

Programme indicatif

**des besoins en moyens
de production d'électricité**

2008-2017

2008



Programme indicatif

**des besoins en moyens
de production d'électricité**

2008-2017

2008

A large, stylized graphic in the background. It features a tall, thin, multi-layered electrical pylon on the left. The background is a light blue with various thin, curved lines in shades of blue, green, and brown, resembling energy flows or a network. A prominent yellow circle is positioned above the letter 'G' in 'CREG'. The word 'CREG' is written in large, bold, dark grey capital letters.

Sommaire

I.	Introduction	6
1.	Contexte légal	6
2.	Objectif	7
II.	Méthodologie	9
III.	Hypothèses	10
1.	Prévisions de la demande Electricité	10
2.	Parc de production	13
2.1.	Parc existant	13
2.2.	Capacités en développement	14
2.3.	Déclassements	16
2.4.	Effet température sur les turbines à gaz	16
2.5.	Politique d'investissement	17
2.6.	Raccordement des installations de production	19
IV.	Présentation des résultats	19
1.	Scénario moyen d'évolution de la charge	19
2.	Scénario fort d'évolution de la charge	24
V.	Analyse des sensibilités à la LOLP	28
VI.	Développement du parc de production autonome du sud	28
VII.	Production décentralisée et énergies renouvelables	29
VIII.	Conclusion	32
IX.	Références	34
X.	Glossaire	35
XI.	Annexe	36

I. INTRODUCTION

1. Contexte légal

La loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations consacre l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Dans ce cadre, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) prend en charge l'élaboration d'un programme indicatif décennal des besoins en moyens de production de l'électricité, après consultations de l'Opérateur du système, des distributeurs et, à terme, de l'Opérateur du marché une fois celui-ci créé, en utilisant des outils et une méthodologie fixés par voie réglementaire.

En attendant la publication du décret définissant les outils et méthodologie à utiliser par la CREG pour son élaboration, ce deuxième programme indicatif des besoins en moyens de production de l'électricité (2008-2017) a été établi selon le processus habituel et examiné dans le cadre du Comité de concertation sur les investissements dans les secteurs de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations (COCEG), mis en place par la décision n° 63 du 10 mars 2008 du ministre de l'Energie et des Mines. C'est au sein de ce comité qu'a été organisée la consultation prévue par la loi n° 02-01 citée ci-dessus. Les institutions et organismes consultés sont le ministère de l'Energie et des Mines [directions générales chargées de l'énergie (DGE) et des hydrocarbures (DGH)], la Sonelgaz, les Gestionnaires des réseaux de transport de l'électricité (GRTE) et du gaz (GRTG), l'Opérateur système électrique (OS) et les sociétés de distribution de l'électricité et du gaz (SDA, SDC, SDE et SDO).

2. Objectif

L'électricité est un bien de consommation qui est devenu indispensable au bien-être de la population et au développement économique de toute société. A ce titre, il est vital pour un pays que l'accès à l'électricité soit assuré et que la continuité de sa fourniture soit garantie. Une adéquation entre les capacités de production, de transport et de distribution disponibles à moyen et long terme, d'une part, et l'évolution de la demande future d'électricité, d'autre part, est indispensable pour y parvenir.

Le présent programme indicatif met en évidence les besoins en moyens de production de l'électricité pour les dix prochaines années pour satisfaire le marché national.

La loi n° 02-01, à travers l'article 9 - alinéa 4, prévoit également que le programme indicatif évalue le besoin d'obligations de service public dans le domaine de la production de l'électricité. Ces obligations visent à atteindre certains objectifs d'intérêt public qui, en dehors de toute intervention publique, pourraient ne pas être atteints si seuls des critères de rentabilité économique étaient pris en considération. Elles concernent plus particulièrement la protection du consommateur, la sécurité d'approvisionnement et la protection de l'environnement. Comme le programme indicatif des besoins en moyens de production de l'électricité ne peut viser qu'indirectement la protection du consommateur, seules la protection de l'environnement et la sécurité d'approvisionnement à moyen terme (10 ans) sont traitées.

Dans la mesure où la production de l'électricité est devenue une activité ouverte à la concurrence, les décisions de construction de nouvelles centrales sont prises librement par les acteurs du marché. Par conséquent, le programme indicatif n'a aucun caractère obligatoire.

Son intérêt n'en demeure pas moins important pour les autorités publiques en charge de la politique énergétique du pays, dans la mesure où il propose une planification coordonnée des investissements en moyens de production. Celle-ci intègre des préoccupations d'intérêt général, comme la compétitivité du système de production, la sécurité d'approvisionnement en électricité et la protection de l'environnement.

Le système électrique algérien comporte, outre le réseau interconnecté, des réseaux autonomes alimentés par des turbines à gaz (Adrar, Illizi, In Salah) ou par des groupes diesel desservant les villes du sud, à travers les réseaux de distribution. Ce programme comprend donc deux parties, une partie relative au réseau interconnecté national et une autre traitant de la production autonome du sud.

Avec le programme indicatif, la CREG dispose d'un cadre de référence pour l'octroi des autorisations relatives à l'établissement des nouvelles installations de production de l'électricité, ainsi que pour intervenir en cas de demandes insuffisantes d'autorisation.

Le comité de direction de la CREG a approuvé, lors de sa réunion du 13 octobre 2008, la présente proposition de programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité pour la période 2008-2017 à soumettre au ministre de l'Energie et des Mines qui l'a approuvé par décision n° 185 du 22 octobre 2008.

II. METHODOLOGIE

L'élaboration du programme indicatif est intégrée dans une méthodologie d'analyse à long terme des investissements nécessaires en moyens de production de l'électricité, qui comporte deux phases :

1. L'élaboration, en deux étapes, des prévisions de la demande d'électricité :

- La première étape détermine les prévisions de consommation annuelle d'énergie des clients par niveau de tension (haute, moyenne et basse tensions).
- La seconde phase permet de traduire ces prévisions d'énergie en prévisions de puissance grâce à des facteurs de modulation (coefficients saisonniers, coefficients de pondération, courbes de charge...).

2. La détermination des besoins en moyen de production d'électricité

a pour objectif d'indiquer, sur une période de 10 ans, les capacités de production d'électricité qui doivent être mises en service chaque année pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité avec un niveau de fiabilité spécifié.

III. HYPOTHESES

1. Prévision de la demande d'électricité

Le processus de prévision de la demande d'électricité à moyen terme consiste à déterminer les prévisions énergétiques annuelles et à les traduire en prévisions de puissance. Deux scénarios de la demande ont été examinés :

- Le scénario fort relatif à une relance soutenue de l'économie nationale.
- Le scénario moyen qui maintient la tendance actuelle, avec une évolution modérée de la demande en électricité.

1.1. Historique de la consommation

La croissance de la consommation de l'électricité en Algérie a atteint son niveau le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux de croissance annuelle moyen de 13 % enregistré de 1970 à 1980. Durant la dernière décennie, cette croissance a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 5,6 %.

