

**PROGRAMME INDICATIF
DES BESOINS EN MOYENS
DE PRODUCTION DE
L'ELECTRICITÉ
2023-2032**

OCTOBRE 2024

SOMMAIRE

01

INTRODUCTION

02

PRINCIPAUX RÉSULTATS :

- RÉSEAU INTERCONNECTÉ NORD.
- RÉSEAU D'ADRAR - IN SALAH -TIMIMOUN.
- RÉSEAUX ISOLÉS DU GRAND SUD.

03

RECOMMANDATIONS

I. Introduction

Le programme indicatif met en évidence les besoins en moyens de production de l'électricité nécessaires à la satisfaction de la demande nationale durant les dix prochaines années. Son cadre et ses objectifs sont définies et précisés dans la loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations.

Le programme indicatif tient compte du programme des énergies renouvelables à engager dans le cadre du programme national des énergies renouvelables.

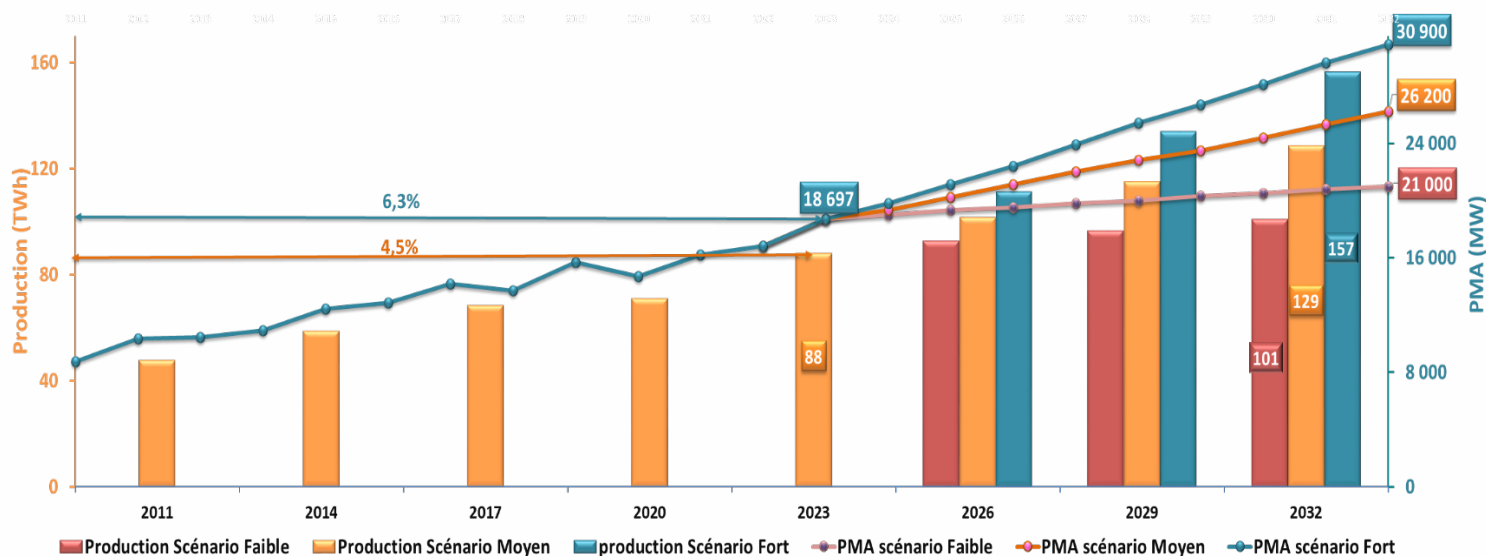
Les informations et données de base sur la production d'électricité ont pour origine les opérateurs (S-PE, SKE, SKH, SPP1, S-ER, KAHRAMA et S-TOS).

Les besoins en moyens de production proposés dans ce programme indicatif reposent sur l'ensemble des variantes de production qui ont été étudiées en fonction de la mise en œuvre du programme de développement des énergies renouvelables.

