l'évolution des émissions annuelles absolues de NO_x qui sont exclusivement provoquées par la production d'électricité dans les centrales à gaz et au charbon. En raison du faible facteur d'émission du NO_x du gaz naturel par rapport à celui du charbon, les émissions augmentent de manière relativement modérée dans les scénarios DivRen, DivNuc et BAU. Le scénario DivRen enregistre l'augmentation la plus faible en 2030 (1,3 kt) par rapport à 2009 (0,7 kt), ce qui correspond néanmoins à une augmentation d'un facteur de 1,9.

Dans les scénarios DivChar et DivCharRen, les émissions de NO_x augmentent fortement du fait de l'accroissement de la production d'électricité à base de charbon. En 2030, ces émissions atteignent 6,1 kt et 5,3 kt respectivement pour les scénarios DivChar et DivCharRen. Ceci correspond à une augmentation d'un facteur de 8,8 et 7,7.

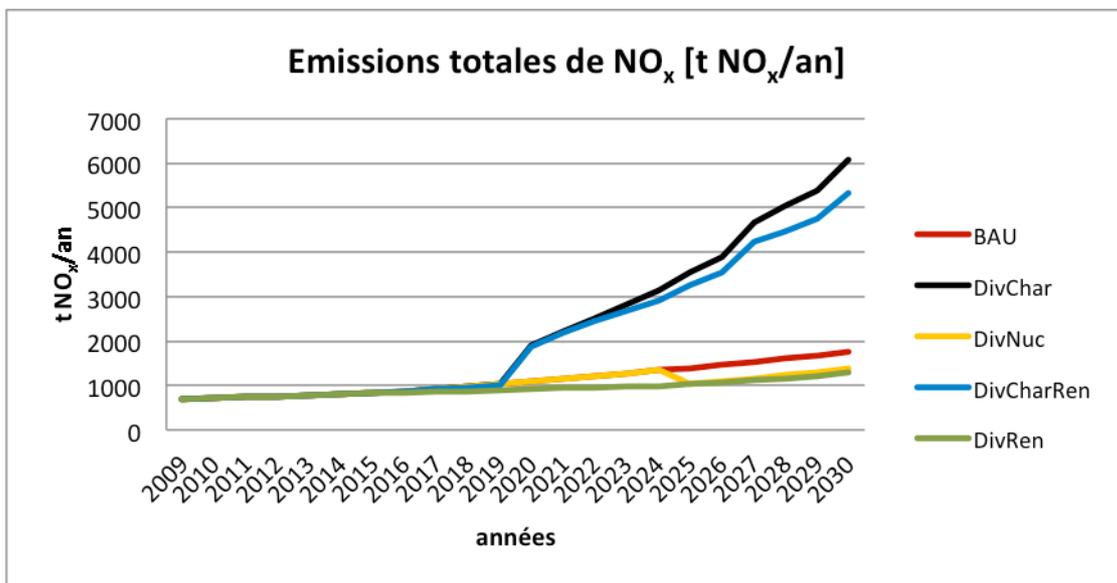


Figure 71 : Emissions totales de NO_x

Emissions spécifiques

La Figure 72 montre les émissions spécifiques de NO_x par MWh dans les différents scénarios. Les explications relatives aux émissions absolues restent ici disponibles. Dans les scénarios BAU, DivNuc et DivRen, il est possible de parvenir d'ici 2030 à une baisse minimale des émissions spécifiques de NO_x par rapport à 2009.

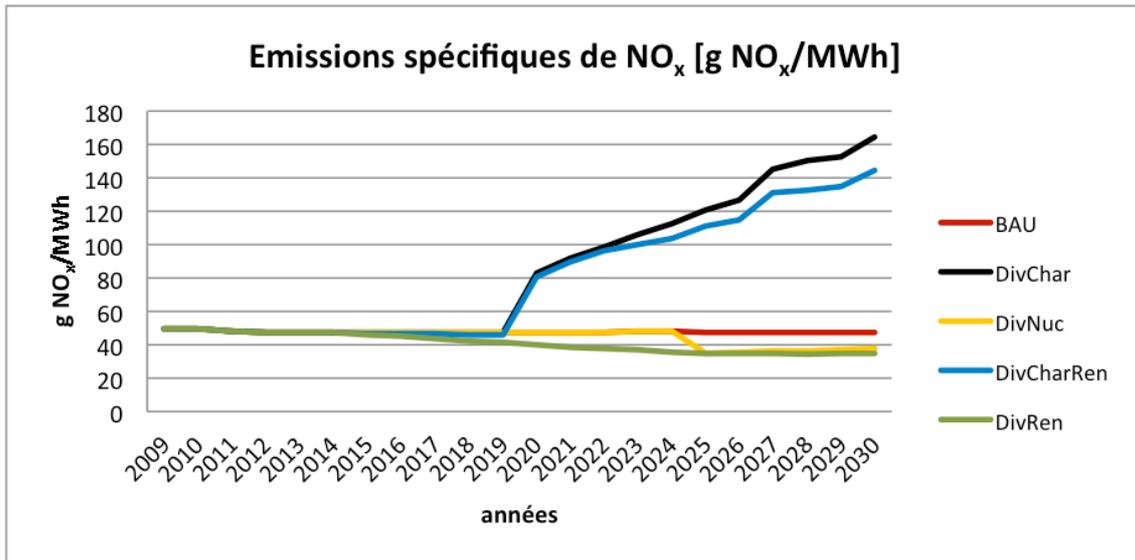


Figure 72 : Emissions spécifiques de NO_x

Déchets nucléaires

Rejets totaux

La Figure 73 monte l'évolution des quantités absolues de déchets nucléaires qui sont produits par an dans le scénario DivNuc. A partir de la mise en service de la centrale nucléaire en 2025, celles-ci s'élèvent à 19,9 t/a. Dans tous les autres scénarios pris en considération, aucune production d'électricité n'a lieu dans les centrales nucléaires et de ce fait aucune production de déchets nucléaires.

En ce qui concerne la gestion des déchets hautement radioactifs résultant de l'utilisation de cette énergie, il convient de noter qu'il n'existe à ce jour dans le monde entier aucun dépôt pour un stockage sûr. Dans le cadre de la recherche de sites, outre les résistances de la population, les questions de la récupérabilité possible des déchets ainsi que des formations géologiques appropriées restent encore non résolues même après des décennies de reconnaissance de sites pour potentiellement enfouir les déchets.

En Allemagne, sur la base de plusieurs études, l'office fédéral de protection contre les radiations (BfS) estime à environ un million d'années la durée de stockage des déchets hautement radioactifs (BfS 2005).

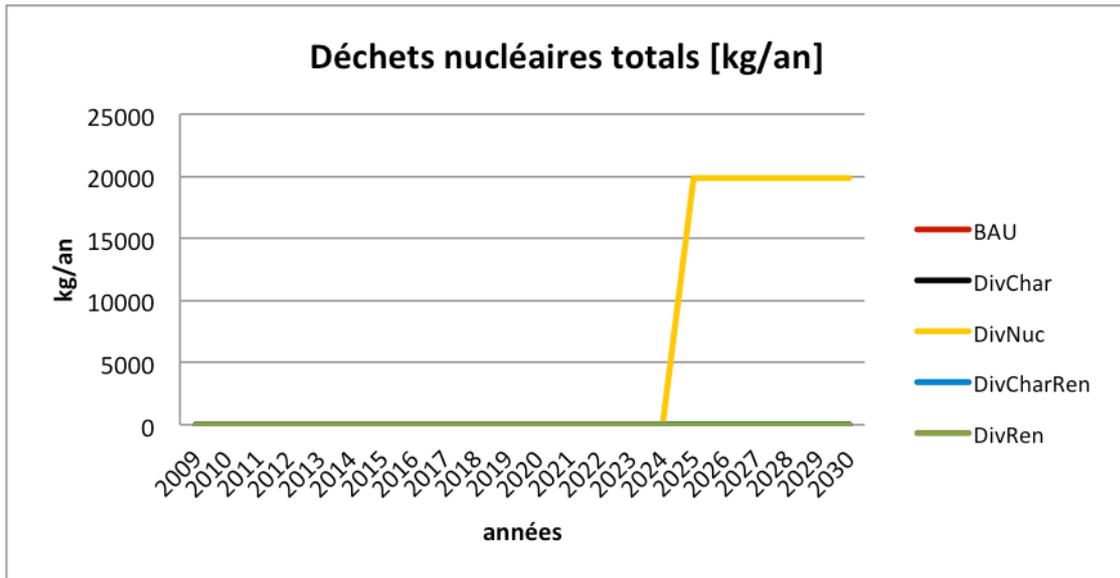


Figure 73 : Déchets nucléaires totaux

Rejets spécifiques

La Figure 74 montre l'évolution des quantités spécifiques de déchets nucléaires par MWh de production nette d'électricité dans le scénario DivNuc. Les explications relatives aux quantités absolues de déchets sont ici applicables par analogie. Les quantités de déchets spécifiques se situent au cours de l'année de la mise en service de la centrale nucléaire à 0,68 g/MWh et diminuent à 0,54 g/MWh en raison de la demande croissante en électricité d'ici 2030.

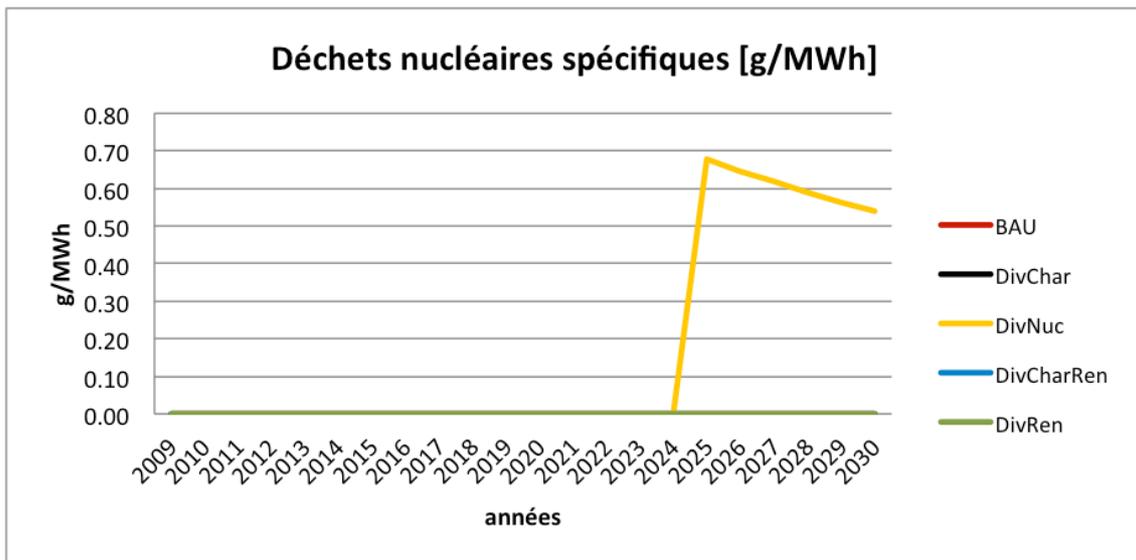


Figure 74 : Déchets nucléaires spécifiques

Poussières fines

Emissions totales

La Figure 75 montre l'évolution des émissions absolues annuelles de particules de poussières fines dans le cas des différents scénarios. Parmi les technologies considérées dans les scénarios, les émissions de poussières fines ne sont provoquées que par la production d'électricité à base de charbon. Elles apparaissent en conséquence à partir de l'année de mise en service des premières centrales à charbon et ainsi uniquement dans les scénarios DivChar (324 t en 2030) et DivCharRen (282 t en 2030). Les quantités d'émissions différentes résultent directement de la différence des quantités d'électricité produites dans les deux scénarios par les centrales à charbon.