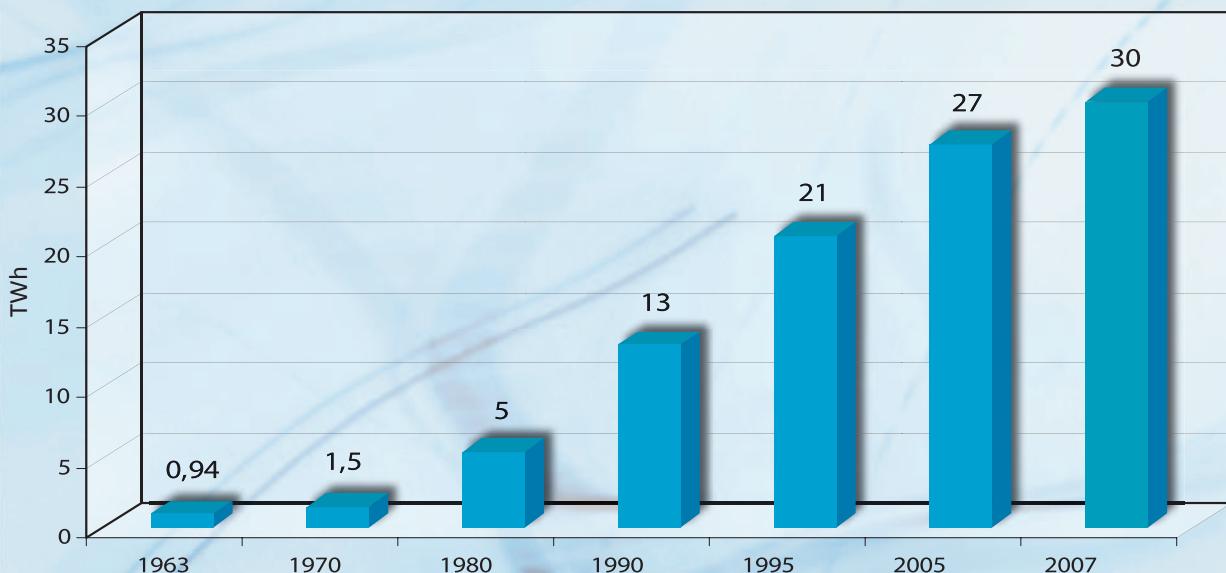


Figure 1 : Historique de Consommation Électricité 1963 – 2007

1.2. Scénario d'évolution de la demande

Les prévisions de la demande ont été établies sur la base des hypothèses socioéconomiques et techniques pour le passage des énergies aux puissances¹.

En tenant compte de l'ensemble des hypothèses, les prévisions de la consommation d'énergie électrique, de la production d'électricité et de la puissance maximale appelée sur la période d'étude sont données sur les figures suivantes. Il en ressort :

- **Pour le scénario moyen**, des taux de croissance annuels moyens de **7,8 %** pour la consommation, **7,3 %** pour l'énergie produite et **6,9 %** pour la puissance maximale appelée.
- **Pour le scénario fort**, des taux de croissance annuels moyens de **9,1 %** pour la consommation, **8,7 %** pour l'énergie produite et **8,1 %** pour la puissance maximale appelée.

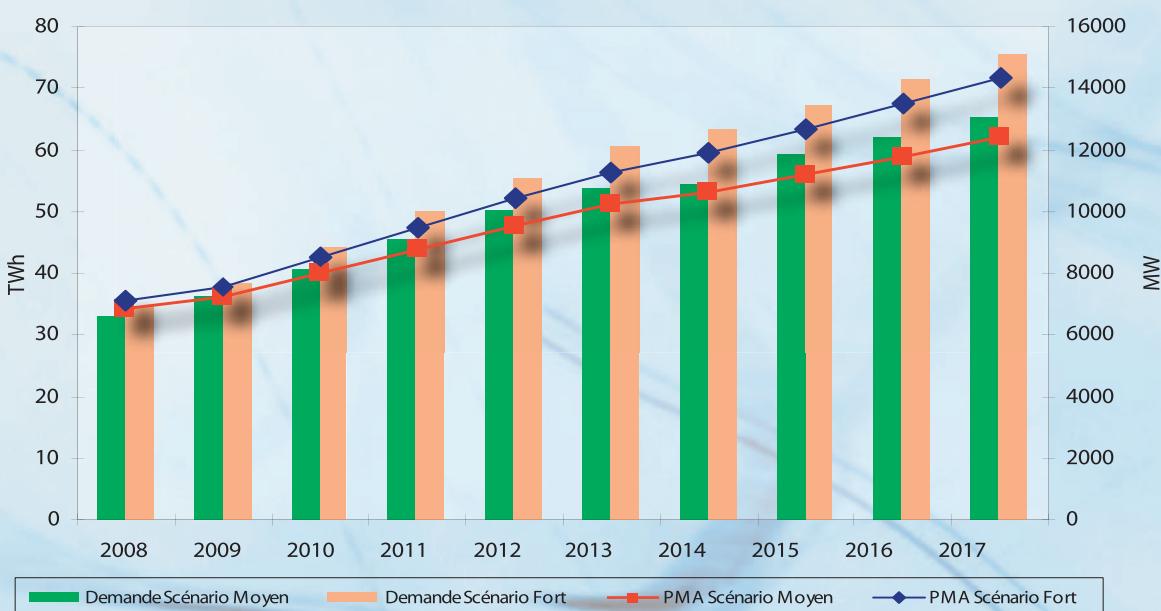


Figure 2 : Evolution des PMA et des consommations d'énergie électrique 2008-2017

¹ Les prévisions affichées sont issues de l'étude COPEG [2]

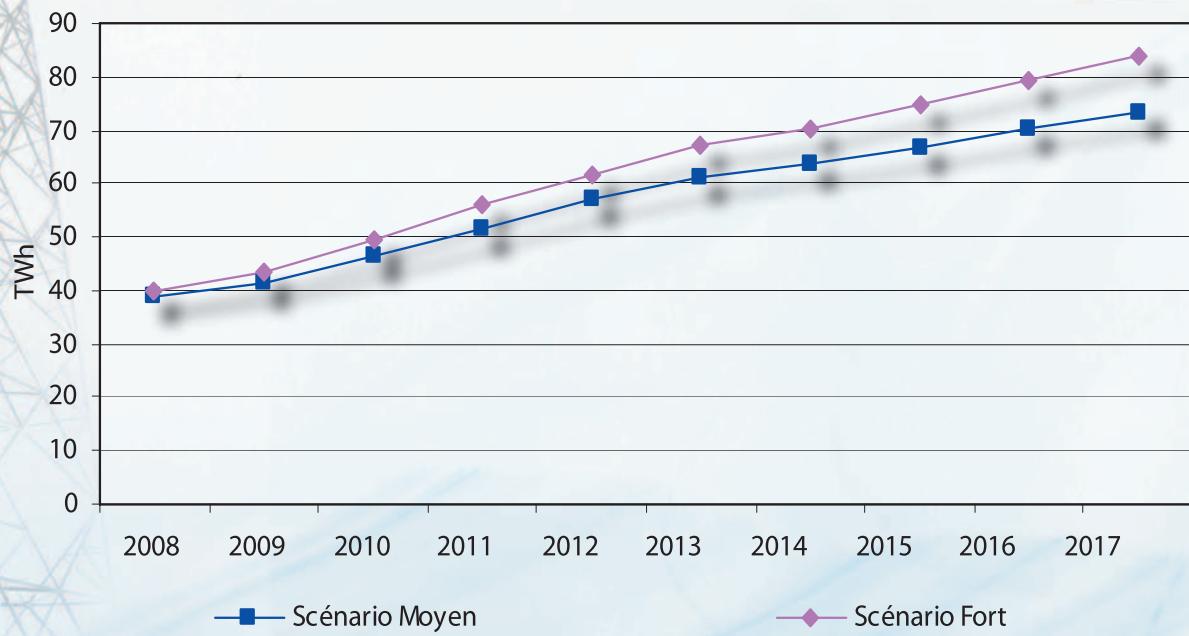


Figure 3 : Evolution de la production d'énergie électrique 2008 – 2017

En comparant cette prévision à celle considérée dans le programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2006², il ressort des écarts assez importants qui atteignent, en 2015 et pour les deux scénarios, 1600 MW. Ces écarts sont dus à l'apparition de projets industriels importants, notamment dans la sidérurgie et la pétrochimie, les stations de dessalement, l'électrification du rail...