II. RESULTATS DE L'ETUDE

1. Réseau Interconnecté Nord (R.I.N)

L'étude repose sur trois (03) scénarios des prévisions de la demande de l'électricité (faible, moyen et fort). Il a été considéré que les puissances maximales appelées annuelles seront réalisées durant l'été en pointe jour, néanmoins, le passage de la couverture de la demande durant la pointe soir en tenant compte de l'effacement des installations photovoltaïques a également été étudié.



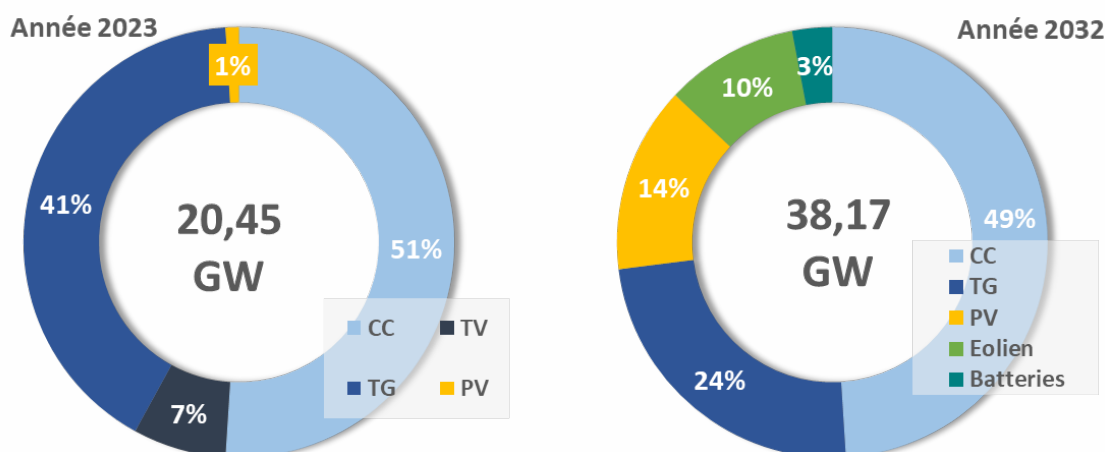
a) Scénario moyen

Le scénario moyen des prévisions de la demande de l'électricité, scénario de référence, considère une croissance économique modérée, il prévoit à l'horizon 2032 une PMA de 26 200 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur la période de 3,8%.

Cette variante suppose un développement de l'offre basé sur le programme EnR qui porte sur la réalisation de 5 000 MWc en photovoltaïque à l'horizon 2032, dont les 3 000 MWc déjà engagés.

La satisfaction de la demande prévisionnelle à l'horizon 2032, nécessiterait en plus des 5 000 MWc en photovoltaïque du programme EnR, un besoin additionnel total de 10 500 MW dont 5 500 MW en moyen thermique à gaz, (3 000 MW en cycles combinés et 2 500 MW en turbines à gaz), 4 000 MW en éolien et 1 000 MW en batteries.

Ainsi, en tenant compte du parc existant, des renforcements proposés, du programme prévisionnel de déclassement et des capacités en cours de réalisation, la capacité totale installée du parc de production à l'horizon 2032 serait de l'ordre de 38 170 MW. Le gain en gaz cumulé sur la période 2025-2032 induit par le développement des EnR proposé dans le cadre de cette variante est estimé à 11,2 Gm³.

