

**Programme indicatif des besoins
en moyens de production d'électricité
2006-2015**

Année 2006



**Programme indicatif des besoins
En moyens de production d'électricité
2006-2015**

Préambule

La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) a établi le présent programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité conformément à l'article 8 de la loi n°02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.

Selon cette disposition, la CREG doit établir ce programme après consultation de l'opérateur du système, de l'opérateur du marché et des distributeurs en utilisant des outils et une méthodologie fixés par voie réglementaire.

Le document est établi la première fois dans les douze mois à compter de la mise en place de la commission de régulation, événement qui correspond à la date à laquelle la Comité de Direction a été installé par le Chef du Gouvernement, soit le 24 janvier 2005.

Le processus d'élaboration du document s'est déroulé dans le cadre du comité de programmation des investissements dans les secteurs de l'électricité et la distribution du gaz (COPEG), mis en place par

décision n° 68 du 16 mai 2004 du ministre chargé de l'énergie pour une période transitoire n'excédant pas trois (3) ans. C'est dans ce cadre qu'a été validée la méthodologie suivie pour ce travail, compte tenu de l'absence des textes réglementaires requis et organisée la consultation prévue à l'article 8 de la loi.

Le projet de programme indicatif a été examiné et validé par le COPEG lors de sa session du 14 décembre 2005 puis approuvé par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 7 janvier 2006.

Il a été approuvé par le Ministre de l'Energie et des Mines conformément à l'article 8 de la loi n° 02-01 par décision n°349 du 25 février 2006.

Sommaire

1. Introduction	4
1.1. Contexte légal	4
1.2 . Objectif	4
2. Méthodologie appliquée	6
3. Hypothèses utilisées	6
3.1. Demande Electricité	6
3.2. Données du parc de production	9
3.2.1. Parc existant	9
3.2.2. Technologie de production centralisée	11
3.2.3. Contraintes pour le choix du parc optimal	11
4. Politique d'investissement en production centralisée	13
4.1. Scénario moyen d'évolution de la charge	13
4.2. Scénario fort d'évolution de la charge	15
5. Développement du parc de production des réseaux isolés du sud	17
6. Production décentralisée et énergie renouvelable	17
7. Impact de la production centralisée sur le réseau de transport électricité	20
7.1. Le niveau de tension requis pour le raccordement des unités de production	20
7.2. Les localisations favorables pour le raccordement d'unités de production	20
8. Conclusion	21
9. Références	22
10. Glossaire	22
11. Annexe1 : Descriptif du modèle de calcul Wasp III+	23

1. Introduction

1.1. Contexte légal

La loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 05 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 moyens de production de l'électricité, après consultations de l'opérateur du système, des distributeurs et à terme avec l'opérateur du marché une fois celui-ci créé.

Conformément aux dispositions de l'article 9 de la Loi, ce programme contient :

une estimation de l'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long terme et identifie les besoins en moyens de production qui en résultent;

les orientations en matière de choix des sources d'énergie primaire en veillant à privilégier les combustibles nationaux disponibles, à promouvoir l'utilisation d'énergies renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par la réglementation ;

les indications sur la nature des filières de production d'électricité à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ;

l'évaluation du besoin d'obligations de service public dans le domaine de la production ainsi que l'efficacité et le coût de ces obligations.

Le premier programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité (2006-2015) est élaboré dans un contexte particulier rappelé dans le préambule du présent document.

1.2. 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 qu'un 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.

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 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 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 pour ceux-ci. 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 production, la sécurité d'approvisionnement en électricité et la protection de l'environnement.

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.

2. Méthodologie appliquée

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

a) L'élaboration, en trois étapes, des prévisions de la demande d'électricité à moyen terme (10 ans) :

- Elaboration des prévisions économiques à l'aide d'un modèle macro-économique qui fournit les scénarii d'évolution des valeurs ajoutées sectorielles au niveau de la nomenclature des secteurs d'activité (NSA) et des parcs de logement et d'équipements des ménages.
- Les hypothèses macroéconomiques émanent des différents organismes de l'état (Office National des statistiques, Ministères chargés de l'habitat, de l'énergie et des finances, ...).
- Détermination des prévisions annuelles d'énergies, par niveau de tension (Haute, Moyenne et Basse tension) ;
- Traduction de ces prévisions d'énergie en prévisions de puissances, à l'aide de facteurs de modulation (coefficients saisonniers, coefficients de pondération, courbes de charges réduites,...).

b) L'étude du système électrique, qui a pour objectif de déterminer sur la période de 10 ans considérée, les investissements en unités de production nécessaires pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité¹. Les données d'entrée du modèle sont l'évolution de la demande en énergie électrique et la représentation chronologique horaire de la demande annuelle qui permet d'affiner le choix des types d'unités de production ainsi que le calendrier de leur mise en service. L'outil de calcul utilisé à cet effet, est le WASP III⁺ dont un descriptif est donné en annexe.

¹ Dans le respect des critères de planification

3. Hypothèses utilisées

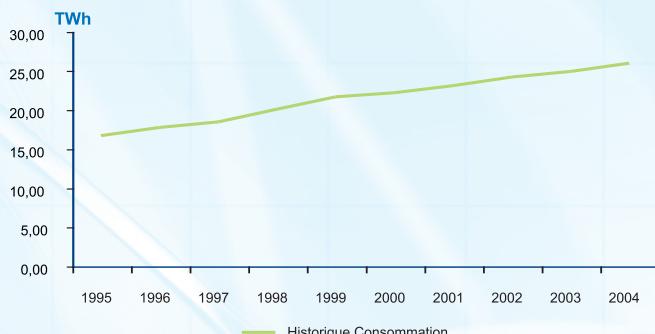
3.1. La demande d'électricité

Le processus de prévision de la demande électrique à moyen terme consiste à déterminer les prévisions énergétiques annuelles par niveau de tension et à les traduire en prévisions de puissance. Deux scénarii de la demande ont été examinés, l'un relatif à une relance soutenue de l'économie nationale et l'autre qui maintient la tendance actuelle, avec une évolution modérée de la demande en électricité.