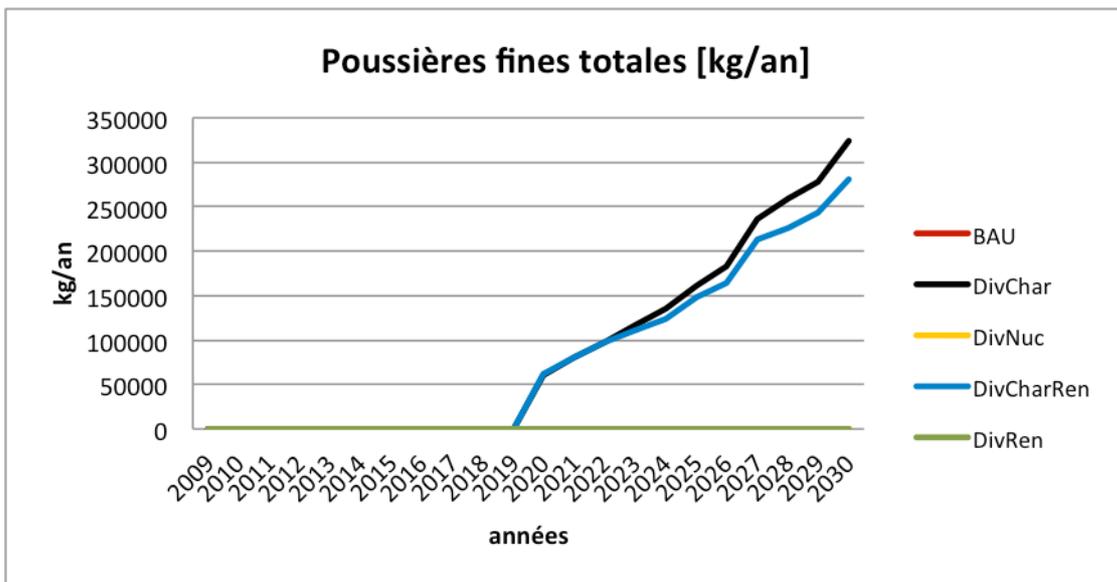


Figure 75 : Poussières fines totales

Emissions spécifiques

La Figure 76 montre le développement des émissions spécifiques de particules de poussières fines par MWh de production nette d'électricité. Les explications relatives aux émissions absolues restent valables dans ce cas également. Les émissions spécifiques de poussières fines dangereuses pour la santé augmentent en 2030 dans le scénario DivChar à 8,79 g/MWh et dans le scénario DivCharRen à 7,64 g/MWh.

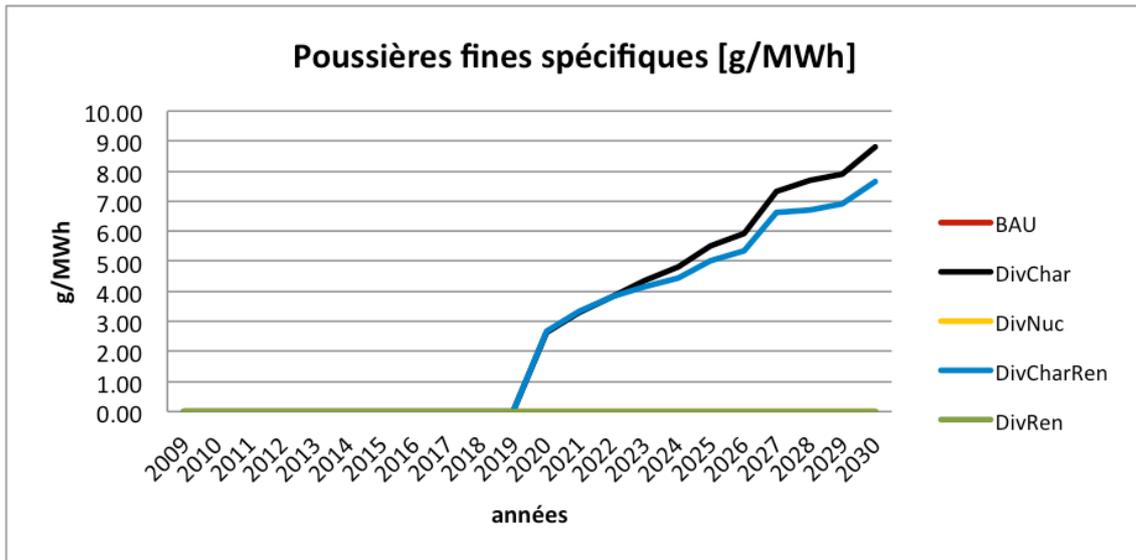


Figure 76 : Poussières fines spécifiques

6.5.5. Effets sur l'emploi

Conformément à la méthode présentée dans le paragraphe 6.2.6.5, il est nécessaire de calculer l'investissement local pour pouvoir ensuite estimer l'effet de cet investissement sur le marché de l'emploi. La Figure 77 montre les investissements à réaliser dans le parc électrique, ainsi que ceux qui profitent à l'économie tunisienne.¹¹¹

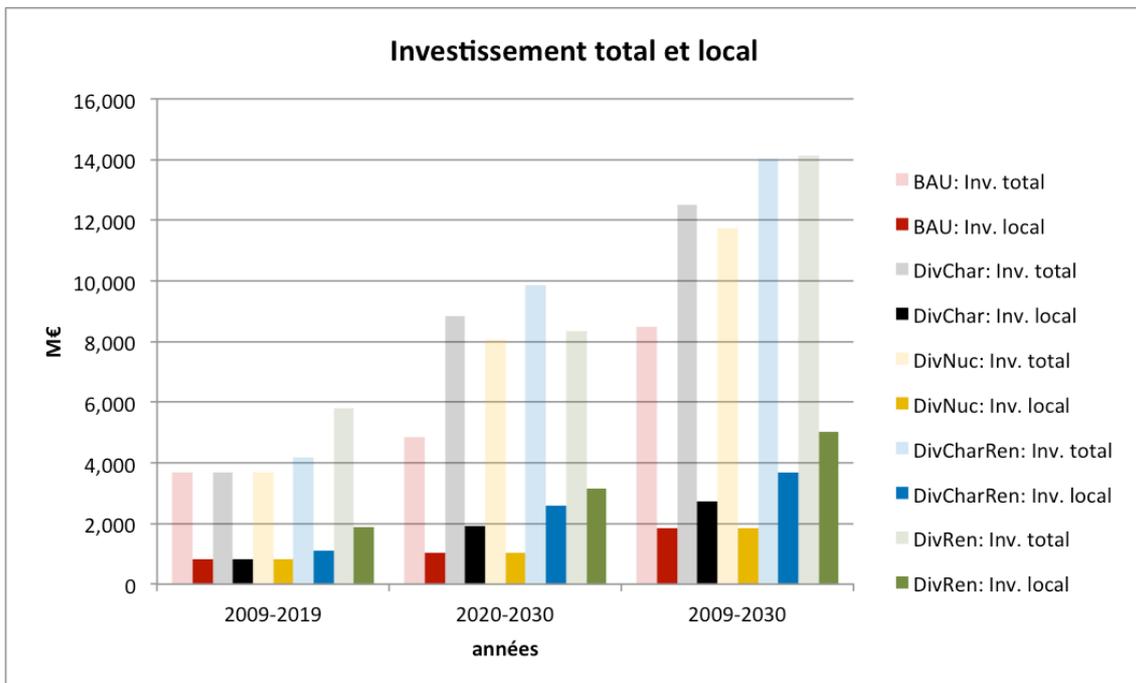


Figure 77 : Investissement dans le mix électrique (en €2010, non actualisé)

¹¹¹ en se basant sur le taux d'intégration locale des différentes technologies (cf. chapitre 4)

D'une manière générale, les investissements augmentent significativement au cours de deux décades étudiées. L'impact direct de ces investissements sur l'économie tunisienne dépend grandement des technologies financées et donc du scénario. On peut constater que les scénarios favorisant les énergies renouvelables sont ceux qui ont le plus important impact sur l'économie tunisienne. Le scénario DivRen nécessite le plus gros effort d'investissement (plus de 14.000 millions d'euros jusqu'en 2030) mais l'économie tunisienne en profite pleinement, captant 5.032 millions d'euros, soit plus du tiers. Ce scénario est sans conteste celui pour lequel la plus grande part de l'investissement reste en Tunisie. Le scénario DivCharRen fait appel à un besoin d'investissement similaire, mais seulement 3.700 millions d'euros profitent à l'économie locale. Cela s'explique par les investissements dans les centrales à charbon, dont la technologie est en grande partie importée. Le scénario ayant le moins d'impact sur l'économie tunisienne est le scénario DivNuc, bien que les investissements nécessaires soient importants : 12.000 millions d'euros environ. Cette situation défavorable est due au fait que le nucléaire est une technologie nécessitant un investissement conséquent et que le taux d'intégration locale en Tunisie est particulièrement faible : 5%¹¹² contre 15% à plus de 70% pour les autres technologies. Le scénario BAU a autant d'impact sur l'économie locale que DivNuc, mais le besoin de capital en moindre (-28%). Enfin, le scénario DivChar constitue également un scénario peu avantageux pour l'économie tunisienne.

L'investissement « local » étant désormais calculé, l'effet sur l'emploi peut alors être estimé (cf. Figure 78).¹¹³

¹¹² Les composants sont pour la plupart importés (cf. chapitre 4).

¹¹³ Un million d'euros d'investissement dans l'économie tunisienne permet de générer selon la méthode utilisée 49 emplois pendant un ans ou 2,21 emplois sur une période de 22 ans.

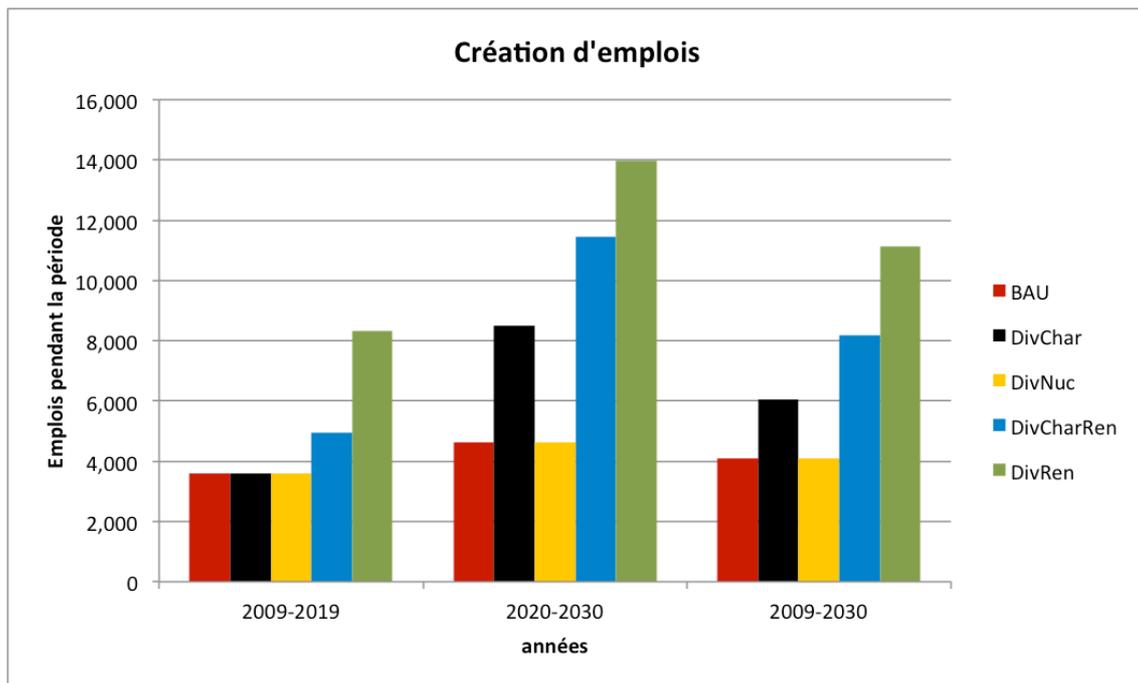


Figure 78 : Création d'emplois

Entre 2009 et 2019, les trois scénarios BAU, DivChar et DivNuc permettraient de créer en moyenne environ 3600 emplois, liés uniquement aux investissements nécessaires dans le parc énergétique. Les deux scénarios caractérisés par une forte pénétration des énergies renouvelables par rapport au scénario BAU ont un effet significatif sur l'emploi. Cet effet est particulièrement visible dans le scénario DivRen, selon les estimations 8300 emplois sont créés en moyenne, soit 130% de plus que dans le scénario BAU.

