



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

***Programme indicatif d'approvisionnement  
du marché national en gaz naturel  
2021 - 2030***



# Sommaire

<i>I. Introduction .....</i>	<i>3</i>
<i>II. Structure du programme indicatif d'approvisionnement.....</i>	<i>3</i>
<i>III. Evaluation de la demande prévisionnelle.....</i>	<i>4</i>
<i>IV. Description de l'approche utilisée pour l'élaboration des prévisions de la demande.....</i>	<i>4</i>
<i>V. Description des hypothèses de base.....</i>	<i>5</i>
<i>V.1. Hypothèses socio- économiques.....</i>	<i>5</i>
<i>V.2. Hypothèses liées aux différents types de clients.....</i>	<i>6</i>
<i>V.3. Hypothèses du scénario Efficacité Energétique.....</i>	<i>10</i>
<i>VI. Approvisionnement en gaz par zone géographique.....</i>	<i>11</i>
<i>VII. Historique de la demande nationale en gaz.....</i>	<i>12</i>
<i>VIII. Analyse des résultats de prévisions de la demande 2020-2030.....</i>	<i>13</i>
<i>IX. Conclusion.....</i>	<i>17</i>

## Liste des figures

<i>Figure 1 : Evolution de la population 2008-2029 .....</i>	<i>5</i>
<i>Figure 2 : Evolution du Taux d'occupation des logements 2009-2030.....</i>	<i>6</i>
<i>Figure 3 : Evolution de la production des CE du R.I.N.....</i>	<i>7</i>
<i>Figure 4 : Evolution de la production des CE du Pôle Adrar-In Salah-Timimoun.....</i>	<i>8</i>
<i>Figure 5 : Consommation basse pression par client (m<sup>3</sup>/ client).....</i>	<i>9</i>
<i>Figure 6 : Carte du réseau de transport du gaz de l'année 2019 .....</i>	<i>11</i>
<i>Figure 7: Evolution de la demande nationale en gaz naturel 2009-2019 .....</i>	<i>12</i>
<i>Figure 8: Répartition de la consommation gaz par type de client 2019 .....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 9 : Demande nationale de l'année 2020 par type d'utilisation .....</i>	<i>14</i>
<i>Figure 10 : Evolution de la demande nationale en gaz selon les trois scénarios 2009-2030.....</i>	<i>14</i>
<i>Figure 11 : Prévisions de la demande par type d'utilisation - Sc. Moyen-.....</i>	<i>15</i>
<i>Figure 12 : Prévisions de la demande par type d'utilisation - Sc. Fort-.....</i>	<i>15</i>
<i>Figure 13 : Prévisions de la demande par type d'utilisation - Sc. Faible- .....</i>	<i>16</i>

## I. Introduction

---

La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) a établi le présent programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz pour la période 2021-2030, conformément à l'article 46 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 établit en collaboration avec les institutions concernées et après consultation des opérateurs et sur la base d'outils et de méthodologie fixés par voie réglementaire. Les prévisions en gaz pour la période considérée, ont été approchées en utilisant la méthodologie définie par le décret n°08-394 du 14 décembre 2008 fixant les outils et la méthodologie d'élaboration du programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz.

Le présent programme est l'adaptation annuelle du 14<sup>ème</sup> programme indicatif 2020-2029. Il sert de référence pour l'évaluation des capacités de production nécessaires à la satisfaction des besoins du marché national en gaz naturel sur les dix prochaines années.

Le présent document, évalue également sur la base des informations disponibles les plus récentes, l'évolution de la demande de gaz naturel du marché national en tenant compte de la mise œuvre graduelle du programme national de développement des énergies renouvelables ainsi que du programme d'efficacité énergétique.

## II. Structure du programme indicatif d'approvisionnement

---

Le programme indicatif traite la demande nationale en gaz naturel globalement et par zone géographique. Il affiche les prévisions de consommation de gaz naturel pour les dix prochaines années de l'ensemble des acteurs qui sont soit desservis par le Gestionnaire du Réseau de Transport du Gaz (GRTG), soit directement alimentés par les gazoducs de SONATRACH. Le présent plan indicatif est scindé en deux parties. La première partie donne :

- Une présentation descriptive de la consommation nationale de gaz naturel sur la période 2009-2019 ;
- Un zoom sur la consommation probable de l'année 2020 avec une estimation de la demande-annuelle, sa répartition par type d'utilisation.

La seconde partie concerne l'évaluation de la demande prévisionnelle sur la période 2021-2030. Elle contient :

- Une description des hypothèses ayant servi à l'élaboration des prévisions des trois scénarios de développement construits pour mieux appréhender l'évolution de la demande future en gaz naturel ;
- Les résultats des prévisions de la demande en gaz sur la période 2021-2030, selon les trois scénarios, avec la répartition de la demande annuelle par type d'utilisation.