● Puissance maximale appelée Hiver/Eté

La planification des moyens de production s'appuie sur des prévisions de la demande traduites en prévisions de puissances maximales appelées annuelles hivernales. Cependant, les changements observés sur la courbe de charge durant ces dernières années et l'évolution des puissances maximales appelées de l'été, qui devient plus rapide que celle de l'hiver, induisant ainsi le rapprochement des pointes de l'été de celles de l'hiver, incitent à un examen des bilans production/consommation tenant compte des puissances maximales appelées de l'été et de l'hiver.

² Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2006-2015 : publié par le CREG en février 2006

Tableau 1 : Historique des PMA Hiver/Eté 2000-2007

	Hiver PMA (MW)	Eté PMA (MW)
2000	4617	3739
2001	4791	3913
2002	4965*	4261
2003	5206*	4547
2004	5541	4841
2005	5921	5239
2006	6057	5485
2007	6572	5885

* Sans tenir compte des puissances délestées (65 MW en 2002 et 139 MW en 2003)

2. Parc de production

2.1. Parc existant

La puissance totale installée sur le réseau interconnecté national existante à fin 2007 était de **6876 MW**, dont 2435 MW en turbines à vapeur (TV), 3386 MW en turbines à gaz (TG), 825 MW en cycle combiné (CC) et 230 MW en hydraulique (TH). La répartition par filière est donnée sur la figure 4.

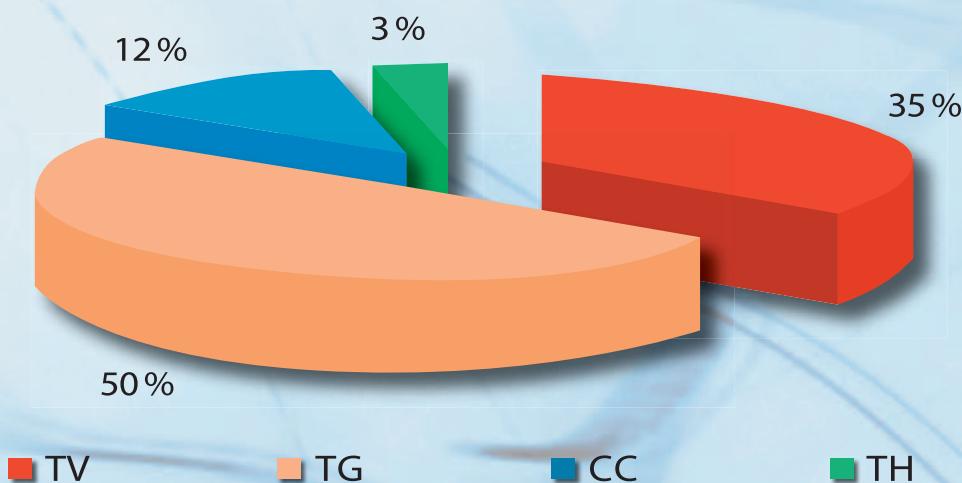


Figure 4 : Structure du parc de production en 2007

Cette capacité est répartie entre Sonelgaz Production Electricité (SPE), qui détient 76 % du parc de production, et les trois autres producteurs : Sharikat Kahrabaa Skikda (SKS), Sharikat Kahrabaa wa Maa d'Arzew (KAHRAMA) et Sharikat Kahrabaa de Berrouaghia (SKB) qui se partagent le solde de 24 %.

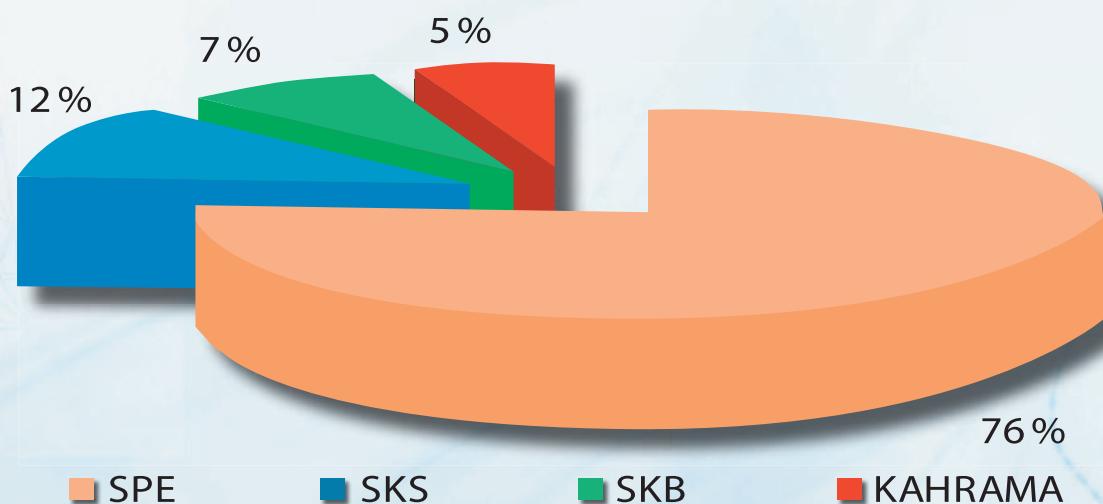


Figure 5 : Répartition de la capacité du parc de production par producteur

Pour rappel, depuis le dernier plan indicatif (2006-2015), il a été mis en service trois nouvelles centrales, à savoir la centrale turbine à gaz de 345 MW de KAHRAMA en juin 2006, la centrale à cycle combiné de 825 MW de SKS en juillet 2006 et la centrale turbine à gaz de 485 MW de SKB en août 2007.

2.2. Capacité en développement

Une capacité globale de **5676 MW** est actuellement en cours de réalisation.

Il s'agit :

- des actions de remplacement et de réhabilitation des moyens de production de SPE, décidées dans le cadre du plan d'urgence retenu pour SPE, qui consiste en la réalisation de 1780 MW de type turbine à gaz,

- le développement de 3896 MW, nécessaires pour faire face à l'évolution de la charge,
- la construction de la centrale hybride gaz/solaire de 150 MW au sud du pays, dans la région de Hassi R'mel par la société Solar Power Plant (SPP1).

Les dates de mise en service de ce parc de production, déjà identifié dans le programme indicatif précédent, sont données dans le tableau 2.

Tableau 2 : Les nouveaux moyens de production en cours de réalisation sur la période 2008-2012

Centrale	Type	Puissance nominale (MW)	Date de mise en service
Oran Est	TG	2x37.5	03/ 2008
Relizane	TG1	3x155	05/ 2009
	TG2		06/2009
	TG3		07/2009
Arbaâ	TG1	4x140	02/2009
	TG2		03/2009
	TG3		09/2009
	TG4		10/2009
Alger Port	TG1	2x35.5	04/2009
	TG2		05/2009
M'sila	TG1	2x215	06/2009
	TG2		08/2009
Annaba	TG1	2x35.5	03/2009
	TG2		03/2009
Batna	TG1	2x127	04/2009
	TG2		05/2009
Hadjret Ennous	CC	3x400	2009
Terga	CC	3x400	2012
K. Edraouch	CC	3x400	2012
Hassi R'mel	Hybride (CTG/Solaire)	150 MW (30 MW solaire)	2010

2.3. Déclassements

La puissance totale à déclasser sur la période 2008-2017 est de 1023 MW. Les niveaux de déclassement annuel sont estimés sur la base d'un fonctionnement de 200 000 heures par groupe.

Tableau 3 : Les capacités à déclasser par an

Année	Capacités à déclasser (MW)
2008	230
2009	120
2015	273
2016	200
2017	200
Total	1023

Avec les capacités déclassées sur la période 2006-2007 et le transfert des barrages des centrales hydrauliques vers le ministère des Ressources en eau, soit le retrait de l'exploitation en 2009 d'une capacité de 230 MW, le total des déclassements s'élève à **2330 MW**.