Durant la deuxième décennie étudiée, 8200 emplois sont créés dans le scénario DivChar, soit 3800 de plus que dans le scénario BAU. Le taux d'intégration local pour les turbines à gaz CC et les centrales à charbon étant le même, cet effet s'explique par la différence d'investissement des deux scénarios. Le scénario nucléaire est celui qui profite le moins des investissements effectués. Comparé au scénario BAU, plus de 3 milliards d'euros de plus sont investis, sans pour autant que cela ait un effet supplémentaire sur l'emploi. L'effet sur l'emploi est maximum dans le scénario DivRen, où près de 14000 emplois sont créés en moyenne, soit le triple des créations d'emplois attendues dans le scénario BAU ou DivNuc. Ceci correspond à 10,200 emplois supplémentaires, la plupart étant liée directement aux énergies renouvelables, le reste est généré par la construction de puissance de réserve supplémentaire.

Dans l'ensemble, les scénarios BAU et DivNuc sont les scénarios qui ont le plus faible effet sur l'emploi, créant quelque 4000 emplois en moyenne. Le scénario DivChar pourrait créer 50% d'emplois en plus, pour un investissement qui est pourtant comparable à celui du scénario nucléaire. Le scénario le plus apte à faire baisser le nombre de chômeurs en Tunisie est le scénario DivRen, le potentiel de création d'emplois dus

uniquement aux investissements s'élevant à 11000 en moyenne, soit 2,75 fois plus que dans le scénario BAU ou DivNuc. En terme de potentiel de création d'emplois, le scénario DivCharRen se situe logiquement entre les estimations du scénario DivChar et DivRen.

6.5.6. Résultats non-quantifiables

Figure 79 donne un aperçu sur les critères globaux non-quantifiables calculés pour chaque scénario dans la section 6.2.6.

Réserve de puissance : le scénario le plus favorable concernant ce critère est le scénario tendanciel, qui prévoit un parc de génération hautement flexible avec la forte présence des centrales à gaz. L'introduction des capacités intermittentes (en particulier dans le scénario DivRen) diminue la réserve de puissance.

Consommation d'espace : puisque les centrales solaires et éoliennes demandent beaucoup de place, les scénarios se distinguant par une forte pénétration du renouvelable (DivRen, DivCharRen) sont plutôt défavorables. Pour autant, afin d'être complet, il faudrait prendre en compte non seulement l'espace consommé mais aussi la qualité du sol utilisé (ou la valeur) ainsi que la possibilité de réutiliser celui-ci après le démantèlement d'une centrale. Ceci n'est pas possible dans le cadre de cette étude, cela dit, il est de toute évidence plus dommageable d'utiliser un m² sur le littoral pour y construire une centrale nucléaire qu'un m² dans le désert dédié à une centrale PV ; ceci relativise les résultats.

Sécurité d'approvisionnement : les scénarios avec la plus faible sécurité d'approvisionnement sont le scénario tendanciel - du fait de la dépendance d'une seule source d'énergie : le gaz - et le scénario nucléaire faisant appel au gaz et à un combustible nucléaire non-domestique approvisionné sur un marché monopolisé. Le scénario renouvelable (diversification avec des sources d'énergies domestiques) apporte les meilleures conditions quant à la sécurité d'approvisionnement.

Acceptabilité sociale : malgré que l'acceptabilité sociale soit un critère difficile à évaluer, l'estimation de cette étude suggère que le scénario renouvelable serait celui qui apporterait le plus grand consentement de la population tunisienne.

Les risques économiques et techniques (hors incident catastrophique nucléaire) sont plutôt faibles dans les cinq scénarios étudiés. Cela est du en partie au fait que les scénarios sont pratiquement les mêmes jusqu'en 2016. Ensuite, les scénarios se distinguent, mais la part du gaz restant relativement important dans tous les scénarios.

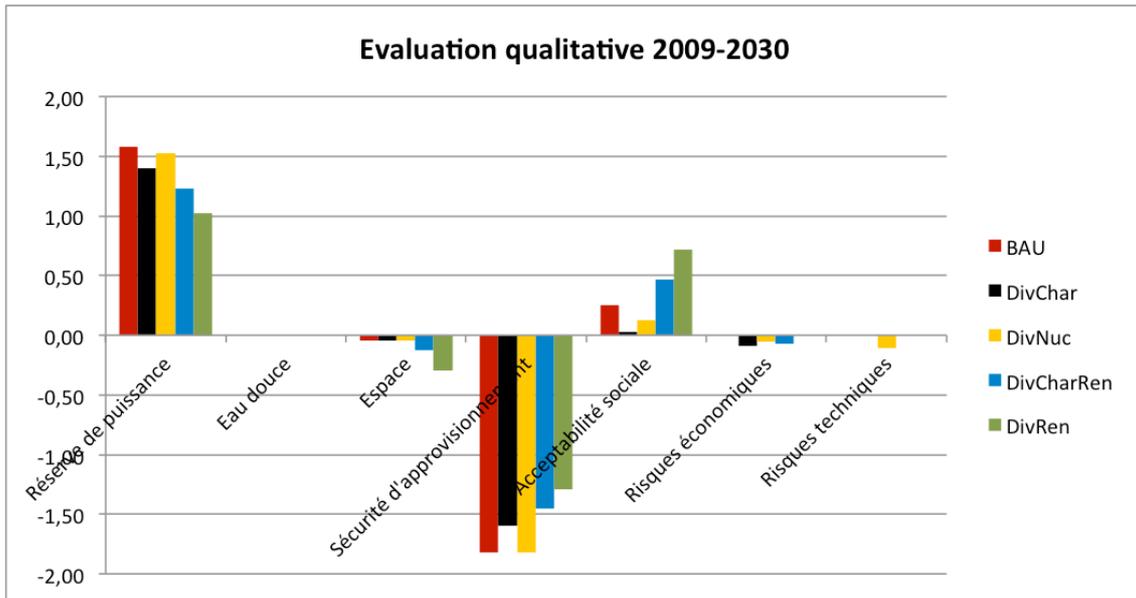


Figure 79 : Evaluation des paramètres non-quantifiables pour la période 2009-2030

6.5.7. Récapitulatif

Concernant les données quantifiables, les résultats sont présentés dans le Tableau 69 pour l'horizon entier du modèle 2009-2030¹¹⁴. Les valeurs représentent ou la somme sur la période ou la valeur moyenne sur la période, comme indiqué par Σ ou ϕ .

La couleur indique le classement du scénario en fonction de la qualité du résultat : vert foncé correspond au meilleur résultat, vert clair au deuxième meilleur résultat et ainsi de suite. Il est à noter que deux scénarios peuvent avoir une couleur différente même si les résultats sont très proches.

¹¹⁴ Pour les résultats se basant sur les périodes 2009-2019 et 2020-2030 voir annexe 2.

Tableau 69 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2030 (données quantifiables)

Critères Σ : données cumulées Ø : données moyennes	2009-2030 BAU	2009-2030 DivChar	2009-2030 DivNuc	2009-2030 DivChar- Ren	2009-2030 DivRen
Demande d'énergie primaire, non-renouvelable [TJ] Σ	3.496.400	3.778.200	3.676.400	3.561.900	2.916.900
Demande d'énergie primaire, gaz naturel [TJ] Σ	3.496.400	2.619.600	3.194.800	2.510.600	2.916.900
Demande d'énergie primaire, gaz naturel [1000m ³] Σ	92.277.600	69.136.300	84.318.300	66.261.500	76.982.500
Demande d'énergie primaire, charbon [TJ] Σ	0	1.158.600	0	1.051.200	0
Demande d'énergie primaire, charbon [t] Σ	0	44.028.000	0	39.946.200	0
Demande d'énergie primaire, comb. nucléaire [TJ] Σ	0	0	481.600	0	0
Demande d'énergie primaire, comb. nucléaire [lb U ₃ O ₈] Σ	0	0	2.408.100	0	0
Investissements ^{d)} [m€2010] Σ	3.900	5.100	4.900	5.700	6.200
Annuités ^{a)d)} [m€2010] Σ	4.500	4.900	4.800	5.300	6.000
Coût de carburant ^{d)} [m€2010] Σ	11.800	10.700	11.200	10.300	10.300
Coût de revient total ^{a)d)} [m€2010] Σ	17.200	16.700	17.100	16.800	17.400
Coût de revient total ^{a)b)d)} [m€2010] Σ	21.500	21.900	21.300	21.800	21.300
Coût de revient total ^{a)c)d)} [m€2010] Σ	21.500	21.900	35.700	21.800	21.300
Coût de revient spécifique ^{a)b)} [€2010/MWh, non actualisé] Ø	96	98	95	97	95
Emissions totales de CO ₂ [kt CO ₂] Σ	203.000	256.500	185.300	240.500	169.100
Emissions spécifiques de CO ₂ [kg CO ₂ /MWh] Ø	397	475	372	451	343
Emissions totales de SO ₂ [t SO ₂] Σ	0	19.300	0	17.500	0
Emissions spécifiques de SO ₂ [g SO ₂ /MWh] Ø	0	28	0	26	0
Emissions totales de NO _x [t NO _x] Σ	24.700	50.400	22.500	46.700	20.500
Emissions spécifiques de NO _x [g NO _x /MWh] Ø	48	85	45	80	41
Déchets nucléaires totaux [kg] Σ	0	0	119.200	0	0
Déchets nucléaires spécifiques [g/MWh] Ø	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00
Poussières fines totales [kg] Σ	0	1.931.100	0	1.752.000	0
Poussières fines spécifiques [g/MWh] Ø	0,00	2,82	0,00	2,58	0,00

a) avec investissements du passé b) avec coûts externes "classiques" c) avec tous les coûts externes d) taux d'actualisation de 8%

Les données difficilement ou non quantifiables, elles sont regroupées dans le Tableau 70 pour la période 2009-2030¹¹⁴.