3.1.1- Historique de la consommation

L'évolution de la consommation sur la période 1995 – 2004 a évolué avec un taux de croissance annuel moyen de 5.1%.

Historique Consommation Électricité 1995 - 2004



3.1.2- Scénario d'évolution de la demande

Les prévisions de la demande ont été établies en tenant compte des hypothèses macro-économiques et techniques pour le passage des énergies aux puissances. Les prévisions affichées sont issues de l'étude SONELGAZ adoptée par le COPEG [2] :

3.1.3-Produit Intérieur Brut

Deux scénarii ont été considérés, l'un de croissance moyenne avec un taux d'évolution de 6% par année et l'autre avec un taux de croissance de 8% par année.

3.1.4- Evolution de la population

Un taux de croissance annuel de 1.36% a été considéré, correspondant à une population de 37.2 millions en 2014.

3.1.5- Taux d'Occupation par Logement (TOL)

En tenant compte des différentes possibilités de financement des programmes de logements et partant d'un parc de logements occupés, estimé à 4.67 millions et d'un TOL égal à 6.77 personnes par logement en 2002, il est considéré un taux d'occupation par logement de 5.5 personnes/logement dans le scénario moyen et 5 personnes/logement dans le scénario fort, soit respectivement un taux de croissance du parc logement de 3.1% et 4%.

3.1.6- Taux d'équipement des ménages

La projection du taux d'équipement des ménages à l'horizon 2014 est établie sur la base d'un taux de croissance moyen du revenu des ménages de 5.5 % dans le cas du scénario de croissance moyenne et de 8% dans le cas du scénario fort. Les besoins en électricité pour les abonnés de

l'usage domestique sont évalués sur la base des :

- Evolutions du nombre d'abonnés,
- Ajouts d'appareils électroménagers et d'éclairage sur la période,
- Incitations aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique.

3.1.7- Pertes de distribution et de transport d'électricité

L'évolution probable des pertes de distribution et de transport d'électricité est indiquée dans la figure n°2, tenant compte des plans de développement importants qui sont engagés par les structures chargées de la distribution ainsi que par le Gestionnaire du Réseau de Transport Electricité. Il est escompté pour l'année 2015 des taux de pertes respectifs de 7% et 3%.

Evolution des pertes distribution et transport électricité

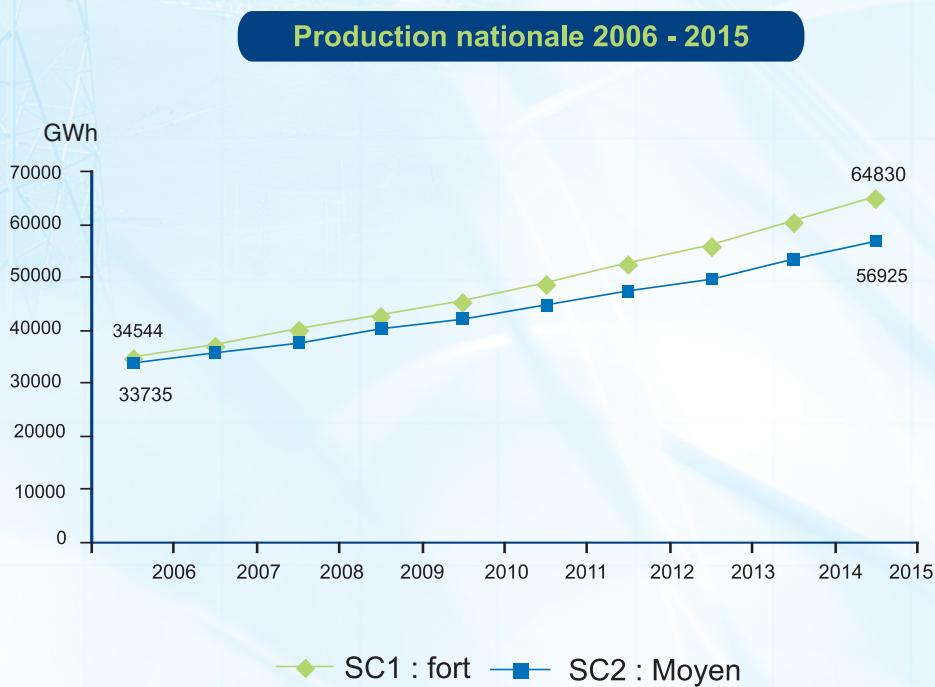
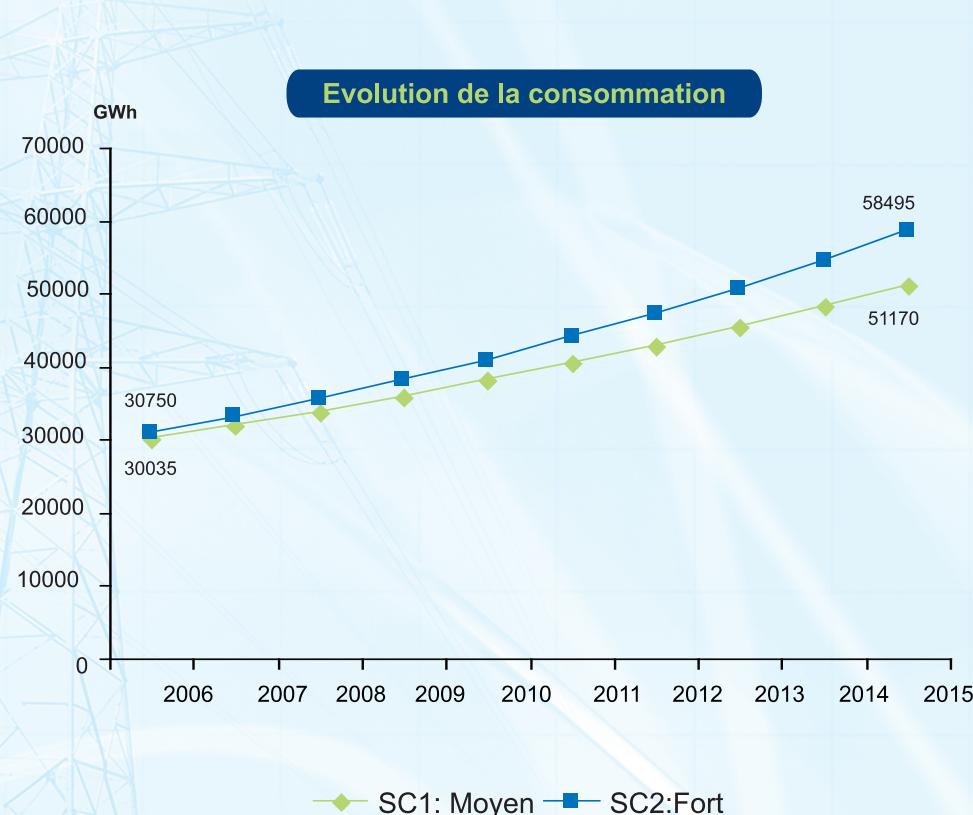