2.4. Effet de température sur les turbines à gaz

L'étude est basée sur l'examen des bilans production/consommation de l'hiver et de l'été. Pour la situation de l'été, il a été considéré une **baisse de 20 % sur les capacités de toutes les turbines à gaz du parc de production** due à l'effet température. Néanmoins, cette hypothèse reste à affiner à l'occasion de l'élaboration du prochain programme indicatif, par la réalisation d'une étude approfondie de l'effet de température sur le parc turbines à gaz en fonction du lieu géographique d'implantation de cette filière (nord, Hauts-Plateaux et sud) et des courbes puissance/température de chaque groupe.

2.6. Politique d'investissement

Le développement du parc proposé dans le présent programme a été déterminé sur la base d'une stratégie privilégiant l'utilisation du gaz naturel comme combustible principal, en cohérence avec les orientations de la politique énergétique nationale qui prévoient l'introduction des énergies solaire et éolienne, de la cogénération et du nucléaire. Cette dernière filière est considérée au-delà de la période couverte par cette étude.

Aussi, les technologies retenues pour les nouveaux investissements dans la production d'électricité pour le réseau national interconnecté sont celles de la filière gaz : les turbines à gaz (TG) et les cycles combinés (CC). Ce choix semble être le plus approprié pour cette période, tant pour des considérations techniques et économiques qu'environnementales.

Les turbines à gaz se justifient, pour un fonctionnement en pointe, par leur rapidité de démarrage et leur faible coût d'investissement. Les cycles combinés sont des candidats techniquement et économiquement intéressants pour un fonctionnement en base, en raison de leur très bon rendement et de leurs excellentes prestations environnementales lorsqu'on les compare, à puissances égales, aux autres types d'unités utilisant des combustibles fossiles. Ainsi, les moyens de production candidats retenus sont les **turbines à gaz de palier 100 et 200 MW** et les **cycles combinés** de palier **400 MW**.

La localisation des nouvelles centrales de production est établie sur la base d'un équilibre production/consommation par région. Compte tenu de ce bilan, la structure du parc additionnel est adaptée à la localisation régionale. Par conséquent, dans

certains cas, pour des raisons d'indivisibilité, un groupe cycle combiné peut être remplacé par des turbines à gaz totalisant une puissance équivalente. La structure du parc additionnel est également ajustée afin de tenir compte de la modulation de la courbe de charge et, en particulier, de la problématique du creux de charge.

Le développement du parc est conditionné par la marge de réserve, dont l'augmentation ou la réduction entraîne un besoin plus ou moins élevé d'équipements additionnels nécessaires pour satisfaire la demande, dans les conditions de qualité de service prédéfinies. La réserve considérée est égale au minimum à **20 %** de la puissance de pointe, conformément à l'arrêté du 21 février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transport et les règles de conduite du système électrique.

Le critère utilisé pour la détermination du parc optimal est la probabilité de défaillance (LOLP), prise égale à **0,548 %**, soit 48 heures/an. Cette durée (LOLE) correspond au nombre de jours ou d'heures dans l'année pendant lesquels la puissance disponible n'est pas suffisante pour faire face à la demande journalière ou horaire (manque de production). Des sensibilités à des durées de défaillance à **24 heures** et à **12 heures** seront également examinées.

Le réseau national est interconnecté avec les réseaux voisins du Maroc, à l'ouest, et de la Tunisie, à l'est, à travers plusieurs lignes. Cependant, vu l'absence de contrat d'échanges à long terme, l'apport des ces interconnexions n'est pas intégré au niveau de l'étude.

2.7. Raccordement des centrales sur le réseau de transport de l'électricité

Il a paru utile de mettre en évidence les éléments à prendre en compte lorsque des décisions d'investissements dans des installations de production d'électricité doivent être prises. Les réseaux 400 et 220 kV permettent de raccorder les centrales électriques de capacités supérieures à 40 MW. Dans la mesure où le choix des sites d'implantation des nouvelles unités de production est du ressort des investisseurs, il est important que les acteurs du marché intéressés à investir dans la production d'électricité tiennent compte, autant que possible, des infrastructures existantes/planifiées du réseau et contactent l'Opérateur du système électrique dès les phases préparatoires d'un projet, afin de permettre un développement coordonné de la production et du transport d'électricité.

IV. PRESENTATION DES RESULTATS

Deux scénarii de développement des moyens de production d'électricité ont été développés : le scénario moyen et le scénario fort, correspondant aux deux scénarii des prévisions de la demande électrique, chacun étayé par des hypothèses techniques et socioéconomiques spécifiques.

1. Scénario moyen

1.1. Description du scénario

Le scénario moyen est basé sur des prévisions de charge correspondant à une croissance économique modérée, qui maintient la tendance actuelle, donnant une

puissance maximale appelée de **12 410 MW** en 2017 avec un volume de production de 73 510 GWh.

Les capacités additionnelles ont été déterminées en respectant les critères de sécurité et de fiabilité spécifiés, un niveau de réserve marginale de 20 % minimum et une valeur de la LOLP de 0,548 % équivalente à une durée de coupure de 48 heures/an.

1.2. Plan de développement global des moyens de production à l'horizon 2017

Pour satisfaire la demande projetée sur la période 2008-2017, **la puissance additionnelle** à celle déjà en cours de construction (et dont la mise en service est attendue sur la période 2008-2012) **s'élève à 4000 MW**.

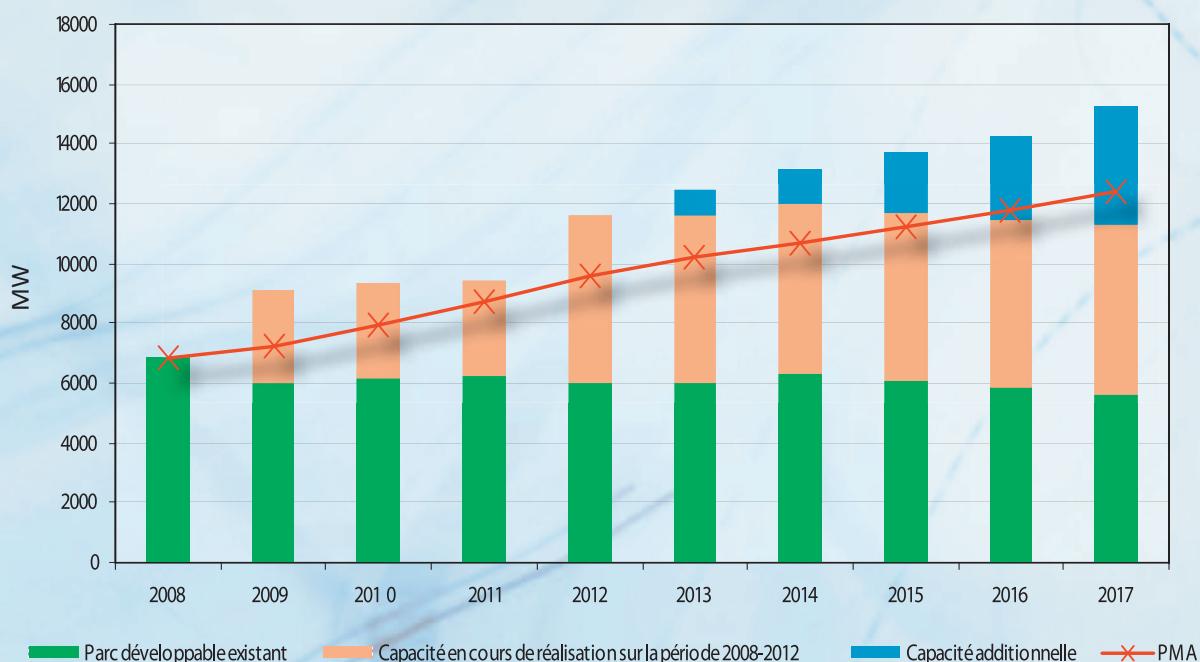


Figure 6 : Capacités additionnelles annuelles sur la période 2008-2017 pour le scénario moyen

La figure 6 montre les capacités additionnelles annuelles par rapport au parc existant en début de période (1^{er} janvier 2008).