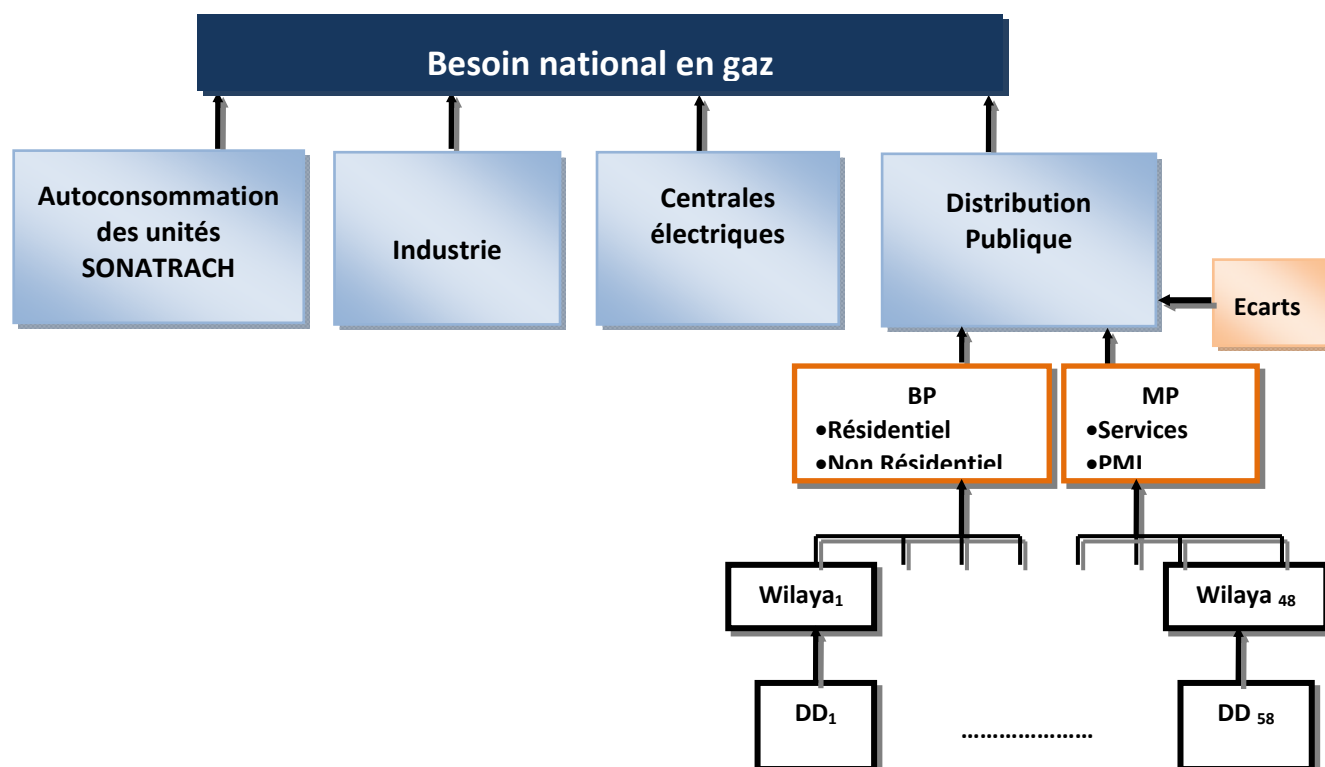
### III. Evaluation de la demande prévisionnelle

La demande de gaz naturel du marché national pour la prochaine décennie a été élaborée sur la base des hypothèses. Cette demande prévisionnelle a été étudiée en tenant compte des évolutions les plus probables des principaux paramètres d'influence. Il s'agit essentiellement des :

- Données de l'Office National des Statistiques (ONS) pour l'évolution démographique ;
- Évolutions probables selon le Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la ville, du parc logement et par conséquent du taux d'occupation des logements (TOL) ;
- Projections des évolutions du produit intérieur brut (PIB) (Ministère des Finances, FMI, Banque mondiale) ;
- Planning de réalisation des différents projets industriels (GRTG, SONATRACH) ;
- Programme national de développement des énergies renouvelables ;
- Le programme national de l'efficacité énergétique (APRUE) ;
- Données de consommation en gaz (SONATRACH, GRTG et Sociétés de distribution) ;
- Prévisions de consommation des unités et des clients industriels de SONATRACH.

### IV. Description de l'approche utilisée pour l'élaboration des prévisions de la demande

L'approche utilisée s'appuie sur la décomposition de la demande par type d'utilisation, centrales électriques, gros clients industriels et enfin la demande de la distribution publique (basse et moyenne pression). La consommation de chaque type de client est ensuite modélisée.



La modélisation s'effectue, en utilisant des facteurs déterminants spécifiques à l'évolution de chaque type de client. Parmi ces facteurs, on citera le nombre de client, la température et le PIB.

## V. Description des hypothèses de base

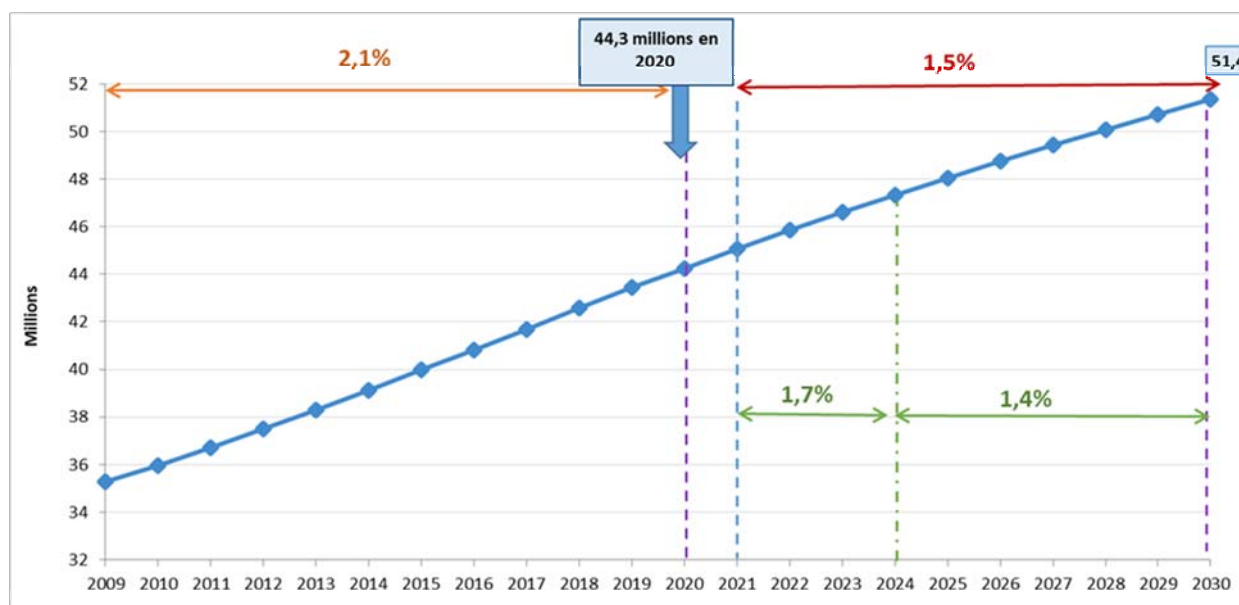
Les trois (03) scénarios considérés tiennent compte des évolutions des principaux paramètres socio-économiques, ainsi que de certaines hypothèses liées au type de clients existants ou nouveaux