Tableau 70 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2030 (données non quantifiables)

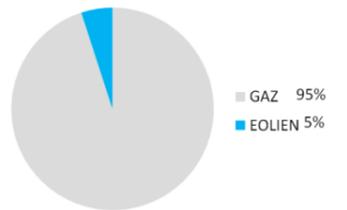
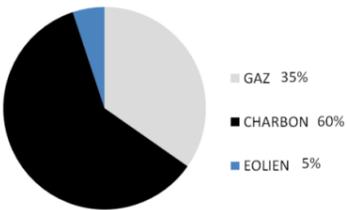
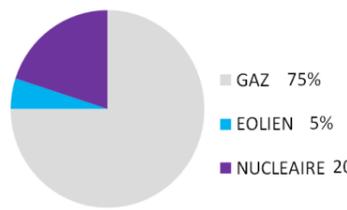
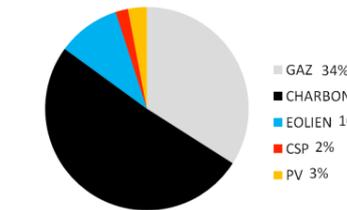
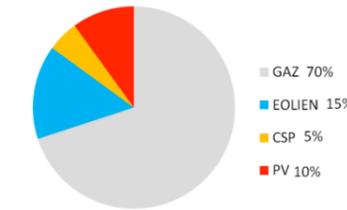
Critères Σ : données cumulées Ø : données moyennes	2009-2030 BAU	2009-2030 DivChar	2009-2030 DivNuc	2009-2030 DivChar- Ren	2009-2030 DivRen
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance [-2;+2] Ø	1,58	1,40	1,52	1,23	1,02
Consommation d'eau douce [-2;0] Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation d'espace [-2;0] Ø	-0,04	-0,04	-0,04	-0,13	-0,29
Contribution à la sécurité d'approvisionnement [-2;+2] Ø	-1,82	-1,60	-1,82	-1,45	-1,29
Acceptabilité sociale [-2;+2] Ø	0,25	0,03	0,13	0,47	0,72
Risques économiques [-2;0] Ø	0,00	-0,09	-0,06	-0,08	0,00
Risques techniques [-2;0] Ø	0,00	0,00	-0,11	0,00	0,00
Taux d'intégration locale [%] Ø	22%	22%	20%	24%	27%
Investissement local [m€2010, non actualisé] Σ	1.855	2.730	1.856	3.700	5.032
Emplois annuels [nombre] Σ	90.406	133.032	90.463	180.308	245.221
Emplois pendant la période [nombre] Ø	4.109	6.047	4.112	8.196	11.146

Le choix de l'un ou l'autre des scénarios à retenir en tant que proposition pour la Tunisie découlera d'un compromis sur les priorités politiques du pays selon les critères énoncés plus haut.

6.6. Synthèse

Dans ce chapitre, cinq scénarios pour un futur mix électrique en Tunisie ont été calculés jusqu'à l'an 2030 puis analysés. L'objectif de l'analyse était de comparer de manière qualitative et quantitative un scénario « tendanciel » (dans lequel la production électrique continuera être assurée quasi exclusivement par des centrales à gaz) avec différents options de diversification – le charbon, le nucléaire et les énergies renouvelables. Le tableau suivant montre les principaux résultats (vert : favorable par rapport au scénario tendanciel, noir: indifférent, rouge : défavorable) :

Tableau 71 : Récapitulatif des résultats principaux de la modélisation

Scénario	I - Tendanciel (business as usual)	II- Diversification charbon	III - Diversification nucléaire	IV - Diversification charbon - renouvelable	V - Diversification renouvelable
Descriptif	Scénario de référence ; production de l'électricité essentiellement à partir du gaz naturel avec une pénétration tendancielle de l'éolien qui atteindra environ 5% en 2030.	Introduction des centrales à charbon à partir de 2020 comme technologie pour satisfaire la charge de base (remplaçant les centrales à gaz cycle combiné)	Identique au scénario tendanciel (I) avec la différence qu'une centrale nucléaire de 1000 MW sera construite à partir de 2025.	Identique au scénario de pénétration du charbon (II) avec une augmentation de la part des énergies renouvelables qui atteint 15% de la production électrique à l'horizon 2030.	Identique au scénario tendanciel (I) avec une pénétration significative des énergies renouvelables dans le mix énergétique, qui atteint 30% de la production électrique à l'horizon 2030.
Mix électrique en 2030 (de 36,8 TWh)					
Puissances installées en 2030	<ul style="list-style-type: none"> Centrales à gaz : 10150 MW Parcs éoliens : 510 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales à gaz : 7230 MW Centrales à charbon : 2930 MW Parcs éoliens : 510 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales à gaz : 9090 MW Centrales nucléaires : 1000 MW Parcs éoliens : 510 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales à gaz : 7220 MW Centrales à charbon : 2550 MW Parcs éoliens : 1010 MW Photovoltaïque : 580 MW Thermo-solaire : 240 MW 	<ul style="list-style-type: none"> Centrales à gaz : 9130 MW Parcs éoliens : 1520 MW Photovoltaïque : 1930 MW Thermo-solaire : 600 MW
Demande en énergie primaire 2030					
gaz naturel	241 PJ/an	94 PJ/an	190 PJ/an	88 PJ/an	178 PJ/an
charbon	0 PJ/an	194 PJ/an	0 PJ/an	169 PJ/an	0 PJ/an
nucléaire	0 PJ/an	0 PJ/an	80 PJ/an	0 PJ/an	0 PJ/an
Coûts 2030 (en €2010, non actualisé)					
Coût de revient	82 €/MWh	73 €/MWh	79 €/MWh	74 €/MWh	82 €/MWh
Coût de revient (avec extern.)	100 €/MWh	106 €/MWh	94 €/MWh (363 €/MWh avec accident)	103 €/MWh	96 €/MWh
Emissions 2030					
Emissions CO ₂	14Mt/an	23 Mt/an	11 Mt/an	20 Mt/an	10 Mt/an
Emissions SO ₂	0 t/an	3200 t/an	0 t/an	2800 t/an	0 t/an
Emissions NO _x	1700 t/an	6000 t/an	1400 t/an	5300 t/an	1300 t/an
Déchets nucléaires	0 t/an	0 t/an	20 t/an	0 t/an	0 t/an
Emissions poussières fines	0 t/an	324 t/an	0 t/an	282 t/an	0 t/an
Investissement et emploi 2009-2030					
Investissement total ^{a)}	3.900 M€	5.100 M€	4.900 M€	5.700 M€	6.200 M€
Taux Ø d'intégration locale	22%	22%	20%	24%	27%
Emplois pendant la période	4.100	6.000	4.100	8.200	11.100
Paramètres non-quantifiables (par rapport au scénario tendanciel)					
Reserve de puissance	-	légèrement réduite	légèrement réduite	réduite	réduite
Consommation d'espace	-	indifférent	indifférent	augmentée	augmentée
Sécurité d'approvisionnement	-	légèrement amélioré	indifférent	augmentée	augmentée
Acceptabilité sociale	-	réduite	réduite	augmentée	augmentée
Risques économiques	-	augmentés	augmentés	augmentés	indifférent
Risques techniques	-	indifférent	augmentés	indifférent	indifférent

a) en €2010, taux d'actualisation de 8%

Chacun des cinq scénarios est exposé au défi de couvrir la demande électrique tunisienne qui va pratiquement tripler d'ici 2030. Cela nécessite à la fois des investissements financiers très importants mais aussi une demande conséquente en ressources énergétiques.

Ainsi, selon les scénarios, les investissements nécessaires pour les nouvelles capacités de production varient entre 3,9 et 6,2 milliards d'euro. Comparé à la situation actuelle, les coûts totaux pour la production électrique augmentent fortement. S'ils sont similaires dans la plupart des scénarios, les coûts totaux varient fortement selon que les coûts environnementaux ou alors les coûts hypothétiques d'une assurance couvrant les risques techniques sont inclus dans le calcul. En effets, les coûts totaux s'élèvent entre 16,7 et 17,4 milliards d'euros hors coûts externes et entre 21,3 et 21,9 milliards d'euros en incluant ceux-ci. En prenant compte des coûts liés à une possible catastrophe nucléaire, les coûts totaux pour la production électrique dans le scénario de diversification nucléaire augment considérablement, atteignant 35,7 milliards d'euros.

Jusqu'en 2030, aucun des scénarios étudiés ne parvient à réduire de façon absolue la demande en énergie non renouvelable. L'augmentation de la demande d'énergies fossiles et des émissions liées en gaz à effet de serre est nettement atténuée uniquement dans le scénario ayant une forte proportion d'énergies renouvelables.

Seuls les scénarios de diversification charbon permettent de réduire la demande absolue en gaz naturel par rapport à 2009, soit environ -20% jusqu'en 2030. Toutefois, cela n'est possible qu'au prix d'une dépendance plus grande vis-à-vis du charbon, qui doit être importé. Ainsi, les scénarios à charbon n'apportent pas de réelle contribution à l'indépendance énergétique de la Tunisie.

Sans une politique plus volontariste de maîtrise de l'énergie, il est très difficile de réduire l'impact environnemental ainsi que les coûts. Dans les scénarios faisant appel au charbon ou au nucléaire, les émissions de dioxyde de soufre et de poussières fines ou la production de déchets radioactifs génèrent des problèmes environnementaux graves et inconnus dans le mix électrique actuel.

6.7. Aperçu

L'étude montre que comparées au scénario de référence les stratégies de diversification pourraient améliorer les critères pris en compte, y compris ceux qui sont difficilement ou non quantifiables. Toutefois, du fait de la multitude d'indicateurs considérés, il est difficile de faire une évaluation finale des scénarios présentés. Lors d'un atelier organisé le 17 Janvier 2012 avec des parties prenantes tunisiennes, quatre groupes de critères ont été identifiés comme déterminants dans le choix du mix optimal : les coûts, la sécurité d'approvisionnement, le taux d'intégration locale et l'environnement. Le résultat des choix des participants est présenté dans la Figure 80.

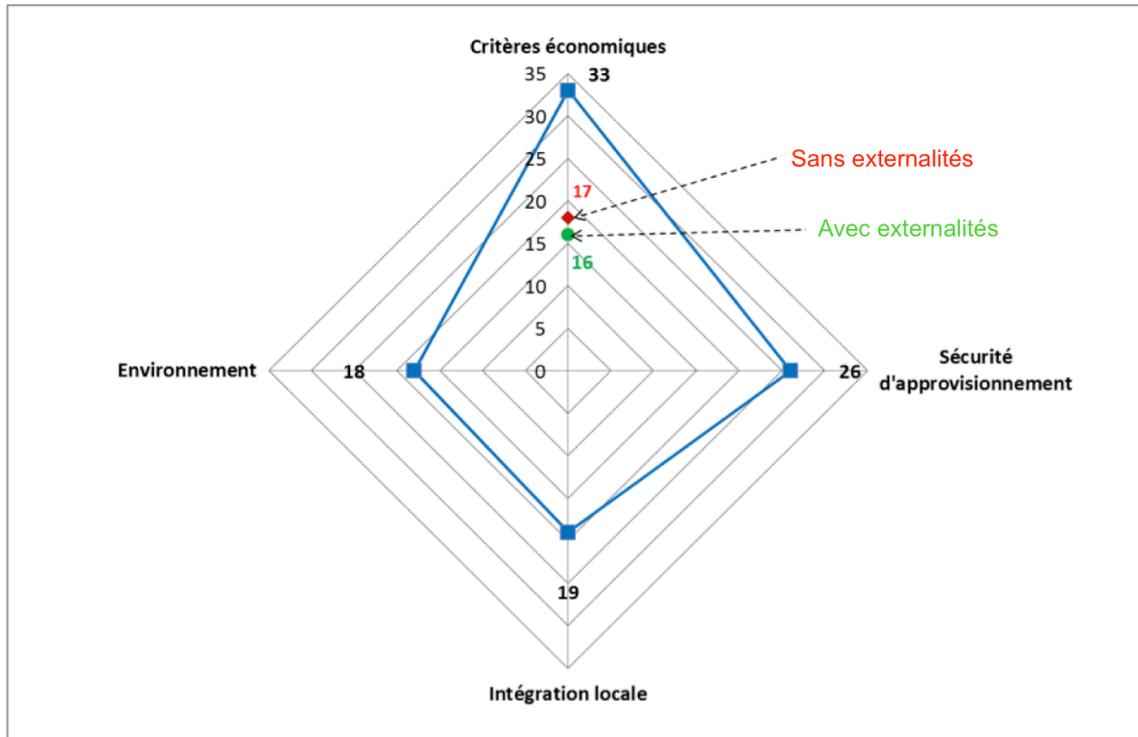


Figure 80 : Résultats de priorisation des familles de critères (nombre de voix)

Les critères économiques sont considérés comme prioritaires par 33 participants, dont 17 considèrent qu'il ne faudrait considérer que le coût sans externalités des scénarios et 16 estiment qu'il faudrait aussi tenir compte des coûts avec externalités. La sécurité d'approvisionnement vient en seconde place avec 26 voix, suivie du taux d'intégration locale (19 voix) et des impacts environnementaux (18 voix). Bien que non représentatifs, ces résultats fournissent une première évaluation des priorités des parties prenantes.