Le premier investissement supplémentaire d'une capacité de 800 MW doit apparaître en 2013.

La figure 7 montre la répartition des capacités additionnelles annuelles en centrales à cycle combiné et turbines à gaz sur la période d'étude.

Par ailleurs, 200 MW supplémentaires seraient nécessaires dans le cas où l'évolution de la consommation de la région de Hassi Berkine venait à se confirmer.

La capacité additionnelle annuelle moyenne pour la période 2013-2017 est de 800 MW/an.

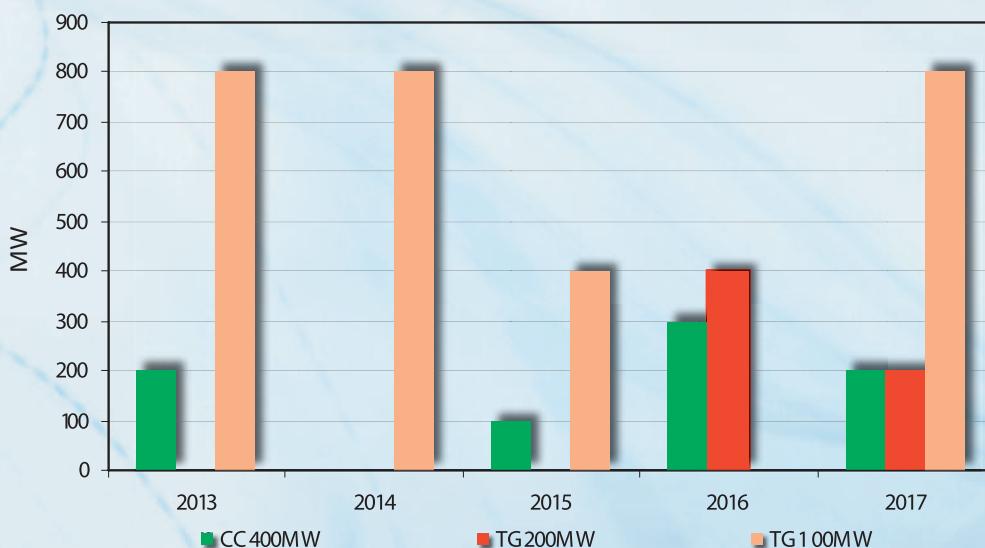


Figure 7 : Répartition annuelle des capacités additionnelles pour le scénario moyen

La structure des capacités additionnelles est modifiée, afin de tenir compte de la modulation de la courbe de charge, notamment du creux de charge, comme suit :

- 2800 MW en centrales à cycle combiné
- 600 MW en turbines à gaz 200 MW
- 800 MW en turbines à gaz 100 MW

1.3. Répartition régionale

La répartition régionale des capacités additionnelles a été établie sur la base d'un équilibre régional offre/demande. Les résultats sont présentés dans la figure 8.

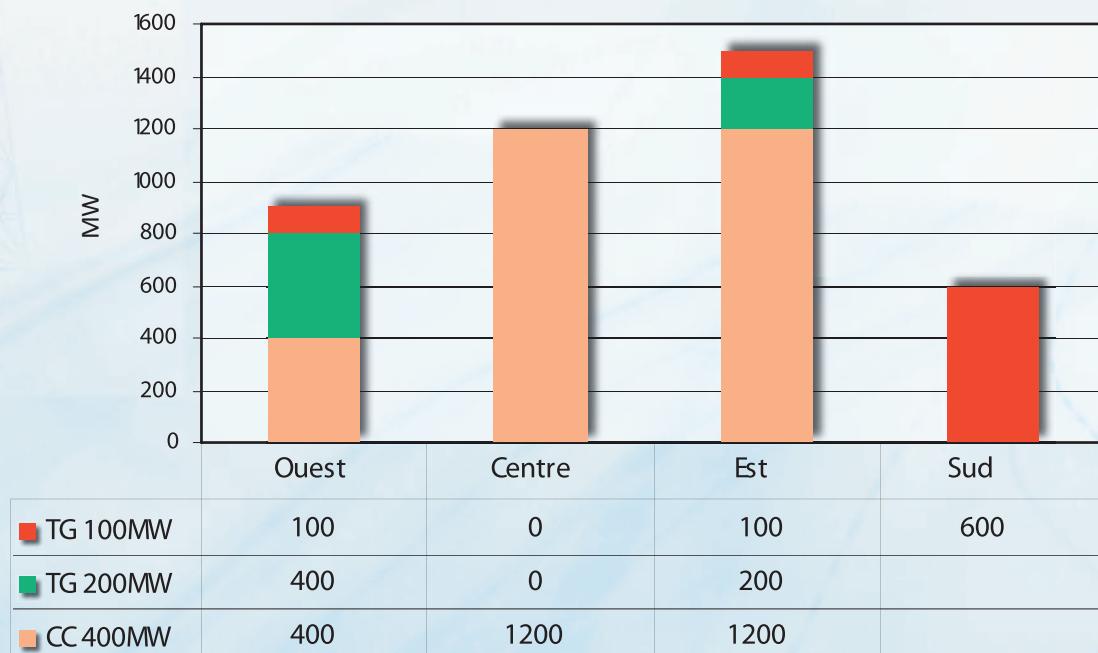


Figure 8 : Répartition régionale des nouvelles capacités de production pour le scénario moyen

Le détail par région et par année des capacités additionnelles est donné dans le tableau 4, où sont également affichées les capacités en cours de réalisation durant la période 2008-2012.

Tableau 4 : Répartition régionale par année des besoins en MW sur la période 2008-2017 pour le scénario moyen

Année	Ouest			Centre			Est			Sud ³		Total
	CC400	TG200	TG100	CC400	TG200	TG100	CC400	TG200	TG100	TG200	TG100	
2008*			75									75
2009*			465	1200	430	631			325			3051
2010*											150	150
2011*												0
2012*	1200						1200					2400
Total 2008-2012	1200	0	540	1200	430	631	1200	0	325	0	150	5676
2013				400			400				200	1000
2014	400						400					800
2015				400					100			500
2016		200						200			300	700
2017		200	100	400			400				100	1200
Total 2013-2017	400	400	100	1200	0	0	1200	200	100	0	600	4200

* Pour la période de 2008 à 2012, il s'agit des centrales en cours de réalisation

1.4. Estimation des émissions de gaz

Le tableau 5 donne les émissions de gaz NO_x et CO₂ pour le scénario moyen.

Le taux de croissance annuel moyen pour la période 2008-2017 est de 4,2 % pour les émissions de NO_x et de 5 % pour le CO₂.

Tableau 5 : Volume des émissions pour le scénario de référence

Millions tonnes	2008	2010	2015	2017
Emissions totales de NO _x	0,16	0,19	0,22	0,24
Emissions totales de CO ₂	38	45	54	59

³ Le Sud comprend les régions de Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Hassi Berkine

2. Scénario fort

2.1. Description du scénario

Le scénario fort est basé sur des prévisions de charge correspondant à une relance économique soutenue, avec une puissance maximale appelée de **14 350 MW** à l'horizon 2017, et une énergie produite de 84 115 GWh. Les autres composantes des hypothèses caractérisant ce scénario, tels le prix du gaz et le taux d'actualisation, sont similaires au scénario moyen. Il en est de même pour les niveaux des contraintes, à savoir une réserve de 20 % et une LOLP de 0,548 %.

2.2. Plan de développement global des moyens de production à l'horizon 2017

Afin d'assurer une alimentation en électricité dans les conditions de sécurité et de fiabilité prédefinies, **il est attendu, en plus des centrales en cours de réalisation, l'installation d'une capacité additionnelle de 6000 MW sur la période 2013-2017.**

La figure 9 donne les capacités additionnelles en sus des installations en cours de réalisation.