### V.1. Hypothèses socio- économiques

#### V.1.1.Développement de la population

La croissance de la population est un des paramètres influençant l'évolution de la consommation de gaz. La population résidante en Algérie a atteint 43,5 millions d'habitants au milieu de l'année 2019, en augmentation de 2,0% par rapport à celle de 2018 soit près de 900 000 habitants de plus. Ainsi le taux de croissance annuel moyen enregistré durant la décennie 2009-2019 est de 2,1%, soit près de 8,9 millions d'habitants de plus.

La population résidante est appelée à évoluer en moyenne à un rythme annuel de 1,5% sur la période 2021-2030, elle atteindrait 51,4 millions d'habitants en 2030 soit près de 7 millions d'habitants de plus. Le graphe qui suit illustre l'évolution de l'historique et des projections.



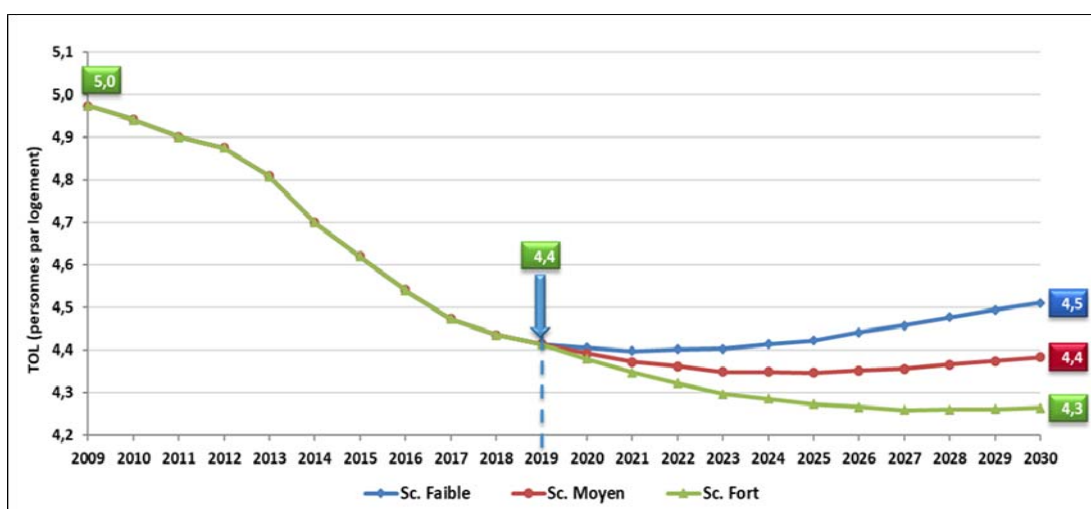
*Figure 1 : Evolution de la population 2008-2029*

#### V.1.2.Développement du parc logement

A fin 2019, le parc logements s'élève à 9 845 354 millions d'unités, les hypothèses de livraisons portent sur trois scénarii projetés sur la base des prévisions communiquées par le Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la Ville (MHUV) ainsi que la moyenne des réalisations observées sur l'historique.

La cadence moyenne des livraisons de logements sur la période 2020-2030 évolue selon trois scénarios. Elle est de 140 000 logements par an dans le cas du scénario faible ce qui représente la moyenne des réalisations sur la période 2000-2007. Cette cadence passe à 170 000 logements par an pour le scénario moyen, équivalant à la moyenne des réalisations sur la période 2002-2012, et pour finir le scénario fort prévoit le rythme de livraison le plus élevé, avec 200 000 logements par an annoncé par le MHUV, ce qui équivaut à la moyenne des réalisations sur la période 2004-2014.

Par ailleurs, entre 2009 et 2019, le TOL est passé de 5,0 à 4,4 personnes par logement, le graphe ci-après, illustre l'historique ainsi que les projections pour les 3 scénarios du TOL sur la période de l'étude. Ces projections sont estimées sur la base des évolutions projetées de la population et des livraisons de logements.



**Figure 2 : Evolution du Taux d'occupation des logements 2009-2030**

### V.1.3. Développement économique

La croissance économique, est un facteur important dans l'évolution de la consommation gaz. En effet, l'évolution de l'activité économique, impacte directement le niveau de la consommation gaz et plus précisément la consommation de la clientèle Haute Pression.