L'approche proposée ici est donc un classement normalisé et pondéré des scénarios basé sur les préférences des participants de l'atelier mentionné ci-dessus. Cette démarche vient du « modèle additif linéaire », qui est une méthode de pondération commune de « l'analyse multicritère » (MCA).¹¹⁵

En suivant cette approche, il en résulte le suivant :

- Le scénario « diversification renouvelable » obtient la meilleure note globale. Ce scénario est le plus équilibré de tous et a de bons résultats dans les quatre groupes de critères cités précédemment. Cela est dû en particulier aux effets positifs sur l'emploi, au faible impact environnemental et à la faible demande en énergies primaires.
- Dans le classement global suivent les deux scénarios « charbon », qui se distinguent positivement par les coûts et la sécurité d'approvisionnement; bien que l'impact sur l'environnement soit relativement mauvais et le taux d'intégration locale faible.
- L'avant dernier scénario est le scénario « Business As Usual », qui a un coût favorable et du fait de ses faibles émissions un impact environnemental faible.

¹¹⁵ Pour la méthodologie choisie, cf. Annexe 3..

- La dernière place du classement revient au scénario de diversification nucléaire. La pollution atmosphérique et les émissions de gaz à effet de serre sont faibles, mais les déchets radioactifs pèsent sur l'impact environnemental. De plus, le taux d'intégration locale est bas, de même que la contribution à la sécurité d'approvisionnement. Le mauvais résultat global s'explique aussi par les coûts importants liés à une catastrophe nucléaire.

Les résultats du classement des scénarios sont illustrés dans la Figure 81.

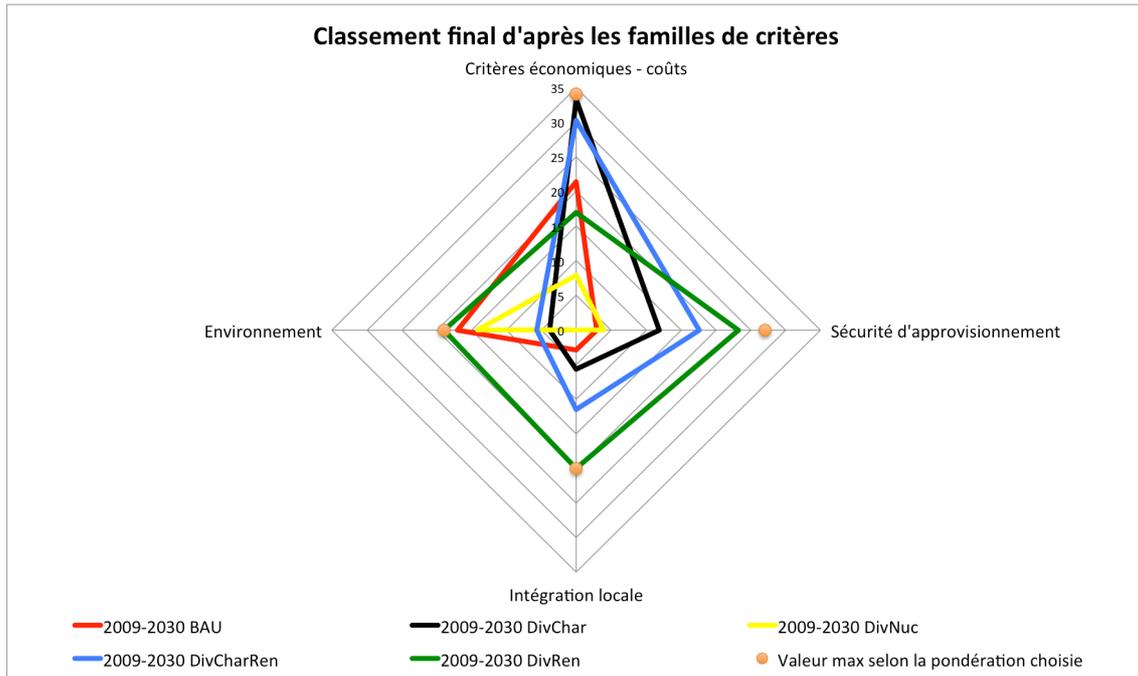


Figure 81 : Classement final des scénarios (nombre de points par famille de critères)

Annexe 1 : Outil de calibrage : Description du modèle

Le fonctionnement de NAEMA repose sur le principe d'optimisation linéaire. Le modèle repère la trajectoire optimisée des futurs investissements dans le parc de génération, ainsi que la plus efficace façon de l'opérer au cours du dispatching journalier. Afin de maintenir le temps de calcul du programme linéaire dans des limites raisonnables, il a été nécessaire de recourir à une représentation simplifiée du système électrique tunisien: Contrairement au DEESY-TN, les périodes d'investissement de NAEMA portent sur des intervalles de 5 ans ($y=2010, 2015, \dots$) ; au lieu de 365 jours, le dispatch de NAEMA est seulement effectué sur 32 jours typiques représentant une année (4 saisons x 4 situations météorologiques x 2 jours de la demande lors d'un jour ouvrable et le week-end). Comme DEESY-TN, la présente version « tunisienne » de NAEMA considère uniquement le marché de génération, sans prendre en compte des pertes dans le système de transmission et distribution.

La fonction objective du programme linéaire sont les coûts totaux (*TOTAL*) du système de génération, calculé comme suit :

$$TOTAL = \sum_{y=2010,2015,\dots} disc_y \cdot (INV_y + OM_y + VAR_y + FUEL_y)$$

Les quatre constituants principaux de *TOTAL* sont les coûts d'investissement INV_y , les coûts d'exploitation fixes et variables (OM_y et VAR_y), ainsi que les coûts de carburant $FUEL_y$. Tous ces éléments représentent les coûts agrégés d'une période de 5 ans ($y = 2010, 2015, 2020, \dots$). Leur somme, actualisée avec un facteur d'actualisation $disc_y$, donne la valeur nette des coûts totaux (*TOTAL*) en €^{2010} . L'objectif de la modélisation est de trouver une configuration du système électrique (et une stratégie d'opération) qui minimise *TOTAL*, tout en respectant les contraintes techniques et économiques du système:

a) Mise en service et déclassement des centrales

Une contrainte importante pour toutes les centrales électriques est leur durée de vie. Dans le modèle, un déclassement des centrales est automatiquement prévu quand leur durée de vie dépasse la durée d'amortissement (indiquée dans le Tableau 39). La mise en service des nouvelles centrales augmente les coûts d'investissements INV_y .

b) Contraintes opérationnelles du système de génération

Deux contraintes ont été introduites pour refléter les aspects d'équilibre et de sécurité du système. En premier lieu, la contrainte d'équilibre de l'énergie (« power balance »), qui exige du parc de génération de répondre à la demande électrique à chaque moment donné. Une deuxième contrainte (« peak power ») assure que la capacité du parc de génération est suffisante pour couvrir la puissance maximale appelée. Cette contrainte implique également les considérations sur le crédit de capacité : Tandis que les centrales conventionnelles ont le pouvoir de garantir 100% de leur capacité disponible durant l'heure de la demande maximale, ce taux est inférieur pour les énergies renouvelables intermittentes (voir Tableau 39).

c) Contraintes techniques des centrales thermiques

L'opération des centrales thermiques est soumise à un nombre des contraintes techniques qui décrivent les caractéristiques des centrales pendant le démarrage et l'arrêt et durant l'opération en continu. Pour chaque type de centrale, une puissance minimale (en pourcent de la puissance nominale) est prévue, au-dessous de laquelle la centrale ne peut pas opérer.

- Centrales nucléaires : 60%
- Centrales à charbon : 50%
- Gaz cycle combiné : 40%
- Gaz cycle ouvert : 20%
- Gaz vapeur : 45%
- Centrales thermo-solaires : 20%

Pour prendre en compte de la baisse du rendement des centrales opérées au dessous de la charge nominale, deux niveaux de rendement différents sont considérés dans le modèle : un à pleine charge, l'autre à charge partielle.

d) Contraintes techniques des centrales renouvelables

Pour la Tunisie, le modèle prévoit trois types de technologies d'énergies renouvelables: centrales éoliennes, photovoltaïques et thermo-solaires. Pour les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques, les restrictions techniques prescrivent que la production d'électricité doit suivre les variations journalières de l'irradiation et la vitesse du vent. Dans le modèle ces variations sont représentées par des profils journaliers d'injection éolienne et solaire qui ont été calculé à partir des séries chronologiques de l'irradiation et de la vitesse du vent (voir chapitre 6.2.4). La description des centrales thermo-solaires dans le modèle est plus complexe, car il faut également considérer le stockage d'énergie thermique permettant aux centrales de décaler la production d'électricité aux heures sans ensoleillement. Vu que le coût de l'électricité renouvelables est généralement plus élevé que celui des centrales fossiles, le modèle ne proposerait dans la plupart des cas pas la construction des centrales renouvelables. Pour 'forcer' NAEMA à installer activement de la capacité renouvelable, il a été nécessaire d'introduire une 'contrainte de scénario' dans le modèle. Cette contrainte fixe un objectif de pénétration renouvelable dans le mix tunisien. Dans ce sens, les différents

scénarios renouvelables (voir section 6.4) pourraient être introduits lors du paramétrage du modèle.