En tenant compte de l'ensemble des hypothèses, les prévisions de la consommation, de la production et de la puissance maximale appelée sur la période de l'étude, sont données dans les figures suivantes où il ressort :

- Dans le cas du scénario moyen, une évolu-

tion de 5.5% en énergie et de 4.8% en puissance;

- Pour le scénario fort, un taux de croissance de 6.7% pour l'énergie et de 6.1% pour la puissance.



Puissance Maximale Appelée 2006-2015



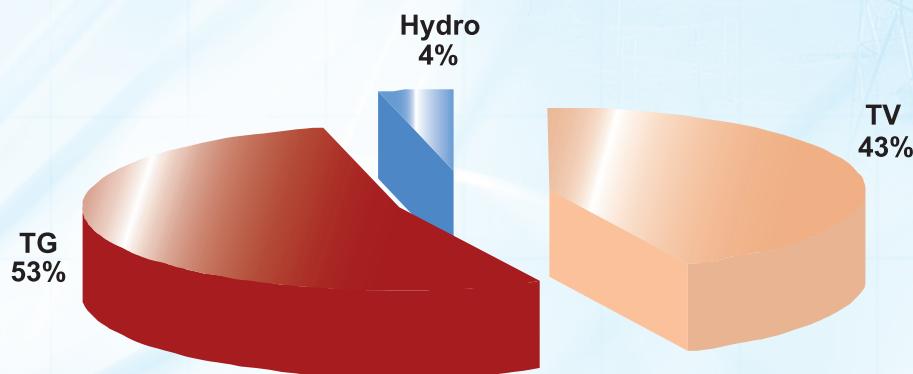
3.2. Données du parc de production

3.2.1. Parc existant

A la fin de l'année 2005, la puissance totale installée sur le réseau interconnecté nord était de

6451 MW, dont 2740 MW turbines vapeur, 3436 MW en turbines à gaz et 275 MW en centrales hydrauliques. La répartition par filière est donnée dans la figure ci-après.

La capacité de production installée sur le réseau interconnecté algérien 2004

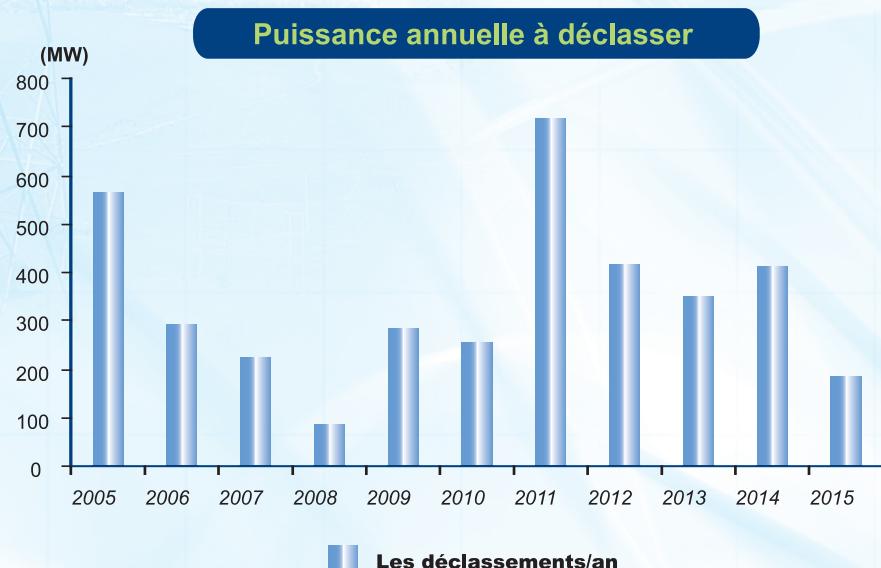


Par ailleurs, les nouvelles centrales mises en service en 2005 et en cours de construction sont données dans le tableau ci-dessous :

	Société	Type	P(MW)	Date de MSI	Observations
Arzew	KAHRAMA	TG	3x112	06/2005	Date du 1 ^{er} couplage
				07/2005	
				09/2005	
Skikda II	SKS	CC	2x412.5	04/2006	
Berrouaghia	SKB	TG	2x242	09/2006	
				10/2006	
Hadjret Ennous	SKC	CC	3x400	07/2008	

La puissance totale à déclassez sur la période 2005-2015 (3785 MW) est celle validée par le COPEG pour le schéma directeur production [3]. Les niveaux de déclassement annuel, estimés sur la base d'un fonctionnement de 200 000 heures par groupe,

sont indiqués dans la figure 7 ci-dessous. L'exécution du programme de déclassement n'est cependant pas encore réalisable en raison du faible taux de réserve.