Le développement économique évolue selon trois possibilités. Pour le scénario faible, il est prévu une croissance annuelle moyenne du P.I.B de 1,0% sur la période 2020-2030. Les scénarios, moyen et fort prévoient respectivement des évolutions annuelles moyennes de 2,1% et 3,1% entre 2020 et 2030.

## V.2. Hypothèses liées aux différents types de clients

### V.2.1. Centrales électriques

Pour les trois scénarios d'évolution de la demande (fort, moyen et faible), le développement du parc futur de production d'électricité considère la mise en œuvre du programme des EnR.

#### a. Programme des Energies Renouvelable :

Pour la prise en compte du programme national des énergies renouvelables, il est prévu l'installation d'une capacité totale cumulée de 9193 MW en centrales photovoltaïques sur la période 2020-2030.

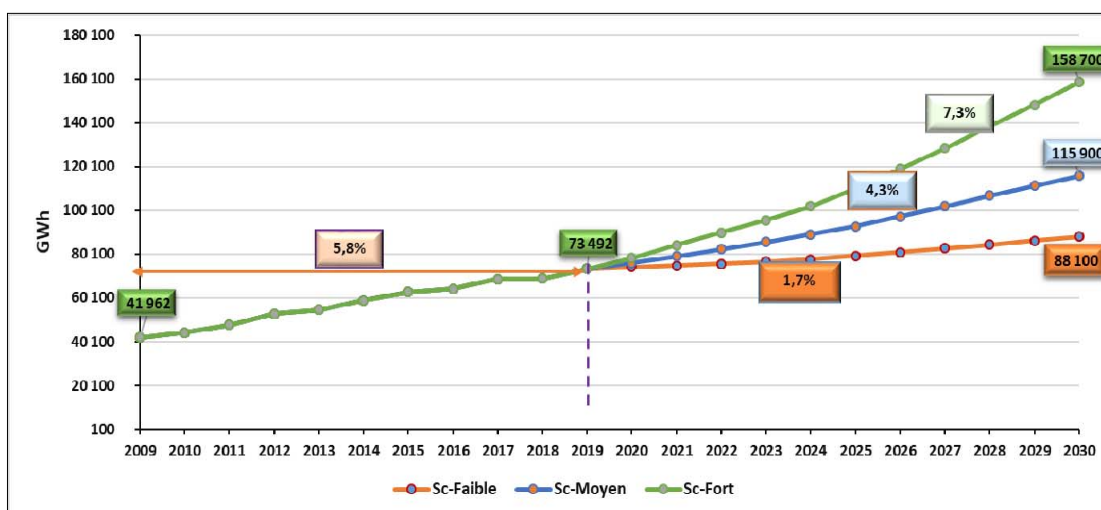
### b. La consommation spécifique du parc de production de l'électricité :

La consommation spécifique est déterminée en fonction de la capacité et la structure du parc de production, qui à son tour tient compte du parc existant (Gaz et EnR), décidé en cours de réalisation et des besoins futurs en nouvelles centrales électriques ainsi que des programmes de déclassement des unités de production.

### c. Prévission de l'énergie électrique produite :

#### Pour le RIN :

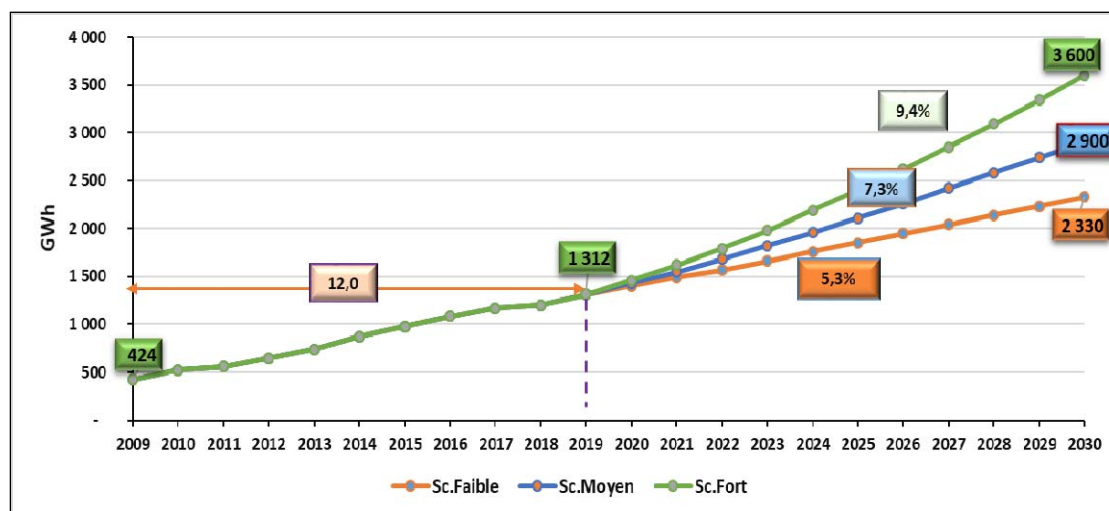
Les trois scénarios de la production future d'électricité examinés sont issus des prévisions de la demande électrique.



*Figure 3 : Evolution de la production des CE du R.I.N*

#### Pour le Réseau d'Adrar –In Salah-Timimoun :

Trois scénarios de la production future d'électricité seront examinés, ils sont issus des prévisions de la demande électrique, soit trois évolutions futures de la consommation en gaz des centrales électriques.