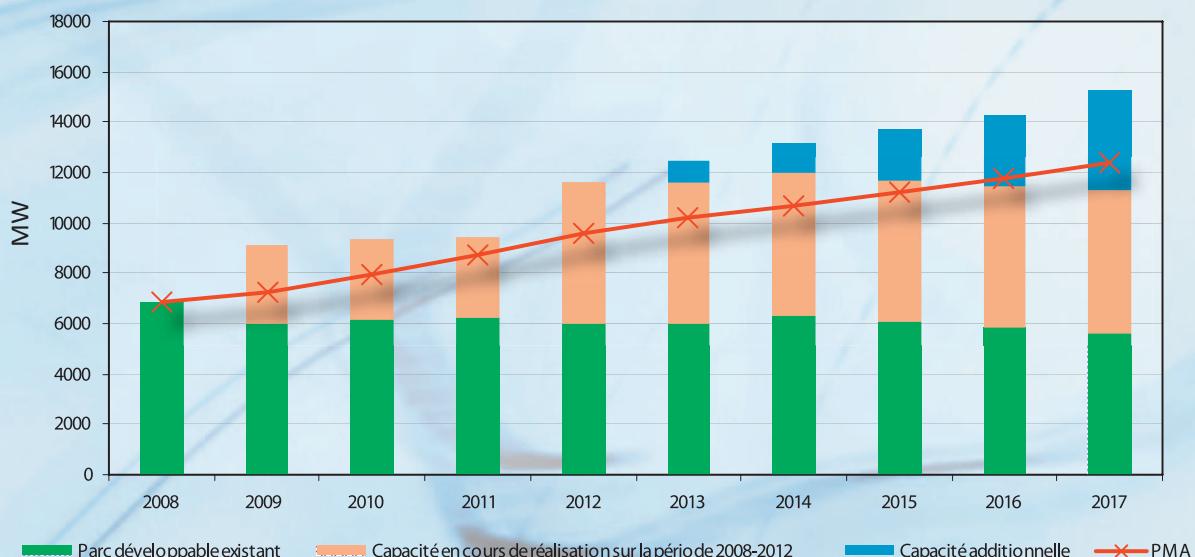


Figure 9 : Capacités additionnelles annuelles sur la période 2008-2017 pour le scénario fort

Le premier investissement supplémentaire de 2000 MW doit apparaître en 2013.

Cependant, 200 MW supplémentaires sont nécessaires pour la région de Hassi Berkine si l'évolution de sa demande venait à se confirmer.

La puissance additionnelle annuelle moyenne pour la période 2013-2017 est de **1200 MW/an.**

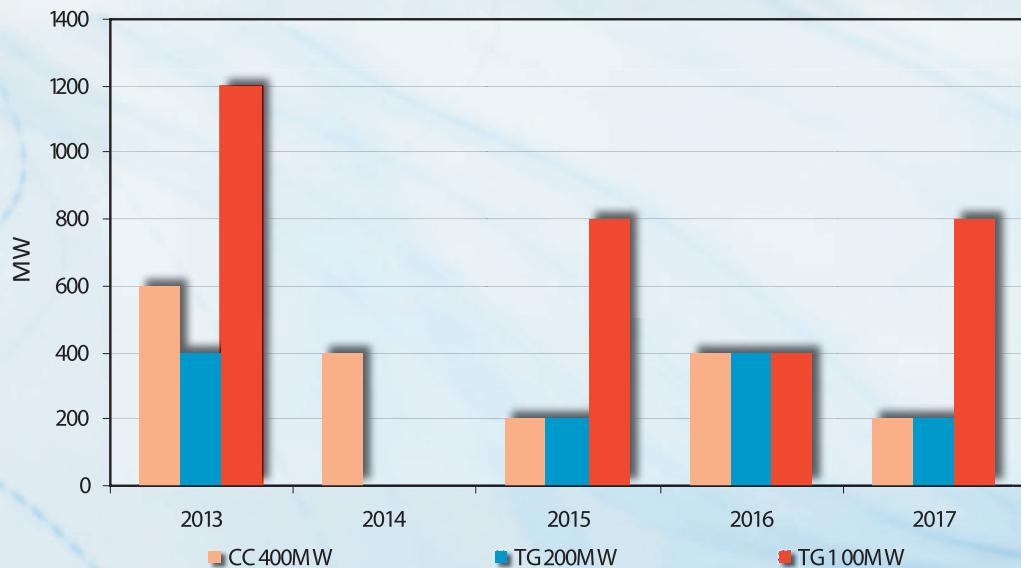


Figure 10 : Répartition annuelle des capacités additionnelles pour le scénario fort

La structure des capacités additionnelles est modifiée, afin de tenir compte de la modulation de la courbe de charge, notamment du creux de charge, comme suit :

- 3200 MW en centrales à cycle combiné
- 1200 MW en turbines à gaz 200 MW
- 1800 MW en turbines à gaz 100 MW

2.3. Répartition régionale

La répartition régionale des capacités en moyens à investir sur la période 2008-2017 a été établie sur la base d'un équilibre production/consommation. Elle est donnée dans la figure 11.

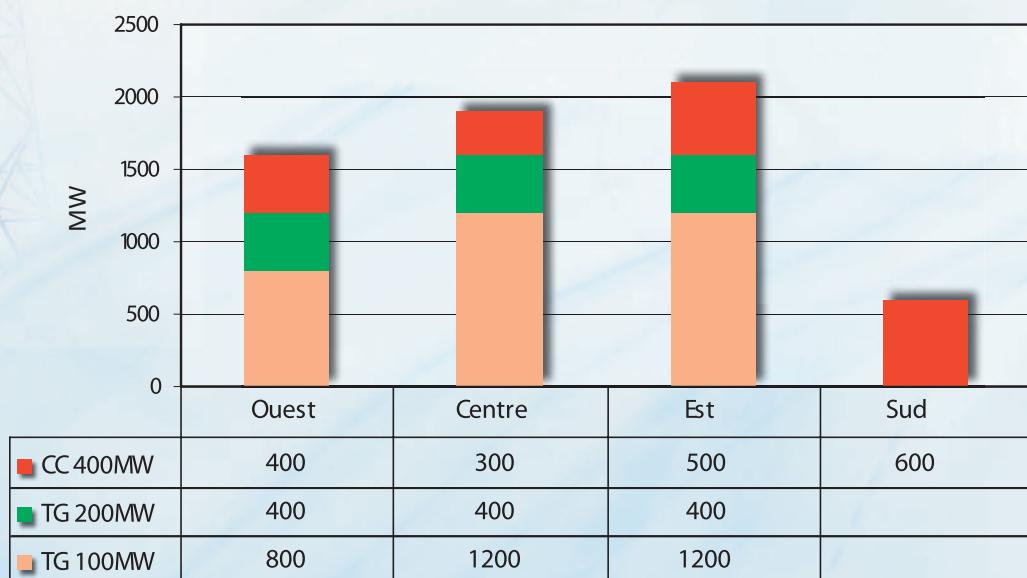


Figure 11 : Répartition régionale des capacités additionnelles pour le scénario fort

Le détail de la répartition régionale annuelle par type de moyen de production est donné dans le tableau 6.

Tableau 6 : Répartition régionale annuelle des besoins en MW pour le scénario fort

Année	Ouest			Centre			Est			Sud ⁴		Total
	CC400	TG200	TG100	CC400	TG200	TG100	CC400	TG200	TG100	TG200	TG100	
2008*			75									75
2009*			465	1200	430	631			325			3051
2010*											150	150
2011*												0
2012*	1200						1200					2400
Total 2008-2012	1200	0	540	1200	430	631	1200	0	325	0	150	5676
2013	400			400	200	200	400	200	200		200	2200
2014			200						100		100	400
2015	400				200	100	400		100			1200
2016		200	100	400				200	100		200	1200
2017		200	100	400			400				100	1200
Total 2013-2017	800	400	400	1200	400	300	1200	400	500	0	600	6200

* Pour la période de 2008 à 2012, il s'agit des centrales en cours de réalisation

2.4. Estimation des émissions de gaz

Le tableau 7 donne les émissions de gaz NO_x et CO₂ pour le scénario fort.