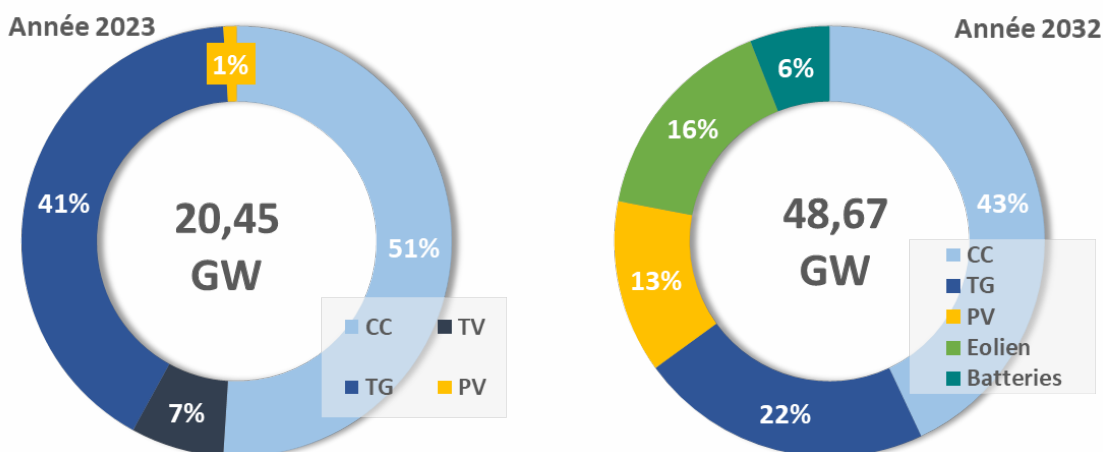


b) Scénario fort

Le scénario fort des prévisions de la demande de l'électricité considère une forte croissance économique il prévoit à l'horizon 2032 une PMA de 30 900 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur la période de 5,7%.

Le besoin supplémentaire sur la période en capacité à gaz en plus des 5 000 MWc en photovoltaïque du programme EnR, serait de 21 000 MW, dont 9 000 MW en moyen thermique à gaz, 9 000 MW en centrales EnR, dont 1 000 MWc en photovoltaïque, 8 000 MW en éolien et 3 000 MW en batteries de stockage.

La capacité totale du parc de production, à l'horizon 2032 serait de l'ordre de 48 670 MW. Le gain en gaz cumulé sur la période 2025-2032 induit par le développement des EnR proposé dans le cadre de cette variante est estimé à 22,7 Gm³.

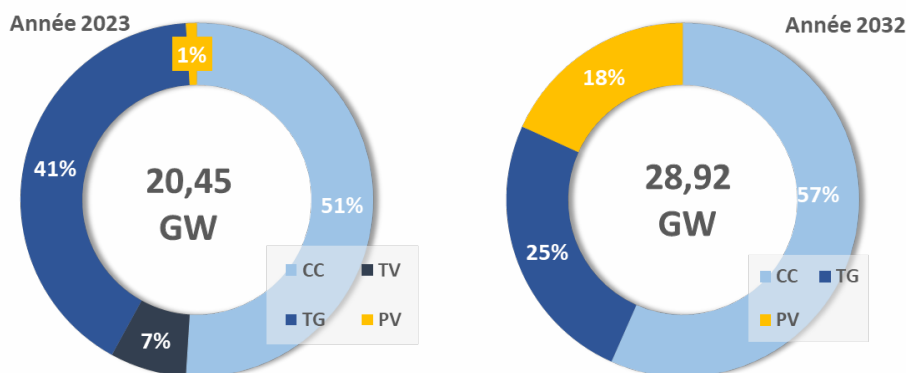


c) Scénario faible

Basé sur le scénario faible des prévisions de la demande de l'électricité, il considère une faible croissance économique et prévoit à l'horizon 2032 une puissance maximale appelée (PMA) de 21 000 MW, soit une croissance annuelle moyenne sur la période de près de 1,3%.

Un besoin supplémentaire en moyens de production d'électricité d'une capacité de 1 250 MW en thermique gaz serait nécessaire dont 750 MW en cycle combiné. Le premier renforcement de 750 MW, interviendrait en 2030.

La capacité totale du parc de production, à l'horizon 2032 serait de l'ordre de 28 920 MW. Le gain en gaz cumulé sur la période 2025-2032 induit par la réalisation du programme des 5 000 MWc est estimé à 8,8 Gm³.



d) Emissions de gaz à effet de serre

Les quantités de CO₂ émises en 2032 atteindraient, 50 Mteq CO₂ dans le cas du scénario moyen, 53 Mteq CO₂ pour le scénario fort et 45,8 Mteq CO₂ pour le scénario faible.

2. Réseau interconnecté Adrar-In Salah-Timimoun

Trois scénarios de prévisions de la demande en électricité ont été considérés sur la période 2023-2032 : faible, moyen et fort.

À l'horizon 2032, la PMA serait de 660 MW pour le scénario faible, soit une croissance annuelle moyenne de 5,4 %.

Dans le scénario moyen, elle atteindrait 775 MW en fin de période, avec un rythme annuel moyen de 6,9%.