*Figure 4 : Evolution de la production des CE du Pôle Adrar-In Salah-Timimoun<sup>1</sup>*

### Pour les réseaux isolés du grand sud :

Les sites R.G.S concernés par l'élaboration des prévisions de consommation de gaz naturel, sont les réseaux : El Goléa, Béni Abbes, Ain Aménas, Illizi, Tamanrasset et Djanet. D'après SKTM, et à partir de 2021 le site de Deb fonctionnera au gaz naturel avec deux TG mobiles de 18 MW chacune.

Le programme national de développement des énergies renouvelables destiné pour les réseaux isolés du sud prévoit l'installation d'une capacité de 120 MWc en photovoltaïque à l'horizon 2030.

Depuis 2015, une capacité de 25 MWc, est en service répartie sur les sites de Tamanrasset (13 MWc), Tindouf (9 MWc) et Djanet (3 MWc). Aussi, il est prévu l'hybridation de la centrale de Djanet avec une capacité photovoltaïque supplémentaire de 04<sup>2</sup> MWc et dont la mise en service est prévue pour 2021. D'autre part, le plan de développement de SKTM, prévoit la réalisation, sur la période 2022-2023, d'une capacité supplémentaire de 79 MWc en photovoltaïque en hybridation des centrales existantes à gaz.

### **V.2.2.Distributions Publiques de gaz**

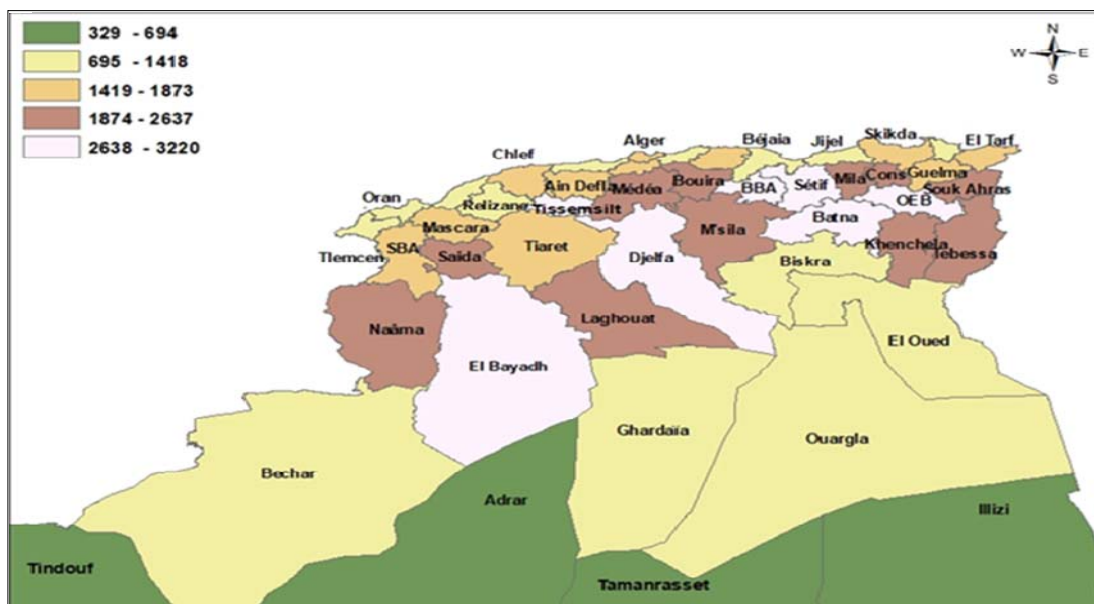
Les besoins des DP gaz sont évalués sur la base des évolutions de la demande gaz des clients Basse Pression et Moyenne Pression augmentées des écarts de comptage de distribution.

- L'évaluation de la demande nationale de la clientèle Basse Pression a été estimée à partir des besoins de la clientèle BP de chaque direction de distribution (DD), en effet la consommation spécifique d'un client donné varie d'une zone à une autre en fonction des habitudes de consommation qui sont étroitement liées aux conditions climatiques de chaque zone. La consommation spécifique d'un client des hauts plateaux peut être six (06) fois plus importante que celle d'un client du sud, et elle est presque trois (3) plus importante qu'un client du littoral. La figure suivante illustre bien ces disparités par wilaya.

<sup>1</sup> Prévisions issues des prévisions du PIBMPE 2021-2030

<sup>2</sup> Programme d'hybridation de neuf (09) sites fonctionnant au gasoil avec une capacité de 50 MWc, lancé en 2018.





*Figure 5 : Consommation basse pression par client (m<sup>3</sup>/ client)*

La modélisation de la consommation en gaz de chaque DD pour ce type de clientèle est effectuée en prenant en considération les facteurs déterminants cités ci-après :

#### a. Température mensuelle par station

L'outil intègre 35 stations météorologiques avec un historique de températures min, max et moyenne de plus de 18 années (2000-2019). Cet historique de températures permettra à l'outil de calculer pour le futur, une température moyenne prévisionnelle par station météorologique sur toute la période de prévision, sachant que chaque DD est reliée à une station météorologique (une station peut être reliée à plusieurs DD, si ces dernières sont dans la même zone géographique).

#### b. Nombre de client BP par wilaya

Le nombre de clients futurs est évalué en fonction des cadences observées dans le passé et des différents programmes DP initiés par les pouvoirs publics. Ces hypothèses s'établissent comme suit :

**Scénario faible :** Pour chaque wilaya, l'apport en nombre de clients futurs correspond à l'apport moyen du reliquat des branchements qui n'ont pas été effectués dans le cadre du programme quinquennal 2010-2014 et des programmes complémentaires, ainsi que les nouveaux logements à livrer et à raccorder correspondant à une moyenne annuelle de **175 000** nouveaux clients.