Annexe 2 : Documentation

Tableau 72 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2019 (données quantifiables)

Critères Σ : données cumulées Ø : données moyennes	2009-2019 BAU	2009-2019 DivChar	2009-2019 DivNuc	2009-2019 DivChar- Ren	2009-2019 DivRen
Demande d'énergie primaire, non-renouvelable [TJ] Σ	1.361.333	1.361.286	1.361.333	1.340.342	1.301.559
Demande d'énergie primaire, gaz naturel [TJ] Σ	1.361.333	1.361.286	1.361.333	1.340.342	1.301.559
Demande d'énergie primaire, gaz naturel [1000m ³] Σ	35.928.545	35.927.304	35.928.545	35.374.557	34.350.988
Demande d'énergie primaire, charbon [TJ] Σ	0	0	0	0	0
Demande d'énergie primaire, charbon [t] Σ	0	0	0	0	0
Demande d'énergie primaire, comb. nucléaire [TJ] Σ	0	0	0	0	0
Demande d'énergie primaire, comb. nucléaire [lb U ₃ O ₈] Σ	0	0	0	0	0
Investissements ^{c)} [m€2010] Σ	2.434	2.434	2.434	2.733	3.638
Annuités ^{a)c)} [m€2010] Σ	2.457	2.457	2.457	2.559	2.789
Coût de carburant ^{c)} [m€2010] Σ	6.572	6.572	6.572	6.487	6.334
Coût de revient total ^{a)b)c)} [m€2010] Σ	12.204	12.204	12.204	12.205	12.265
Coût de revient spécifique ^{a)b)} [€2010/MWh, non actualisé] Ø	93	93	93	93	94
Emissions totales de CO ₂ [kt CO ₂] Σ	78.166	78.164	78.166	76.992	74.743
Emissions spécifiques de CO ₂ [kg CO ₂ /MWh] Ø	410	410	410	404	394
Emissions totales de SO ₂ [t SO ₂] Σ	0	0	0	0	0
Emissions spécifiques de SO ₂ [g SO ₂ /MWh] Ø	0	0	0	0	0
Emissions totales de NO _x [t NO _x] Σ	9.184	9.184	9.184	9.056	8.784
Emissions spécifiques de NO _x [g NO _x /MWh] Ø	48	48	48	47	46

Déchets nucléaires totaux [kg] Σ	0	0	0	0	0
Déchets nucléaires spécifiques [g/MWh] Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Poussières fines totales [kg] Σ	0	0	0	0	0
Poussières fines spécifiques [g/MWh] Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

a) avec investissements du passé b) avec coûts externes "classiques" c) taux d'actualisation de 8%

Tableau 73 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2020-2030 (données quantifiables)

Critères Σ : données cumulées Ø : données moyennes	2020-2030 BAU	2020-2030 DivChar	2020-2030 DivNuc	2020-2030 DivChar- Ren	2020-2030 DivRen
Demande d'énergie primaire, non-renouvelable [TJ] Σ	2.135.066	2.416.919	2.315.100	2.221.521	1.615.307
Demande d'énergie primaire, gaz naturel [TJ] Σ	2.135.066	1.258.288	1.833.486	1.170.306	1.615.307
Demande d'énergie primaire, gaz naturel [1000m ³] Σ	56.349.068	33.208.984	48.389.705	30.886.938	42.631.491
Demande d'énergie primaire, charbon [TJ] Σ	0	1.158.631	0	1.051.215	0
Demande d'énergie primaire, charbon [t] Σ	0	44.027.965	0	39.946.154	0
Demande d'énergie primaire, comb. nucléaire [TJ] Σ	0	0	481.615	0	0
Demande d'énergie primaire, comb. nucléaire [lb U ₃ O ₈] Σ	0	0	2.408.073	0	0
Investissements ^{c)} [m€2010] Σ	1.469	2.661	2.441	2.994	2.588
Annuités ^{a)c)} [m€2010] Σ	2.001	2.453	2.386	2.771	3.155
Coût de carburant ^{c)} [m€2010] Σ	5.185	4.106	4.634	3.807	3.959
Coût de revient total ^{a)b)c)} [m€2010] Σ	9.326	9.671	9.052	9.552	9.082
Coût de revient spécifique ^{a)b)} [€2010/MWh non actualisé] Ø	99	103	96	101	96
Emissions totales de CO ₂ [kt CO ₂] Σ	124.800	178.336	107.141	163.501	94.387
Emissions spécifiques de CO ₂ [kg CO ₂ /MWh] Ø	383	540	334	497	292
Emissions totales de SO ₂ [t SO ₂] Σ	0	19.311	0	17.520	0
Emissions spécifiques de SO ₂ [g SO ₂ /MWh] Ø	0	56	0	52	0

Emissions totales de NO _x [t NO _x] Σ	15.491	41.238	13.283	37.636	11.702
Emissions spécifiques de NO _x [g NO _x /MWh] Ø	48	123	41	113	36
Déchets nucléaires totaux [kg] Σ	0	0	119.200	0	0
Déchets nucléaires spécifiques [g/MWh] Ø	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00
Poussières fines totales [kg] Σ	0	1.931.051	0	1.752.024	0
Poussières fines spécifiques [g/MWh] Ø	0,00	5,65	0,00	5,16	0,00

a) avec investissements du passé b) avec coûts externes "classiques" c) taux d'actualisation de 8%

Tableau 74 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2009-2019 (données non quantifiables)

Critères Σ : données cumulées Ø : données moyennes	2009-2019 BAU	2009-2019 DivChar	2009-2019 DivNuc	2009-2019 DivChar- Ren	2009-2019 DivRen
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance [-2;+2] Ø	1,42	1,42	1,42	1,36	1,26
Consommation d'eau douce [-2;0] Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation d'espace [-2;0] Ø	-0,04	-0,04	-0,04	-0,07	-0,12
Contribution à la sécurité d'approvisionnement [-2;+2] Ø	-1,82	-1,82	-1,82	-1,78	-1,68
Acceptabilité sociale [-2;+2] Ø	0,25	0,25	0,25	0,50	0,61
Risques économiques [-2;0] Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Risques techniques [-2;0] Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taux d'intégration locale [%] Ø	22%	22%	22%	24%	26%
Investissement local [m€2010, non actualisé] Σ	812	812	812	1.115	1.878
Emplois annuels [nombre] Σ	39.579	39.583	39.579	54.339	91.508
Emplois pendant la période [nombre] Ø	3.598	3.598	3.598	4.940	8.319

Tableau 75 : Synoptique de la comparaison des scénarios 2020-2030 (données non quantifiables)

Critères Σ : données cumulées \emptyset : données moyennes	2020-2030 BAU	2020-2030 DivChar	2020-2030 DivNuc	2020-2030 DivChar- Ren	2020-2030 DivRen
Aptitude à mettre à disposition de la réserve de puissance [-2;+2] \emptyset	1,74	1,38	1,63	1,10	0,79
Consommation d'eau douce [-2;0] \emptyset	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consommation d'espace [-2;0] \emptyset	-0,04	-0,05	-0,04	-0,18	-0,46
Contribution à la sécurité d'approvisionnement [-2;+2] \emptyset	-1,81	-1,38	-1,82	-1,12	-0,89
Acceptabilité sociale [-2;+2] \emptyset	0,25	-0,20	0,00	0,43	0,83
Risques économiques [-2;0] \emptyset	0,00	-0,18	-0,11	-0,15	0,00
Risques techniques [-2;0] \emptyset	0,00	0,00	-0,22	0,00	0,00
Taux d'intégration locale [%] \emptyset	22%	21%	18%	24%	29%
Investissement local [m€2010, non actualisé] Σ	1.043	1.918	1.044	2.585	3.154
Emplois annuels [nombre] Σ	50.827	93.449	50.884	125.968	153.713
Emplois pendant la période [nombre] \emptyset	4.621	8.495	4.626	11.452	13.974

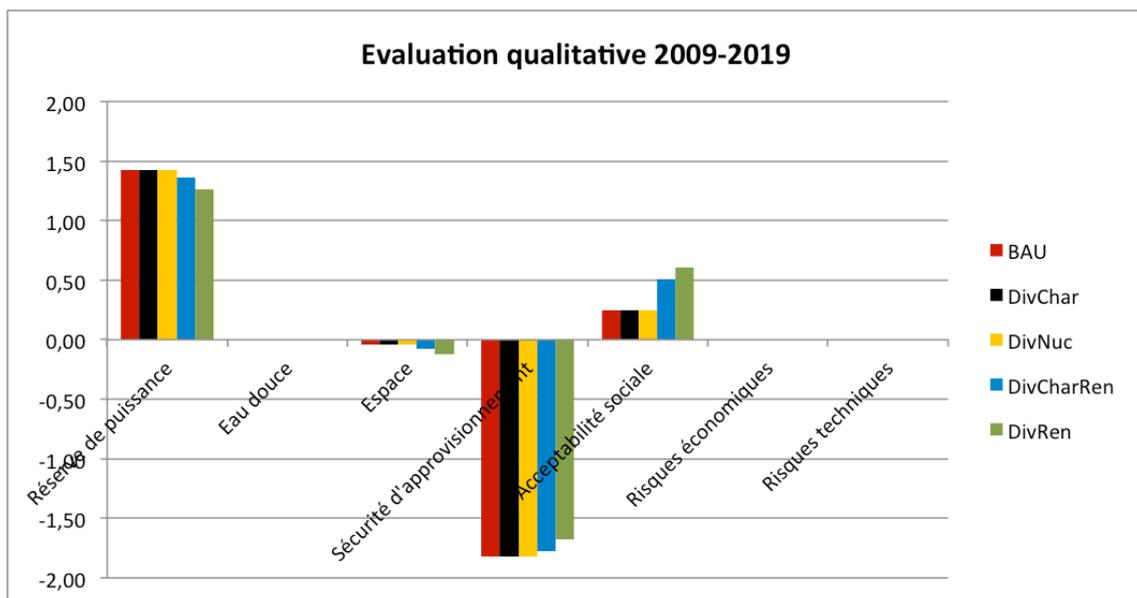


Figure 82 : Evaluation des paramètres non-quantifiables pour la période 2009-2019

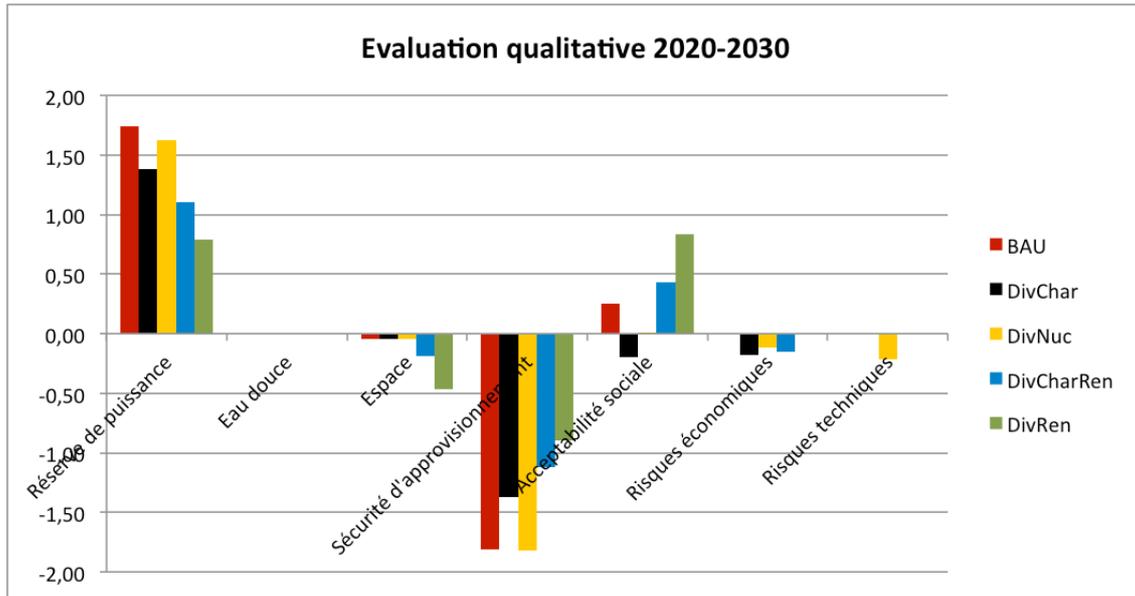


Figure 83 : Evaluation des paramètres non-quantifiables pour la période 2020-2030