3.2.2. Technologies de production centralisée retenues

Les technologies retenues pour les nouveaux investissements en production centralisée sont celles de la filière gaz : les turbines à gaz (TG) et les cycles combinés (CC).

Ce choix apparaît le plus approprié pour cette période tant pour les 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 technique-ment intéressants pour un fonctionnement en base, en raison de leur très bon rendement, de leurs excel- lentes prestations environnementales lorsqu'on les compare, à puissances égales, aux autres types d'unités à combustible fossiles. De plus, les cycles combinés peuvent s'installer rapidement de façon modulaire et représentent un coût d'investissement spécifique relativement faible si on les compare aux autres types d'unités de base.

Ainsi les moyens de production candidats retenus le Schéma Directeur Production adoptée par le COPEG [3] sont les turbines à gaz de paliers 100 et 200MW, pour ce qui est des moyens de pointe et les cycles combinés de paliers 300, 400 et 600 MW, pour les moyens de base.

3.2.3. Contraintes pour le choix du parc optimal

• Réserve marginale

L'expansion du parc est conditionnée 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.

Dans le but d'obtenir des programmes d'équipements réalisables, à impact financier limité une marge maximale de réserve de 20% de la puissance de pointe est considérée.

• Qualité de service

Pour la détermination du parc optimal, le critère uti-lisé 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 disponi-ble n'est pas suffisante pour faire face à la demande journalière ou horaire (manque de production). La LOLE, représente le cumul des durées prévisibles de défaillance et non leur probabilité d'apparition. Une analyse de sensibilité par rapport à ce paramè-tre, avec une variation des valeurs de 72 à 2 heures par an, est effectuée.

• Introduction d'un palier de puissance supérieure

Pour respecter les contraintes techniques de stabilité du système électrique, l'introduction d'un nouveau palier de puissance n'est considérée que dans le cas où la taille du groupe à introduire ne dépasse pas 10% de la charge maximale de pointe.

• Echanges avec l'étranger

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, comme indiqué dans le tableau ci-dessous ; les lignes en technique 400 kV étant en cours de construction.

Le réseau algérien est ainsi interconnecté au réseau UCTE depuis 1998, à travers l'interconnexion Maroc – Espagne.

Poste 1	Poste 2	L (km)	Simple ou Double Circuit	Section (mm²)	Tension (kV)	Capacité nominale (MW)
Algérie – Maroc						
Ghazaouet	Oujda	47	Simple	1x411	225	225
Tlemcen	Oujda	65.8	Simple	1x411	225	225
Hassi Ameur	Bourdima	250	Double	2x570	400	2x1200
Algérie - Tunisie						
El Aouinet	Tajerouine	62	Simple	1x411	220	225
El Aouinet	Tajerouine	60	Simple	1x228	90	54
El Kala	Fernana	45	Simple	1x228	90	54
Djebel Onk	Metlaoui	59	Simple	1x411	150	60
El Hadjar	Jendouba	120	Simple	2x570	220/400	1200

Tableau2 : Interconnexions du réseau algérien avec celui des réseaux voisins

Vu l'absence de contrat d'échange à long terme, l'apport des interconnexions avec les réseaux voisins n'est pas intégré au niveau de l'étude.

La localisation des nouvelles centrales de production est établie sur la base d'un équilibre production/consommation par région.

● Répartition régionale des moyens de production

Le parc de production, issu du modèle de calcul, ne tient pas compte des besoins régionaux (modèle à un point) en terme d'équilibre production/consommation.

Compte tenu de ce bilan, la structure du parc additionnel est adaptée à la localisation régionale. Par conséquent dans certains cas, un groupe de cycle combiné peut être remplacé par des turbines à gaz.

4. Politique d'investissement en production centralisée

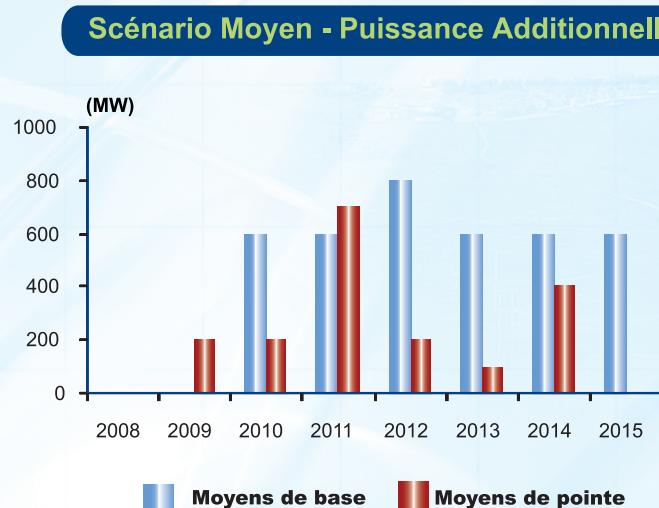
Le développement du parc est élaboré selon la stratégie basée sur l'utilisation du combustible gaz naturel. Les résultats sont présentés par scénario de demande, moyen ou fort

Une localisation régionale des nouvelles centrales de production est établie sur la base d'un équilibre production/consommation par région, en tenant compte des besoins en moyens de pointe pour le nord et de la réserve en été pour le sud.