**Scénario Moyen :** Pour chaque wilaya, l'apport en nombre de clients futurs correspond à l'apport moyen du reliquat des branchements qui n'ont pas été effectués dans le cadre du programme quinquennal 2010-2014 et des programmes complémentaires, ainsi que les nouveaux logements à livrer et à raccorder correspondant à une moyenne annuelle de **203 000** nouveaux clients.

**Scénario fort :** Pour chaque wilaya, l'apport en nombre de clients futurs correspond à l'apport moyen du reliquat des branchements qui n'ont pas été effectués dans le cadre du programme quinquennal 2010-2014 et des programmes complémentaires, ainsi que les nouveaux logements à livrer et à raccorder correspondant à une moyenne annuelle de **231 000** nouveaux clients.

- La modélisation de la consommation en gaz de la clientèle **Moyenne Pression** a été effectuée en utilisant le PIB comme facteur déterminant. Le choix de cet indicateur est justifié par le fait que la clientèle moyenne pression est composée principalement de la petite industrie et du secteur des services. L'évolution de ces clients est liée au développement économique du pays.
- Pour les écarts de comptage, il a été supposé un taux fixe, égal à 3% de la consommation des distributions publiques sur toute la période d'étude.

### V.2.3. Clients Industriels des sociétés de distribution

L'évaluation des besoins de la clientèle industrielle a été effectuée en modélisant la consommation de ces types de clients en fonction de la somme des valeurs ajoutées des secteurs de l'industrie eu égard à la corrélation qui existe entre le développement économique et les investissements dans le secteur industriel.

### V.2.4. Clients de Sonatrach

Deux scénarios sont considérés pour l'évaluation de la consommation de ce type de clients : un scénario moyen considéré comme scénario de base et un scénario fort. Les prévisions de consommation de gaz naturel de ces clients sont basées sur des hypothèses d'évolution des besoins futurs des différents clients et unités alimentés par SONATRACH, à savoir :

**a-Scénario de base :** Les projections incluent la consommation de gaz naturel des clients SH et de ses unités en exploitation, les nouveaux projets pétrochimiques, ainsi que le projet de la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud.

**b-Scénario Fort :** inclut en plus de la demande en gaz du scénario de base, la demande des projets en maturation.

## V.3. Hypothèses du scénario Efficacité Énergétique

Scénario intégrant le programme national de développement de l'efficacité énergétique pour la rationalisation de l'utilisation de l'énergie à travers le calcul du gain en gaz<sup>3</sup> qui en résulte, le programme consiste à réaliser sur la période 2021-2030 :

### Secteur du bâtiment :

- Isolation thermique des bâtiments : 2 000 logements/an sur la période 2021-2024, et 5 000 logements/an au-delà ;
- Éclairage intérieur performant : 2 millions de lampes/an entre 2021-2024, et 4 millions au-delà.

<sup>3</sup> Gains unitaires des actions liées à l'efficacité énergétique induits par le programme national de l'efficacité énergétique (Source : APRUE) ;

- Le développement du chauffe-eau solaire : 1 000 CES/an sur la période 2021-2024, 2 000 CES/an au-delà ;
- Eclairage public performant : 40 000 LED/an sur la période 2021-2024, et 50 000 LED/an au-delà ;

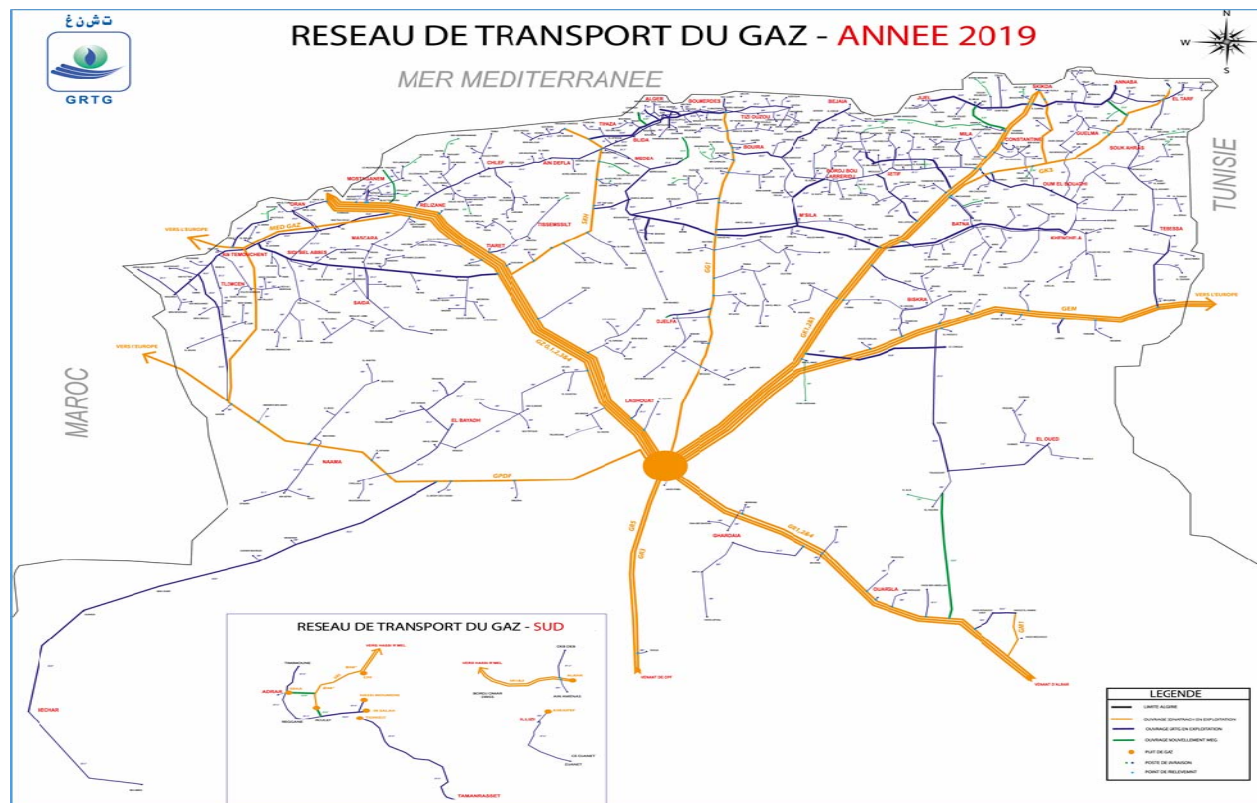
**Secteur de l'industrie** : la modernisation des processus industriels avec 50 projets/an sur la période 2021-2024, et 100 projets/an au-delà.