Tableau 76 : Analyse de sensibilité : Effet de la variante « basse » du coût des combustibles sur le coût spécifique de production de l'électricité en €2010/MWh (non actualisé)

	2009-2030 BAU	2009-2030 DivChar	2009-2030 DivNuc	2009-2030 DivCharRen	2009-2030 DivRen
Coût de génération	64	64	65	65	68
Coût de génération (avec externalités classiques)	83	88	83	88	85
Coût de génération (avec toutes les externalités)	83	88	165	88	85
Coût de génération (incluant les MDP)	64	64	65	65	66
Coût de génération (avec coût du CO ₂ selon le cours du marché ETS)	74	77	74	77	76

Tableau 77 : Scénario BAU: Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale

Année	CSP	PV	Eolien	Gaz CO	Gaz TV	Gaz CC	Charbon	Nucléaire
2009	0	0	30	120	0	0	0	0
2010	0	0	0	180	0	0	0	0
2011	0	0	120	0	0	400	0	0
2012	0	0	70	220	0	0	0	0

2013	0	0	0	0	0	400	0	0
2014	0	0	0	0	0	400	0	0
2015	0	0	0	0	0	400	0	0
2016	0	0	40	640	0	80	0	0
2017	0	0	0	130	0	160	0	0
2018	0	0	0	0	0	400	0	0
2019	0	0	0	270	0	310	0	0
2020	0	0	50	0	0	700	0	0
2021	0	0	0	540	0	220	0	0
2022	0	0	0	310	0	200	0	0
2023	0	0	0	190	0	210	0	0
2024	0	0	0	90	0	220	0	0
2025	0	0	90	0	0	230	0	0
2026	0	0	0	0	0	240	0	0
2027	0	0	50	170	0	630	0	0
2028	0	0	0	140	0	260	0	0
2029	0	0	90	300	0	230	0	0
2030	0	0	0	320	0	360	0	0

Tableau 78 : Scénario DivChar : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale

Année	CSP	PV	Eolien	Gaz CO	Gaz TV	Gaz CC	Charbon	Nucléaire
2009	0	0	30	120	0	0	0	0
2010	0	0	0	180	0	0	0	0
2011	0	0	120	0	0	400	0	0
2012	0	0	70	220	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	400	0	0
2014	0	0	0	0	0	400	0	0
2015	0	0	0	0	0	400	0	0
2016	0	0	40	640	0	80	0	0
2017	0	0	0	130	0	160	0	0
2018	0	0	0	0	0	400	0	0
2019	0	0	0	270	0	310	0	0
2020	0	0	50	80	0	0	550	0
2021	0	0	0	540	0	0	170	0
2022	0	0	0	310	0	0	160	0
2023	0	0	0	190	0	0	170	0
2024	0	0	0	90	0	0	170	0
2025	0	0	90	60	0	0	240	0
2026	0	0	0	210	0	0	190	0

2027	0	0	50	310	0	0	480	0
2028	0	0	0	200	0	0	210	0
2029	0	0	90	350	0	0	180	0
2030	0	0	0	310	0	0	410	0

Tableau 79 : Scénario DivNuc : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale

Année	CSP	PV	Eolien	Gaz CO	Gaz TV	Gaz CC	Charbon	Nucléaire
2009	0	0	30	120	0	0	0	0
2010	0	0	0	180	0	0	0	0
2011	0	0	120	0	0	400	0	0
2012	0	0	70	220	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	400	0	0
2014	0	0	0	0	0	400	0	0
2015	0	0	0	0	0	400	0	0
2016	0	0	40	640	0	80	0	0
2017	0	0	0	130	0	160	0	0
2018	0	0	0	0	0	400	0	0
2019	0	0	0	270	0	310	0	0
2020	0	0	50	0	0	700	0	0
2021	0	0	0	540	0	220	0	0
2022	0	0	0	310	0	200	0	0
2023	0	0	0	190	0	210	0	0
2024	0	0	0	90	0	220	0	0
2025	0	0	90	0	0	0	0	1000
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	50	90	0	140	0	0
2028	0	0	0	120	0	280	0	0
2029	0	0	90	290	0	250	0	0
2030	0	0	0	390	0	290	0	0

Tableau 80 : Scénario DivCharRen : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale

Année	CSP	PV	Eolien	Gaz CO	Gaz TV	Gaz CC	Charbon	Nucléaire
2009	0	0	30	120	0	0	0	0
2010	0	0	0	180	0	0	0	0
2011	0	0	120	0	0	400	0	0
2012	0	20	70	220	0	0	0	0
2013	0	20	0	0	0	400	0	0
2014	0	20	0	0	0	400	0	0

2015	0	40	0	0	0	400	0	0
2016	0	30	60	650	0	50	0	0
2017	0	30	0	140	0	150	0	0
2018	0	30	70	0	0	400	0	0
2019	0	30	0	300	0	250	0	0
2020	80	30	80	0	0	0	560	0
2021	0	0	0	360	0	0	170	0
2022	0	20	0	310	0	0	150	0
2023	0	0	100	230	0	0	120	0
2024	110	20	0	120	0	0	120	0
2025	0	20	110	160	0	0	210	0
2026	0	50	50	230	0	0	150	0
2027	0	50	100	350	0	0	440	0
2028	50	50	100	210	0	0	120	0
2029	0	60	100	360	0	0	160	0
2030	0	60	50	320	0	0	340	0

Tableau 81 : Scénario DivRen : Mise en service de nouvelles capacités, en MW, par type de centrale

Année	CSP	PV	Eolien	Gaz CO	Gaz TV	Gaz CC	Charbon	Nucléaire
2009	0	0	30	120	0	0	0	0
2010	0	0	0	180	0	0	0	0
2011	0	0	120	0	0	400	0	0
2012	0	20	70	220	0	0	0	0
2013	0	20	0	0	0	400	0	0
2014	0	20	0	0	0	400	0	0
2015	120	40	0	0	0	400	0	0
2016	0	100	80	550	0	20	0	0
2017	0	100	80	180	0	90	0	0
2018	130	100	80	0	0	400	0	0
2019	0	100	80	280	0	100	0	0
2020	130	100	80	0	0	500	0	0
2021	0	200	120	230	0	80	0	0
2022	0	200	120	430	0	60	0	0
2023	0	200	120	350	0	70	0	0
2024	100	200	120	190	0	20	0	0
2025	0	140	100	30	0	330	0	0
2026	0	80	80	200	0	170	0	0
2027	0	80	80	190	0	600	0	0
2028	120	80	80	130	0	130	0	0

2029	0	80	60	290	0	240	0	0
2030	0	70	50	320	0	340	0	0

Annexe 3 : Classement des scénarios

L'approche proposée pour établir un classement des scénarios calculés prend en compte les préférences que les parties prenantes avaient exprimées lors d'un atelier organisé en Janvier 2012 à Tunis. L'approche est dérivée du « modèle additif linéaire », qui est une méthode de pondération couramment utilisée pour les analyses multicritères. Cette approche comporte les étapes suivantes:

- *Étape 1* : Assemblage et regroupement des indicateurs de l'étude qui correspondent aux groupes de critères pour lesquels les parties prenantes ont un intérêt particulier: coûts, sécurité d'approvisionnement, intégration locale et environnement (cf. groupes de critères 1-4 dans Tableau 82).
- *Étape 2*: Calcul uniforme (relatif) des scores de chaque scénario, chaque indicateur étant noté entre 0 point pour le plus faible et 100 points pour le plus fort
- *Étape 3*: Définition d'une pondération des critères effectuée en 2 étapes (voir les colonnes bleues dans Tableau 82). Tout d'abord 100 points ont été attribués aux groupes de critères ci-dessus (conformément aux résultats de l'atelier de Janvier 2012). Ensuite, 100 autres points ont été attribués pour chaque critère des groupes respectifs. Comme première approximation, lors de la seconde étape de pondération, chaque critère a reçu une part égale de points. Cependant, si par exemple les émissions de poussières fines sont considérées comme ayant très peu d'importance, les 20 points de ce critère peuvent être réaffectés pour les émissions de CO₂ ou les déchets nucléaires (en changeant les valeurs dans les cellules bleues, la somme par groupe de critère doit cependant rester égale à 100).
- *Étape 4* : Multiplication des scores obtenus dans l'étape 2 par les coefficients de pondération obtenus dans l'étape 3 (cf. Tableau 83). Le diagramme de Kiviati (cf. Figure 81) montre les performances des scénarios pour chaque groupe de critères.
- *Étapes 5 (optionnelle)* : Somme des résultats pondérés obtenus dans l'étape 4 pour obtenir un score global correspondant à la note finale de chaque scénario (cf. Tableau 83).

Tableau 82 : Familles de critères considérées comme prioritaires par les participants de l'atelier du 17 janvier 2012

No. (Famille de critères)	Pondération des familles de critères (totale de 100 points)	Famille de critères	Critères Σ : données cumulées \emptyset : données moyennes	Pondération du critère (100 points par famille de critères)
1	34	Critères économiques - coûts sans externalités	Coût de revient total ^{a)d)} [m€2010] Σ	25
			Coût de revient spécifique ^{a)} [€/kWh] \emptyset	25
		Critères économiques - coûts avec toutes les externalités	Coût de revient total ^{a)c)d)} [m€2010] Σ	25
			Coût de revient spécifique ^{a)c)} [€/kWh] \emptyset	25
2	27	Sécurité d'approvisionnement	Contribution à la sécurité d'approvisionnement [-2;+2] \emptyset	33
			Demande d'énergie primaire, non-renouvelable [TJ] Σ	33
			Demande d'énergie primaire, gaz naturel [TJ] Σ	34
3	20	Intégration locale	Taux d'intégration locale [%] \emptyset	50
			Emplois pendant la période [nombre] \emptyset	50
4	19	Environnement	Emissions totales de CO ₂ [kt CO ₂] Σ	20
			Emissions totales de SO ₂ [t SO ₂] Σ	20
			Emissions totales de NO _x [t NO _x] Σ	20
			Déchets nucléaires totaux [kg] Σ	20
			Poussières fines totales [kg] Σ	20

a) avec investissements du passé b) avec coûts externes "classiques" c) avec tous les coûts externes d) taux d'actualisation de 8%

Tableau 83 : Classement final d'après les familles de critères (nombre de points par famille de critères)

	2009-2030 BAU	2009-2030 DivChar	2009-2030 DivNuc	2009-2030 Div-CharRen	2009-2030 DivRen	Valeur max selon la pondération choisie
Critères économiques - coûts	21	33	8	30	17	34
Sécurité d'approvisionnement	3	12	4	18	23	27
Intégration locale	3	6	0	12	20	20
Environnement	17	4	14	6	19	19
Classement final	44	55	26	65	79	100

Table des conversions

1 BOE = 5,55 Mbtu
1 GJ = 0,95 Mbtu
1 thousand cubic feet natural gas = 1 Mbtu
1 short ton = 0,91 tonnes of steam coal
1 BOE = 0,23 tonnes of steam coal
1 BOE = 5,8570 GJ
1 tonne charbon = 26,316 GJ = 22 Mbtu
11bU3O8= 200 GJ
1000m³ natural gaz= 37,89 GJ