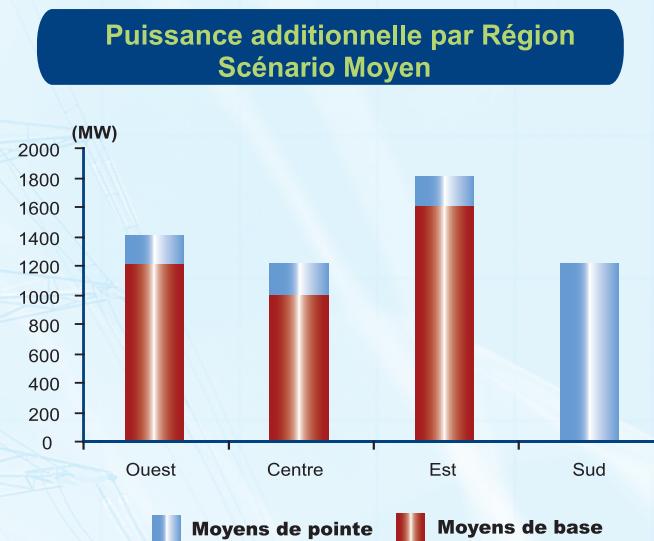
Par ailleurs, les critères d'octroi de l'autorisation d'exploiter par la commission de régulation portent sur l'efficacité énergétique, la sécurité et la sûreté des réseaux d'électricité, la nature des sources d'énergie primaire et le respect des règles de protection de l'environnement

4.1. Scénario moyen d'évolution de la charge

En tenant compte des ouvrages en construction et en projet, le premier groupe apparaîtra en 2009 ; il s'agit d'un moyen de production de pointe d'une capacité de 200 MW. Pour la période 2008 –2014, la puissance additionnelle serait de 5600 MW. Elle se décompose en 3800 MW de moyens de base et 1800 MW de moyens de pointe. La figure suivante illustre les capacités additionnelles à mettre en place sur la période.



La répartition de cette puissance additionnelle par région se présente comme suit :



Le tableau qui suit indique la distribution par région et par année de cette capacité additionnelle . Il affiche également les capacités de production en cours de construction et décidées.

	Ouest			Centre			Est			Sud ²	
Année	CC	TG200	TG100	CC	TG200	TG100	CC	TG200	TG100	TG200	TG100
2006					485 ³		825 ⁴				
2007											
2008				1200 ⁵							
2009							600				200
2010	600										200
2011		200			200		600				300
2012				400			400				200
2013				600							100
2014	600							200			200
2015							600				

Tableau n°3 : Répartition régionale des moyens de production additionnels – Scénario Moyen

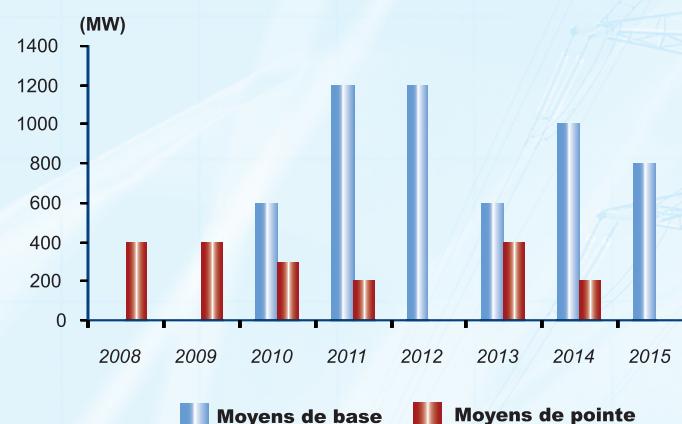
4.2 Scénario fort d'évolution de la charge

Afin d'assurer une réserve de 20 % sur la période de l'étude 2006 – 2015, la puissance additionnelle à celle en cours de construction ou déjà décidée s'élève à 7300 MW, dont 5400 MW de moyens de production de base et

1900 MW en moyens de pointe, comme indiqué ci dessous.

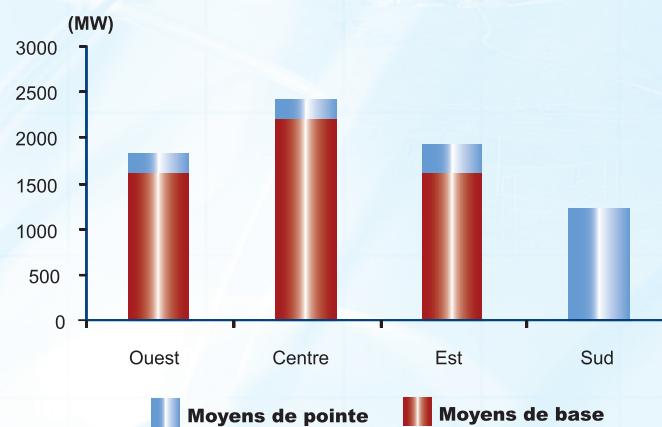
Dès 2008, une puissance de 400 MW (4 turbines à gaz 100 MW) sera nécessaire pour assurer une réserve de 20 %.

Scénario Fort - Puissance Additionnelle



La répartition des moyens de production par région est donnée ci-dessous.