## VI.Approvisionnement en gaz par zone géographique

Le document évalue la demande en gaz de la clientèle desservie par le réseau national de transport du gaz ainsi que l'autoconsommation des unités de transformation du gaz naturel.

Les quatre zones géographiques ont été définies en fonction du système d'approvisionnement du fournisseur SONATRACH, elles sont délimitées par le réseau de transport de SONATRACH/TRC, qui prélève le gaz à partir des champs ci-après :

- HASSI R'MEL, qui approvisionne les zones Centre (via gazoduc GG1), Ouest (via gazoduc Ouest et GPDF), Est (via gazoduc Est et GEM) et partiellement la zone Sud pour alimenter la centrale de Hassi R'Mel, Ghardaïa et SSP1.
- SBAA, ASSEKAIFAF, ALRAR, GASSI TOUIL, IN SALAH et DJEBEL MOUINA, qui approvisionnent la zone Sud via les gazoducs d'ADRAR, ILLIZI, GR1/2, IN SALAH et TAMANRASSET. Une partie du gaz produit est acheminée vers le réseau sud de Sonelgaz et l'autre partie est expédiée vers le nord. Chaque clientèle est affiliée à la zone à laquelle elle appartient.



**Figure 6 : Carte du réseau de transport du gaz de l'année 2019**

## VII. Historique de la demande nationale en gaz

### VII.1. Période 2009-2019

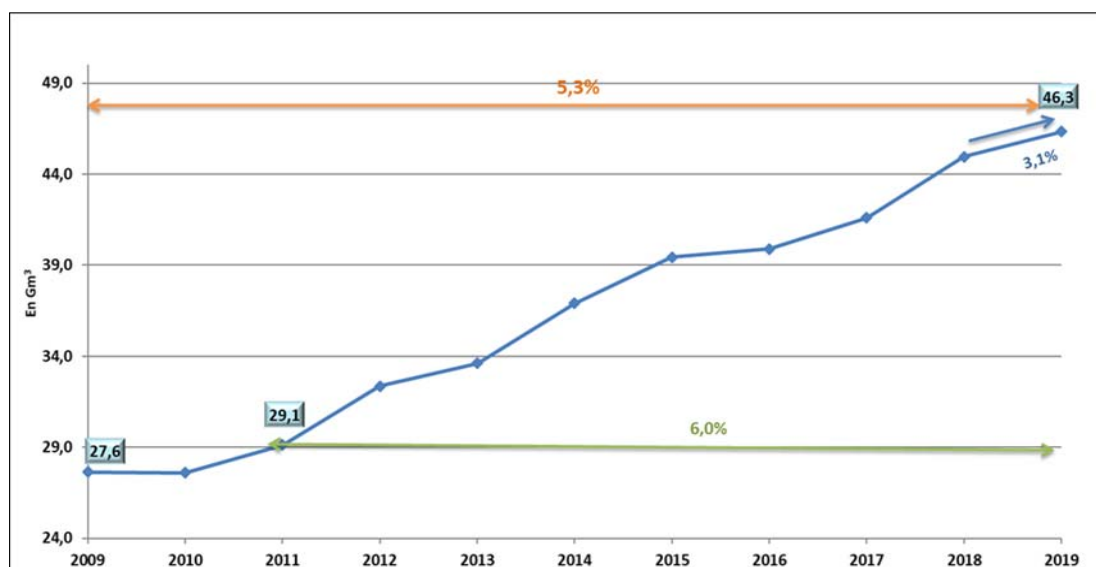
La consommation nationale sur la période 2009-2019 a évolué à un rythme annuel moyen de 5,3%, passant ainsi de 27,64 Milliards m<sup>3</sup> en 2009 à 46,33 Milliards m<sup>3</sup> en 2019.

### VII.2. Evolution de la demande de l'année 2019

La demande nationale pour l'année 2019 est évaluée sur la base des consommations réelles enregistrées mensuellement de janvier à décembre par région et par type d'utilisation.