1 USD 2008 = 0,76 Euro 2010
1 USD 2009 = 0,77 Euro 2010
1 USD 2010 = 0,75 Euro 2010
1 USD 2011 = 0,75 Euro 2010

Références

- AHK Tunesien [Deutsch-Tunesische Industrie und Handelskammer] (2011): <http://tunesien.ahk.de/tunesien/daten/infrastruktur/> (sans auteur, 11.05.2011)
- ANME (2009): Données communiquées par la Direction des Etudes et de la Planification (DEP) dans le cadre du CIEDE, 2010
- ANME (2009b) : Données tirées à partir du système d'information sur la maîtrise de l'énergie SIM2E, Direction des Etudes et de la Planification (DEP), 2010
- ANME (2010): Production d'électricité renouvelable en Tunisie- Perspectives et opportunités à l'horizon 2030. Octobre 2010, Tunis.
- ANME (2010a) : Wind map of Tunisia.
http://www.anme.nat.tn/sys_files/2010/atlas/flyer_windmape.pdf
- ANME/Alcor (2010b) : Production d'électricité renouvelable en Tunisie. Perspectives et opportunités à l'horizon 2030. Octobre 2010.
- ANME (2011) : Chiffres Clés de la Maîtrise de l'Energie en Tunisie, Tunis, juin 2011
- AUPTDE (2007): Electrical power stations in the Arab countries. Arab Union of Producers, Transporters and Distributors of Electricity (AUPTDE, Amman 2007
- Banque Mondiale (2004) : Etude sur la participation dans les infrastructures en Tunisie– Volume 3- Annexe, page 45, 2004
- BfS (2005): Konzeptionelle und sicherheitstechnische Fragen der Endlagerung radioaktiver Abfälle. Wirtsgesteine im Vergleich. Synthesebericht des Bundesamtes für Strahlenschutz. Salzgitter.
- Brand, B., Missaoui, R. (2011) : The cost-efficient integration of CSP plants into the electricity system of Tunisia. Proceedings of 17th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies. Granada, 2011.
- Brand, B., Stambouli, A., Zeijli, D. (2012) : The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria. In publication, 2012.
- CEPN (1995): Externalities of Energy Vol.5. NuclearEnergy. Centre d'étude sur l'Évaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire, Paris, 1995.
- CESI (2010): Etude pour l'Évaluation, dans le cadre du Projet ELMED, de la capacité maximale de production d'électricité de sources d'énergie renouvelables (« RES ») non programmables, connectables au réseau transport de la Tunisie. CESI report n° B0028457, Milan, 2010.
- Denholm P. et al (2009): Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States. NREL Technical Report. Golden, Colorado, August 2009.
- DG-Energy [Climate Action DG and Mobility and Transport DG] (2010) : EU energy trends to 2030 – Update 2009. Belgium, 2010.
- DLR/ISI (2007) : Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und

- Reaktorsicherheit. German Aerospace Center (DLR), Fraunhofer ISI, Stuttgart, Karlsruhe, 2007.
- EC (2010) : EU energy trends to 2030 — UPDATE 2009. European Commission, Luxemburg, 2010
- EIA (2010) : Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010, U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington, March 2010.
- EPIA (2009) : Set for 2020. Solar Photovoltaic Electricity. A mainstream power source in Europe by 2020. Brussels, 2009. www.epia.org.
- EPIA (2010a) : Global market outlook for Photovoltaics until 2014. Brussels, May 2010. www.epia.org.
- EPIA (2010b) : Market outlook 2010. Brussels, May 2010. www.epia.org.
- EREC/Greenpeace (2010) : Energy [r]evolution, A sustainable world energy outlook 2010. European Renewable Energy Council/Greenpeace. June 2010. www.energyblueprint.info
- EWEA (2009) : The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association, Brussels, 2009. www.ewea.org
- EWEA (2010) : Powering Europe: Wind energy and the electric grid. European Wind Energy Association, Brussels, October 2011. www.ewea.org
- ExternE (2005) : External costs for electricity production in the EU. www.externe.info, 2005.
- Giebel, G. (2005): Wind Power has a Capacity Credit - A Catalogue of 50+ Supporting Studies. WindEngEJournal, windeng.net, 2005.
- Goebel, O. (2010): Shams One 100 MW CSP Plant in Abu Dhabi - Update on Project Status. SolarPacesProceedings 2010.
- Greenpeace (2010): Subventionen der Atomenergie Bilanzierung der staatlichen Förderung von Atomkraft in Deutschland (2. Auflage). October 2010, Hamburg. www.greenpeace.de
- Greenpeace/EPIA (2011): Solar Generation 6. Solar photovoltaic electricity empowering the world. Hamburg/Brussels, 2011. www.greenpeace.org
- GTZ [Gesellschaft für technische Zusammenarbeit] (2009): Energy-policy Framework Conditions for Electricity Markets and Renewable Energies. 16 Country Analyses. GTZ - Eschborn, November 2009.
- GWS (2011) : „Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“, Osnabrück, 2011.
- Hau, E. (2008) „Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit“ VDI-Buch, Berlin, 2008
- IEA (2009) : Technology Roadmap Wind Energy 2009. International Energy Agency, Paris, 2009.
- IEA (2010a) : Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios and Strategies to 2050. International Energy Agency, Paris, 2010.
- IEA (2010b) : Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy 2010. International Energy Agency, Paris, 2010.

- IEA [International Energy Agency] (2010c) : World Energy Outlook (WEO) 2010. France, 2010.
- IEA-ETSAP (2010): International Energy Agency, Energy Technology Systems Analysis Programme. Technology Briefs: Nuclear Power, Gas-Fired Power, Coal-Fired Power. April 2010. www.etsap.org.
- IEA [International Energy Agency] (2011): World Energy Outlook (WEO) 2011. France, 2011.
- Institut National de la Statistique (2009) : Les comptes de la nation. 2004-2008. Tunis.
- ISE (2010): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Renewable Energy Policy Innovation, Fraunhofer ISE, Freiburg, December 2010.
- iTREN (2008): Integrated transport and energy baseline until 2030, Overview on energy technologies and initial scenario on their diffusion into transport. Deliverable D3. European Commission, DG TREN, 2008, Brussels.
- Lahmeyer (2008): Etude de préfaisabilité. CSP Technologie. Lahmeyer International GmbH, Bad Vilbel, 2008.
- Lahmeyer (2009): Etude de préfaisabilité. Technologie Photovoltaïque. Lahmeyer International GmbH, Bad Vilbel, 2009.
- Lahmeyer (p.j.) : Large scale PV plants in North Africa and the Middle East. Are Large Scale PV Plants in the Sun-Belt Countries Overshadowed by CSP's Recent Boom? A Technical and Economical Comparison. Lahmeyer International GmbH, Bad Vilbel.
- Lüttke, M. (1996): Atomenergie: größter Subventionsempfänger, Neue Energie, 11, 22-23
- Maroc-Biz (2010): Matières premières: les prix flambent, les industriels s'inquiètent. http://www.maroc-biz.com/data_5/even_detail.php?id=203, 2010
- Ministère de l'Emploi (2008) : Statistiques de l'Emploi 2008.
- MIT (2010): Le Plan Solaire Tunisien. (V 07-09-2010). Ministère de l'Industrie et de la Technologie, Tunis, Octobre 2010.
- Moths, E. (1992): Internalisation of external costs during the crisis of environmental policy or as a crisis for economic policy, 2nd Conference on External Costs of Electric Power, Manuskript, Racine, Wisconsin
- Nast M., Horst J. (2011) : Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben V. Berlin, (2011)
- NEA [Nuclear Energy Agency] (2008): Perspectives de l'énergie nucléaire. Nuclear Energy Outlook (NEO), on 16 October 2008.
- NEEDS (2008): The "Impact Pathway Approach" – so called, "ExternE Methodology" to Estimate Impacts and External Costs. Application in North Africa. Presentation by Philipp Preiss, January 2008, Cairo. www.needs-project.org
- NEEDS (2009): The External and Social Costs of Energy Technologies. Presentation by Rainer Friedrich, Brussels, February 2009. www.needs-project.org
- NREL (2009) : National Solar Radiation Data Base. http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2005/tmy3/by_state_and_city.html
- NREL (2011) : System Advisor Model (SAM). <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>

- Photon (2011) : Daunting dimensions. The world's largest PV and CSP plants in operation, under construction and in development. Photon International 04/2011p.52, Aachen, April 2011.
- REE (2010) :El sistema electrica espanol. Avance del informa 2010. Red Electrica de Espana (REE), Madrid 2010.
- Sargent&Lundy (2009) : Assessment of Parabolic Trough, Power Tower, and Dish Solar Technology Cost and Performance Forecasts – 2008, Chicago, April 2009.
- Sauer, G. (1991): Haftung, Deckungs- und Stilllegungsvorsorge bei kerntechnischen Anlagen, in: Lukes, R.; Birkhofer, A. (Hg.)(1991): 9. Deutsches Atomrechtssymposium, 24.-26. Juni 1991, München, Referate und Diskussionsberichte, Köln u.a.
- Schroeder, A. et al.(2011): Modeling Storage and Demand Management in Electricity Distribution Grids. DIW Discussion paper 1110. Deutsches Institut für-Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, 2011.
- Seven2one (2011) : Benutzerhandbuch Seven2one Modelling. Karlsruhe.
- Seven2one (2010) : Mesap : Methodological Concept of PlaNet. Karlsruhe.
- Société PROMET (2008) : Etude sur la sécurité énergétique en Tunisie, Tunis, Mai 2008
- SoDa (2011) : Time Series of Solar Radiaton Data. http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php
- STEG (2009) : Statistiques rétrospectives d'électricité 1998-2008, Direction des Etudes et de la Planification (DEP-STEG 43/DPPDE/09/00), Tunis, Septembre 2009
- STEG (2010): Etude des options de développement du parc de production de l'électricité de la Tunisie. Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, Projet centrale électronucléaire & Direction des Etudes et de la Planification., Tunis. October 2010
- STEG (2010b) : Données communiquées par la Direction des Etudes et de la Planification (DEP) en 2011
- STEG (2010c) : Rapport Annuel 2009. http://www.steg.com.tn/fr/institutionnel/publication/rapport_act2009/Rap_STEG_2009.pdf
- STEG (2011) : Données communiquées par la Direction des Etudes et de la Planification (DEP) en 2011
- STEG (2011) : www.steg.com.tn
- STIR (2011): <http://www.stir.com.tn/> 11.05.2011 (sans auteur, non daté)
- Tunisia Today (2011): <http://www.tunisia-today.com/archives/25611> (MZ, 2011)
- US-DOE [US-Department of Energy] (2011): Annual Energy Outlook (AEO) 2011 - with Projections to 2035. Washington DC, April 2011.
- Valcercanu, G. (2010a): Etude sur les valeurs typiques des paramètres techniques et économiques des aérogénérateurs onshore et offshore possibles à installer en Tunisie à l'avenir. Janvier 2010, Tunis.
- Valcercanu, G. (2010b): Etude sur les coûts externes des technologies de production de l'énergie électrique. Janvier 2010, Tunis.

Valcereanu, G. (2010c): Etude sur les valeurs typiques des paramètres techniques et économiques des centrales solaires possibles à installer en Tunisie à l'avenir. Mars 2010, Tunis.

Viebahn, P., et al.(2010) : The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe—A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. Energy Policy, 2010.

WB-ESMAP (2011): Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects, Washington, Janvier 2011.

World Bank (2011): Global Economic Prospects 2011 - Navigating strong Currents. Washington DC, January 2011.

WWEA (2011) : World Wind Energy Report 2010. World Wind Energy Agency, Bonn, April 2011. www.wwindea.org