Le taux de croissance annuel moyen pour la période 2008-2017 est de 6 % pour le NO_x et de 6,8 % pour le CO₂.

Tableau 7 : Volume des émissions pour le scénario fort

Millions tonnes	2008	2010	2015	2017
Emissions totales de NO _x	0,17	0,21	0,25	0,28
Emissions totales de CO ₂	39	48	63	70

⁴ Le Sud comprend les régions de Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Hassi Berkine

V. ANALYSE DES SENSIBILITES A LA LOLP

Les différentes études de sensibilité à la LOLP font ressortir que la sensibilité à une LOLP de 0,274 % équivalente à 24 heures de défaillance par an résulte de la même capacité additionnelle de production à l'horizon 2017 que celle du scénario moyen. Avec une LOLP de 0,137 % égale à 12 heures de défaillance par an, il découle une capacité additionnelle supplémentaire équivalente à une TG de 200 MW en comparaison au scénario moyen.

VI. DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION AUTONOME DU SUD

La capacité de production d'électricité installée au 31 décembre 2007 est de 440 MW, dont 253 MW en turbines à gaz et 187 MW en diesel⁵.

Le parc de production d'électricité des réseaux isolés du sud est exclusivement diesel, hormis les pôles d'Adrar, Illizi et In Salah, en raison du passage de gazoduc dans la région ; la production totale en 2007 est de 659 GWh.

Pour le développement des moyens de production de ces sites, l'étude⁶ élaborée dans le cadre du COPEG porte sur les moyens de production à mettre en œuvre sur la période 2008-2013 pour faire face à l'accroissement de la demande. Ainsi, le parc de production des réseaux isolés du sud à installer sur la période 2008-2013 totalise une puissance de 374 MW. Pour les réseaux isolés du sud, la capacité totale à investir sur la période 2008- 2013 est de :

- 235 MW en turbines à gaz
- 139 MW en diesel

⁵ Bulletin statistique 2007 : Sonelgaz

⁶ Etude de développement des réseaux isolés du sud

Le détail de la répartition des nouveaux moyens de production par localité pour les diesel et les turbines à gaz est donné en annexe.

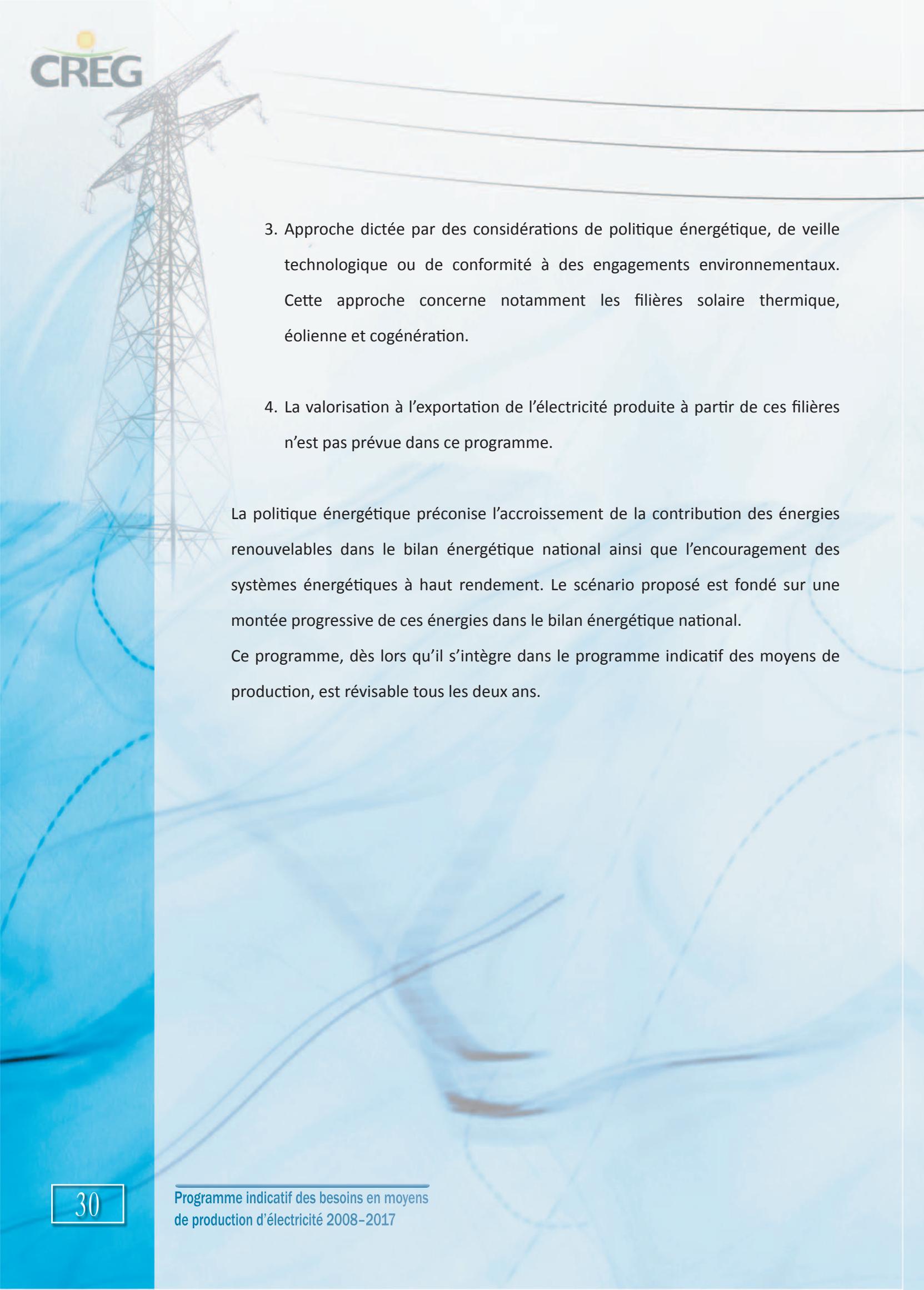
Cette étude donne les investissements pour les réseaux isolés du sud pour les années 2008 à 2013. Les besoins pour les années 2013 à 2017 seront examinés lors de l'élaboration du prochain programme indicatif.

VII. PRODUCTION DECENTRALISEE ET ENERGIES RENOUVELABLES

La loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations précise dans son article 26 que des mesures d'organisation du marché de l'électricité seront prises en vue de l'écoulement sur le marché national d'une quantité d'électricité d'origine renouvelable ou de systèmes de cogénération, à des conditions avantageuses, en application de la politique énergétique. Les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotation de l'Etat ou être imputés sur les tarifs.

L'introduction des énergies renouvelables en Algérie peut se faire selon les approches suivantes :

1. Complément à l'électrification rurale pour l'alimentation en électricité de sites isolés.
2. Hybridation des centrales diesel existantes ou nouvelles par des systèmes photovoltaïques ou par des éoliennes, selon le site et la puissance.

- 
3. Approche dictée par des considérations de politique énergétique, de veille technologique ou de conformité à des engagements environnementaux. Cette approche concerne notamment les filières solaire thermique, éolienne et cogénération.
 4. La valorisation à l'exportation de l'électricité produite à partir de ces filières n'est pas prévue dans ce programme.