Pour le scénario fort, elle s'élèverait à 890 MW en 2032, avec une croissance annuelle moyenne de 8,1%.

En outre, la mise en service de l'interconnexion du réseau Adrar-In Salah-Timimoun au R.I.N est prévue pour 2030.

Pour faire face à l'évolution de la demande et assurer la réserve nécessaire dans les conditions requises, le besoin total en capacité de renforcement proposé sur la période 2023-2032 serait de :

- 750 MWc en photovoltaïque et une importation de 240 MW en moyenne à partir du R.I.N dans le cas du scénario faible.
- 1 000 MWc en photovoltaïque et une importation de 273 MW en moyenne à partir du R.I.N dans le cas du scénario moyen.
- 1 750 MWc en photovoltaïque et une importation de 320 MW en moyenne à partir du R.I.N dans le cas du scénario fort.

Les quantités de CO₂ émises en 2032 seraient de 2,6 Mteq CO₂ pour le scénario faible, 2,7 Mteq CO₂ pour le scénario moyen et 2,8 Mteq CO₂ pour le scénario fort.

3. Réseaux Isolés du Grand Sud (R.I.G.S)

Dans le cadre de cet exercice et pour l'ensemble des sites, les solutions intégrant les centrales photovoltaïques ont été privilégiées afin de s'inscrire dans une démarche de développement durable en réduisant la consommation de combustibles fossiles et en conséquence les émissions de gaz à effet de serre (GES).

En tenant compte de l'ensemble des centrales décidées et en cours de construction, d'une capacité totale de 364,5 MW, le besoin additionnel sur la période 2023-2032 pour répondre à la demande des sites du Grand Sud s'élèverait à 148,7 MW, répartis comme suit : 20 MW en turbines à gaz et 30,7 MW en diesel et 98 MWc en centrales photovoltaïques.

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2032 sont estimées à 2,31 Mteq CO₂.

III. Recommandations

A la lumière de ce qui précède, il ressort clairement que pour assurer la sécurité d'alimentation du pays en électricité dans les conditions de sécurité et de fiabilité requises, il est nécessaire de diversifier le mix électrique à travers l'introduction des énergies renouvelables à moyen terme en favorisant la combinaison, photovoltaïque, éolien et batteries de stockage.

Par ailleurs, des programmes d'efficacité énergétique, plus ambitieux, sont à mener afin de rationaliser l'utilisation de l'électricité à travers notamment la généralisation des lampes économiques pour l'éclairage public et dans les secteur résidentiel et tertiaire ainsi que l'incitation à l'utilisation d'équipements performants.

A cet effet, il est nécessaire d'opérer des réajustements graduels des tarifs de l'électricité de manière à rationaliser la consommation, aplatir la courbe de charge et à encourager la consommation en dehors des périodes de forte demande (pointes matin et soir).

Il est également important de signaler que des études de potentiel éolien, de flexibilité et d'absorption des réseaux de transport et de distribution de l'électricité sont à mener pour préparer le déploiement des EnR. Des études de préfaisabilité et/ou faisabilité sont à réaliser pour préparer le mix électrique au-delà de 2032. De même, le renforcement des interconnexions avec les pays voisins ainsi qu'avec l'Europe permettrait d'améliorer la flexibilité du système électrique, tout en intégrant d'importantes capacités en énergies renouvelables.

V. Glossaire

CC	Cycle Combiné.
EnR	Technologie de production d'électricité de source renouvelables.
GES	Gaz à effet de serre.
GWh	Gigawatt-heure = 109 Wattheure.
Gm3	Gigawatt = 109 Watt.
KAHRAMA	Sharikat Kahrbaa wa Maa d'Arzew.
Mtep	Million de tonnes équivalent.
MW	Megawatt = 106 Watt.
MWc	Mégawatt crête.
PMA	Puissance Maximale Appelée.
R.I.N	Réseau Interconnecté Nord.
R.I.G.S	Réseaux Isolés du Grand Sud.
SKH	Shariket Kahraba Hadjret Ennous.
SKE	Sharikat Kahraba El Djazaïr
SONELGAZ	Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz.
S-PE	Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz-Production de l'Electricité.
SPP1	Solar Power Plant.
S-ER	Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz-Energies Renouvelables.