Puissance additionnelle par Région
Scénario fort



² Le sud comprend les régions de Hassi R'MEI, Hassi Messaoud et Hassi Berkine

³ SKB – centrale turbine à gaz en cours de construction

⁴ SKS – centrale cycle combiné en cours de construction

⁵ SKC – centrale cycle combiné en cours de construction

La répartition de cette capacité additionnelle par type de moyen de production et par région est donnée dans le tableau suivant.

(MW)

	Ouest			Centre			Est			Sud ⁶	
Année	CC	TG200	TG100	CC	TG200	TG100	CC	TG200	TG100	TG200	TG100
2006					485		825				
2007											
2008				1200					100		300
2009		200					600				200
2010	600							200			100
2011				600			600				200
2012				600			600				
2013	600				200						200
2014				600			400				200
2015	400			400							

Tableau n°4 : Répartition régionale des moyens de production additionnels - Scénario fort de la charge

Par ailleurs, l'étude de sensibilité par rapport au critère de fiabilité (LOLE) adopté dans l'étude, à savoir 48 heures, fait apparaître que dans le cas de la diminution de la LOLE de 72 à 12 heures par an, la structure du parc reste inchangée dans les deux scénarios de croissance de la demande.

Dans le scénario moyen, le passage d'une LOLE de 48 heures/an à 6 heures/an entraînerait le remplacement d'un cycle combiné de 400 MW par deux turbines à gaz de 200 MW, alors que le passage à une LOLE de 2 h/an, entraîne le renforcement du parc de production par l'ajout de deux turbines à gaz de 200 MW et le remplacement d'un cycle combiné de 400 MW par deux turbines à gaz de 200 MW.

Pour le scénario fort de croissance de la demande, le passage à une LOLE de 6 heures/an, entraînerait

le renforcement du parc de production par l'ajout d'une turbine à gaz de 100 MW et le remplacement d'un cycle combiné de 600 MW par deux turbines à gaz de 200 MW et deux turbines à gaz de 100 MW. L'augmentation du niveau de fiabilité, avec une LOLE de 2 heures par an, nécessiterait un besoin supplémentaire en moyens de production de 400 MW par rapport au cas de base. Le besoin sera alors de 6900 MW sur la période 2004-2014.

5. Développement du parc de production des réseaux isolés du sud

Le système électrique algérien comporte, outre le réseau interconnecté nord, des réseaux isolés qui alimentent les oasis. La capacité de production d'électricité installée est de 319.42 MW dont 144 MW en turbines à gaz et 175.42 MW en Diesel.

Le parc de production d'électricité est exclusivement diesel, hormis le pôle d'Adrar, Illizi et In Salah en raison de la présence du gaz naturel, la production totale en 2004 est de 518 GWh générée à 51%

par les groupes diesels et à 49 % par les groupes turbine à gaz.

Pour le développement des moyens de production des différents sites isolés, l'étude est en cours d'élaboration et les nouveaux besoins en moyens de production feront l'objet d'une publication ultérieure.

6. Production décentralisée et énergies renouvelables

La loi relative à l'électricité et à la distribution publique du gaz 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 d'une quantité d'électricité d'origine renouvelable ou de système de cogénération, à des conditions avantageuses, ce en application de la politique énergétique.

Les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotation de l'état 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 de 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 solaires thermiques, éoliennes et cogénération.

4. La valorisation à l'exportation de l'électricité produite à partir de ces filières n'est pas prévue dans cette approche.

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 avec comme cible l'atteinte d'une contribution de l'ordre de 5% dans la satisfaction des besoins en énergie à l'horizon 2015.

Ce programme, dès lors qu'il s'intègre dans le programme indicatif des moyens de production, est révisable tous les deux ans.

Pour chacune des filières, les hypothèses suivantes ont été adoptées :

- **Photovoltaïque** : À raison d'une moyenne de 0,75 kW par foyer et de 500 foyers par an, dans le cadre de l'électrification rurale, la puissance maximale à installer par an est de 375 kW.

En y intégrant un programme d'hybridation à raison de 100 à 150 kW par an, à partir de 2007, la puissance à installer serait en moyenne de 500 kW par an à partir de 2007.

Durée d'utilisation de la capacité : 2 000 heures/an

- **Solaire thermique** : dès lors que chaque MW solaire devrait être hybridé par 3 MW thermique en moyenne, la capacité solaire thermique à installer dépend du programme d'investissement en moyens de production conventionnels, ceci en fonction des sites disponibles pour l'hébergement de champs solaires.

Le projet de la société NEAL prévoit une tranche de 30 MW solaire et serait opérationnel à compter de 2008.

A l'horizon 2015, nous tablons sur une introduction de deux autres projets de 70 MW chacun.

Durée d'utilisation de la capacité : 2 000 heures/an

- **Cogénération** : une puissance de l'ordre de 50 MW par an serait une bonne moyenne compte tenu des manifestations spontanées déjà reçues.

Durée d'utilisation de la capacité : 7 000 heures/an

- **Eolien** : Les projets susceptibles d'être lancés sans grande incidence sur le réseau concernent l'hybridation des centrales diesel de SONELGАЗ. Certains sites sont également susceptibles d'accueillir des projets de fermes éoliennes.

Globalement nous pouvons tabler sur une capacité installée de 100MW à l'horizon 2015.

Durée d'utilisation de la capacité : 2 000 heures/an

La répartition par année et selon les types d'énergie (renouvelable et cogénération) est donnée dans le tableau ci-dessous.