La politique énergétique préconise l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national ainsi que l'encouragement des systèmes énergétiques à haut rendement. Le scénario proposé est fondé sur une montée progressive de ces énergies dans le bilan énergétique national. Ce programme, dès lors qu'il s'intègre dans le programme indicatif des moyens de production, est révisable tous les deux ans.

Tableau 8 : Programme des investissements en moyens de production en énergies renouvelables

Années		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Solaire thermique	MW		30	30	100	100	100	100	170	170
	GWh		60	60	200	200	200	200	340	340
	% bilan production		0,144	0,129	0,386	0,351	0,328	0,315	0,510	0,485
Eolien	MW			10	10	20	20	40	60	80
	GWh			20	20	40	40	80	120	160
	% bilan production			0,039	0,035	0,066	0,063	0,120	0,171	0,218
Cogénération	MW		50	100	100	150	200	250	300	450
	GWh		350	700	700	1050	1400	1750	2100	3150
	% bilan production		0,753	1,353	1,228	1,720	2,206	2,624	2,999	4,285
Photovoltaïque	MW	0,5	1,1	1,6	2,1	2,6	3,1	3,6	4,1	5,1
	GWh	0,345	2,2	3,2	4,2	5,2	6,2	7,2	8,2	10,2
	% bilan production	0,001	0,005	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011	0,012	0,014
Programme EnR	MW	0,5	81,1	141,6	212,1	272,6	323,1	393,6	534,1	705,1
	GWh	0,345	412,2	783,2	924,2	1295,2	1646,2	2037,2	2568,2	3660,2
	% bilan production	0,001	0,886	1,513	1,621	2,122	2,594	3,055	3,667	4,979

Tenant compte de l'approche dictée plus haut, l'étude sur l'introduction de centrales décentralisée dans le parc de production national fait ressortir que la puissance totale à installer sur la période est de 705 MW, dont 450 MW en cogénération. La production prévue à l'horizon 2017 est de 3,7 TWh, soit 5 % de la production totale.

VIII. CONCLUSION

L'étude de développement des moyens de production sur la période 2008-2017, considérant les deux scénarios de prévision de la demande moyen et fort, découlant chacun d'hypothèses socioéconomiques différentes, a pour objectif l'établissement d'un programme indicatif des moyens de production d'électricité sur la période 2008-2017 en respectant les critères de sécurité et de fiabilité spécifiés et en tenant compte de :

- L'évolution de la demande électrique (scénario moyen et fort).
- Le parc existant.
- Le programme de déclassement.
- Le programme de réhabilitation.
- Les unités de production en cours de développement.

L'étude a fait ressortir :

1. La date d'apparition du premier investissement additionnel d'une capacité de 800 MW, dans le cas du scénario moyen, est 2013.
2. Pour le scénario fort, la date d'apparition du premier investissement d'une capacité de 2000 MW est 2013.

3. Une capacité additionnelle de 200 MW est nécessaire pour le pôle de Hassi Berkine.

4. Le programme d'investissement en moyens de production durant la période 2013-2017 pour le scénario moyen totalise une capacité de 4200 MW, dont 200 MW pour la région de Hassi Berkine. Cette capacité est répartie comme suit :

- 2800 MW en centrales à cycle combiné
- 600 MW en turbines à gaz 200 MW
- 800 MW en turbines à gaz 100 MW

La capacité additionnelle annuelle moyenne pour la période 2013-2017 est de 800 MW/an.

5. Le programme d'investissement en moyens de production d'électricité pour la période 2013-2017 pour le scénario fort totalise une capacité de 6200 MW, dont 200 MW pour la région de Hassi Berkine. Cette capacité est répartie comme suit :

- 3200 MW en centrales à cycle combiné
- 1200 MW en turbines à gaz 200 MW
- 1800 MW en turbines à gaz 100 MW

La puissance additionnelle annuelle moyenne pour la période 2013-2017 est de 1200 MW/an.

6. Pour les réseaux isolés du sud, la capacité totale à investir sur la période 2008-2013 est de :

- 235 MW en turbines à gaz
- 139 MW en diesel

7. La puissance totale à installer sur la période 2009-2017 en production d'énergies renouvelables est de 705 MW, dont 450 MW en cogénération. La production prévue à l'horizon 2017 est de 3,7 TWh, soit 5 % de la production totale.

IX. REFERENCE

- [1] MEM, Décision n° 63 du 10 mai 2008, de Monsieur le ministre de l'Energie et des Mines, portant mise en place, pour une période transitoire, du comité de concertation sur les investissements dans les secteurs de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations (COCEG).
- [2] SONELGAZ, «Prévisions de la demande d'énergie électrique – Objectifs période 2007– 2017»
- [3] SONELGAZ, Etude de développement des réseaux isolés du sud [2006-2020]

X. GLOSSAIRE

CC	Cycle combiné
COCEG	Comité de concertation sur les investissements dans les secteurs de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations
COPEG	Comité de programmation des investissements dans les secteurs de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
GWh	Gigawattheure = 10^9 watt-heure
KAHRAMA	Sharikat Kahrbaa wa Maa d'Arzew
LOLE	Loss of load expectation
LOLP	Loss of load probability
MEM	Ministère de l'Energie et des Mines
MW	Mégawatt = 10^6 watt
PMA	Puissance maximale appelée
SKB	Shariket Kahraba Berrouaghia
SKH	Shariket Kahraba Hadjret Ennous
SKS	Shariket Kahraba Skikda
SONELGAZ	Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz
SPE	Sonelgaz Production de l'Electricité
SPP1	Solar Power Plant
TG	Turbine à gaz
TV	Turbine à vapeur
TWh	TeraWattheure = 10^{12} wattheure



XI. Annexe

Développement du parc de production des réseaux isolés du sud

Les capacités à investir en Diesel pour la période 2008-2013

	Parc en construction			Parc en idée de projet	
	2008	2009	2010	2011	2013
In Guezzam	1 x 2000 kW	2 x 400 kW			
Idless		2 x 400 kW			
Tinzaouatine	1 x 400 kW	2 x 400 kW			
Bordj O. Driss		5 x 400 kW			
Site 2	1 x 400 kW	1 x 400 kW			1 x 400 kW
Bordj El Haous		6 x 250 kW			
Deb Deb	5 x 400 kW				
Talmine	1 x 400 kW 1 x 2000 kW	2 x 400 kW 3 x 2000 kW			
M'Guiden		4 x 80 kW			
Beni Abbès	1 x 2000 kW 1 x 2000 kW		2 x 2000 kW		
B. B. Mokhtar	3 x 400 kW		3 x 2000 kW		
Djanet	1 x 2000 kW		1 x 2000 kW		5 x 2000 kW
Illizi	2 x 2000 kW				
El Goléa	1 x 2000 kW		1 x 2000 kW		
Tindouf			6 x 4000 kW	4 x 4000 kW	
Tamanrasset		5 x 8000 kW			
Site 3				1 x 400 kW	
Nombre de groupes	19	32	14	04	06
Puissance totale	20 400 kW	53 420 kW	38 400 kW	16 000 kW	10 400 kW

Les capacités à investir en turbine à gaz pour la période 2008-2013

	Parc en construction		Parc en idée de projet
	2009	2010	2012
Ilizi		3 x 5 MW	
In Aména		6 x 5 MW	
El Goléa		3 x 10 MW 2 x 5 MW	
Beni Abbès		4 x 5 MW	
Timimoun		2 x 25 MW	
Tamanrasset			2 x 10 MW
TG de secours	4 x 15 MW		
Nombre de groupes	4	20	02
Puissance totale	60 MW	155 MW	20 MW





لجنة ضبط الكهرباء و الغاز
Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Immeuble du Ministère de l'Energie et des Mines

Tour B – Val d'Hydra – Alger – Algérie

Tél. : +213 21 48 81 48

Fax : +213 21 48 84 00

E-mail : contact@creg.mem.gov.dz

Site Web : www.creg.gov.dz