Années		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Solaire therm	MW	0	0	30	30	100	100	100	100	170	170
	GWh	0	0	60	60	200	200	200	200	340	340
	% bilan production	0.000	0.000	0.149	0.140	0.442	0.413	0.384	0.369	0.572	0.532
Eolien	MW	0	0	20	40	40	60	80	80	80	100
	GWh	0	0	40	80	80	120	160	160	160	200
	% bilan production	0.000	0.000	0.099	0.187	0.176	0.247	0.307	0.295	0.268	0.312
Cogénération	MW	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450
	GWh	0	350	700	1050	1400	1750	2100	2450	2800	3150
	% bilan production	0.000	0.937	1.767	2.508	3.178	3.732	4.183	4.714	4.911	5.156
Photovoltaïque	MW	0.3	1.1	1.6	2.1	2.6	3.1	3.6	4.1	4.6	5.1
	GWh	0.6	2.2	3.2	4.2	5.2	6.2	7.2	8.2	9.2	10.2
	% bilan production	0.002	0.006	0.008	0.010	0.011	0.013	0.014	0.015	0.015	0.016
EnR	MW	0.3	51.1	151.6	222.1	342.6	413.1	483.6	534.1	654.6	725.1
	GWh	0.6	352.2	803.2	1194.2	1685.2	2076.2	2467.2	2818.2	3309.2	3700.2
	% bilan production	0.002	0.943	2.023	2.844	3.808	4.404	4.888	5.392	5.766	6.016

Ainsi, en tenant compte de l'approche dictée plus haut, l'étude sur l'introduction de centrales décentralisées dans le parc de production national sans entraîner un impact important sur l'augmentation des tarifs électricité eu égard aux coûts de ces équipements a fait ressortir que la puissance totale à installer sur la période est de 725 MW dont 450 MW

en cogénération. La production prévue à l'horizon 2015 est de 3.7 TWh soit 6 % de la production totale.

7. Impact de la production centralisée sur le réseau de transport électricité

La prise en compte, de manière quantitative, de l'impact des différents scénarios de production centralisée sur le réseau de transport dépasse largement le cadre d'un programme indicatif des moyens de production d'électricité. Toutefois, il a paru utile de mettre en évidence les éléments suivants à prendre en compte lorsque des décisions d'investissement en production centralisée doivent être prises :

7.1. Le niveau de tension requis pour le raccordement des unités de production

Le réseau 400 et 220 kV permet de raccorder et d'évacuer les installations de production d'électricité supérieure à 40 MW.

7.2. Les localisations favorables pour le raccordement d'unité de production.

Dans la mesure où le choix des sites où planter les nouvelles unités de production est du ressort des investisseurs, il est important que les acteurs du marché intéressés à investir dans de nouvelles unités de production tiennent compte autant que possible des infrastructures de réseau existantes/planifiées et contactent l'opérateur du système électrique dès les phases préparatoires d'un projet, afin de permettre un développement coordonné de la production et des réseaux.

8. Conclusion

En tenant compte des moyens de production en cours de réalisation ou en projet sur la période 2006 – 2009, des besoins de nouvelles capacités de production apparaissent pour faire face à la croissance de la demande sur la période 2006-2015 et au déclassement des moyens de production.

Dans le scénario moyen de croissance de la demande, pour maintenir le niveau de sécurité souhaité, un besoin supplémentaire de 800 MW (1CC 600 MW et 1 TAG 200 MW) est nécessaire dès 2009. Au-delà, une capacité supplémentaire de l'ordre de 900 MW en moyenne à installer annuellement est nécessaire.

Pour le scénario fort de croissance de la demande, un supplément d'offres est

nécessaire, 400 MW en 2008. Au-delà, pour maintenir le critère de sécurité souhaité sur la période, une puissance additionnelle annuellement de 1100 MW serait nécessaire.

L'introduction des moyens de productions renouvelable et/ou cogénération dans le parc de production national viserait à la diversification du parc de production

La contribution en énergie de cette capacité correspond à 3.7 TWh soit 6 % de la production totale prévue à l'horizon 2015.

9. Référence

- [1] MEM, Décision n° 68 du 16 mai 2004, de Monsieur de l'Energie et des Mines, portant approbation de la prise en charge par SONELGAZ de la méthodologie et outils de planification des investissements
- [2] SONELGAZ, «Prévisions de la demande d'énergie électrique – Objectifs période 2004 – 2014»
- [3] SONELGAZ, «Schéma directeur Production Electricité 2004 – 2020» du 27 mars 2005
- [4] CREG, «Note relative à l'impact de l'introduction des énergies renouvelables dans le système électrique algérien» décembre 2005
- [5] SPE, «Point Diesel 2005 – 2010» - octobre 2005

10. Glossaire

CC	Cycle combiné
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
ENR	Total en énergie renouvelable
GWh	Gigawatt=109 watt
KAHRAMA	Société d'électricité et de dessalement d'eau de mer
LOLE	Loss of load expectation
LOLP	Loss of load probability
MEM	Ministère de l'Energie et des Mines
MSI	Mise en service industrielle
MW	Mégawatt=106 watt
NEAL	New Energy Algeria
Pdév.	Puissance développable
Pg	Puissance garantie
PV	Photovoltaïque
R.I.S	Réseaux isolés du Sud
SKB	Shariket Kahraba Berrouaghia
SKC	Shariket Kahraba Cherchell
SKS	Shariket Kahraba Skikda
SONELGAZ	Société Algérienne d'électricité et du gaz
SPE	Sonelgaz Production Electricité
TG	Turbine à gaz
TV	Turbine à vapeur
WASP	Wien Automatic System Planning Package

11. Annexe 1 : descriptif du modèle de calcul WASP III+

La planification du système électrique a pour rôle de proposer les alternatives d'expansions qui offrent le meilleur développement et conçoit à ce titre des méthodes de calcul dont l'objectif est de pouvoir y répondre.

Le développement du système sera considéré comme satisfaisant s'il permet de trouver parmi les différentes alternatives d'expansion techniquement possibles, celle qui implique le minimum d'investissements tout en garantissant la limitation des coûts d'exploitation avec une réponse satisfaisante à la demande pour des critères prédéfinis de qualité et de continuité de service. Ceci à travers la somme des deux composantes relatives au coût pour le producteur et pour le reste de la collectivité.

La réponse à cette double interrogation devra reposer sur une planification basée sur une méthodologie élaborée, des critères adéquats et disposer d'outils d'analyse performants permettant la détermination des éléments indispensables à une prise de décision avec le moins de risques possibles.

A cet effet, la planification du parc de production électrique est élaborée par la combinaison de méthodes déterministes et probabilistes.

Aussi, les développements contenus dans ce document, s'attacheront à décrire la méthode, les critères ainsi que le modèle d'analyse utilisés dans l'élaboration de ses études de planification du parc de production à moyen et long terme.

Le modèle de calcul utilisé pour l'élaboration de l'étude Schéma Directeur Production et validé par le COPEG du JJMM2005 est le WASP III+, modèle ELECTRIC de la chaîne ENPEP.

L'objectif principal de cette étude Schéma Directeur Production est de trouver une politique optimale de développement.

Le modèle WASP détermine le développement du parc de production qui satisfait la demande au moindre coût en utilisant la programmation dynamique. Parmi des alternatives proposées, le programme choisit, celle qui conduit au minimum actualisé du coût total de la solution englobant l'investissement, l'exploitation et l'énergie non desservie sur une période d'étude pouvant s'étendre sur 30 ans tout en respectant les contraintes spécifiées (fiabilité, réserve marginale, ...).

Le modèle WASP a une structure modulaire flexible qui permet une bonne évaluation des paramètres constituant les données d'entrée du programme, à savoir :

- Evolution de la charge
- Système de production existant et son évolution
- Coûts d'investissements des moyens de production candidats
- Paramètres techniques des centrales candidates
- Critères de fiabilité du système de production
- Données concernant l'exploitation du système.

Le choix de la solution optimale au moindre coût se fera à partir d'une liste de configurations n'excédant pas 300/an et 3000 sur toute la période d'étude. Cette liste répond dans une première phase aux tests suivants :

- La probabilité de perte de charge d'une configuration 'LOLP' (calculée sans tenir compte des besoins en maintenance du système) ne doit pas excéder la valeur maximale acceptable de la 'LOLP' fixée par le planificateur.
- La capacité du système (existant + futur) à l'année et doit être supérieure à la puissance maximale appelée augmentée de la réserve marginale minimale et inférieure à la puissance maximale augmentée de la réserve marginale maximale de cette année.

Pour chaque configuration, les coûts de production par année satisfaisant les conditions citées ci-dessus sont calculés par la méthode des simulations probabilistes en tenant compte de l'effet aléatoire des indisponibilités.

Un algorithme de programmation dynamique est utilisé pour évaluer économiquement chaque alternative proposée et sélectionner celles qui offrent une fonction objective totale minimale sur la période d'étude.

La période d'étude peut s'étendre sur trente ans à partir de l'année de base de l'étude. La variation de la charge est représentée par une monotone réduite (courbe de charge classée) dont le maximum correspond à la puissance maximale appelée de la période. La représentation peut être annuelle ou subdivisée en nombre égal de périodes si des changements saisonniers des caractéristiques de la charge sont à considérer. A partir de ces données, le modèle calcule l'évolution de l'énergie et le facteur de charge relatifs à chaque période (année ou saison).

Les équipements du système existant à l'année de base auxquels sont ajoutés les groupes de productions décidés et retranchés les groupes à déclasser, sont représentés par :

Parc thermique :

- le nombre de groupes constituant la centrale,
- la puissance maximale et la puissance minimale de chaque unité,
- la consommation spécifique à capacité minimale et incrémentale entre les capacités maximales et minimales.
- Indisponibilités aléatoires et programmées ainsi que le programme de Maintenance.
- coût unitaire du combustible.
- coût d'exploitation et maintenance.

Parc hydraulique :

- le type de centrale
- la production maximale d'énergie en GWh

- la capacité installée (MW)
- le coût d'exploitation et de maintenance en \$/ kW - mois
- la probabilité de chaque condition hydrique

Le modèle choisira les nouveaux équipements parmi une liste de candidats, pour lesquels, en plus des paramètres définissant le parc existant, il faut ajouter pour chaque candidat :

- le coût d'investissement,
- les intérêts intercalaires durant la construction,
- la durée de construction,
- la durée de vie.

La qualité de service s'exprime dans le modèle WASP par les indices de fiabilité suivants :

- probabilité de perte de charge (LOLP) : c'est la durée pendant laquelle la production disponible ne peut pas satisfaire la demande,
- coût de l'énergie non desservie : c'est le coût estimé du kWh non fourni par manque de production.

Le résultat final attendu de l'étude Schéma Directeur Production étant le programme optimal de développement, une analyse judicieuse des différentes solutions résultant des simulations s'avère nécessaire. Cette analyse concernera l'aspect financier tenant compte de l'échelonnement des dépenses en investissement des équipements additionnels auxquels s'ajoutent les dépenses en combustible et les frais d'exploitation, le réseau de transport à développer pour l'évacuation de la nouvelle production aux points de consommation.

En raison des incertitudes sur certains paramètres, des études de sensibilité sont effectuées sur un cas de base. Elles permettent d'observer l'influence de ces derniers sur les décisions de renforcement.



**Immeuble du Ministère
de L'Energie et des Mines
Tour B Val d'Hydra, Alger**
Tél. : 021 48 81 48
Fax : 021 48 84 00