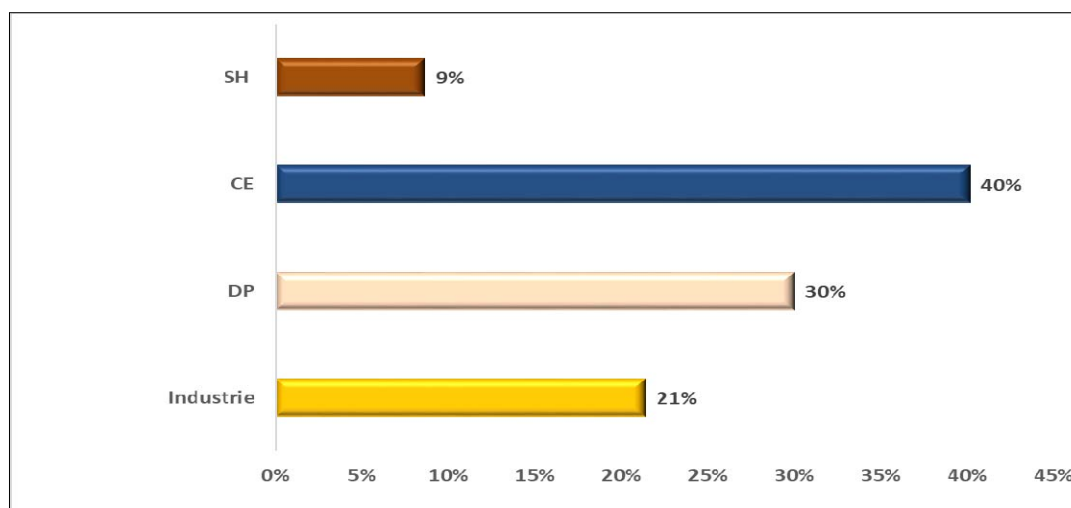
En 2019, la consommation nationale a atteint 46,33 Milliards de m<sup>3</sup>, soit une augmentation de 3,1% par rapport au volume de 44,95 Milliards de m<sup>3</sup> enregistré en 2018, cette croissance s'explique par :

- Une augmentation de la consommation des distributions publiques qui est passée de 13,22 Milliards de m<sup>3</sup> en 2018 à 13,87 Milliards de m<sup>3</sup> en 2019, soit une évolution de 4,9%.
- Un accroissement de 1,4% de la consommation en gaz des centrales électriques, passant de 18,32 Milliards de m<sup>3</sup> en 2018 à 18,58 Milliards de m<sup>3</sup> en 2019.
- Une légère augmentation de 1,9% de la consommation en gaz de l'industrie, passant de 9,71 Milliards de m<sup>3</sup> en 2018 à 9,90 Milliards de m<sup>3</sup> en 2019, comparée à celle enregistrée en 2018 de 25% par rapport à 2017.
- Une augmentation de l'autoconsommation des unités de SONATRACH de 7,7% en 2019.



**Figure 7: Evolution de la demande nationale en gaz naturel 2009-2019**

En 2019 la consommation des centrales électriques représente 40% de la consommation globale suivie par la consommation des distributions publiques avec 30%. L'industrie et les unités de transformation de SH se partagent le reste de la consommation avec des taux respectifs de 21% et 9% de la consommation globale. La répartition par type de client de la consommation gaz de l'année 2019 est illustrée sur le graphe qui suit :



**Figure 8: Répartition de la consommation gaz par type de client 2019**

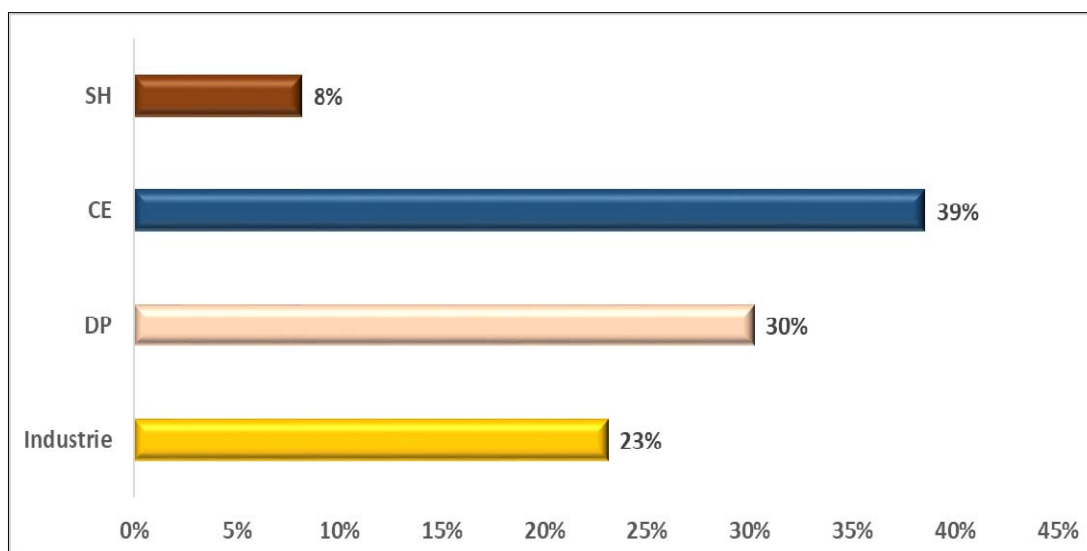
Le maximum de la consommation en gaz naturel est atteint en décembre avec 5,42 Milliards de m<sup>3</sup> et le minimum est enregistré en Mai avec 2,97 Milliards de m<sup>3</sup>.

## VIII. Analyse des résultats de prévisions de la demande 2020-2030

### VIII.1. Année 2020

Les mesures de confinement, mettant à l'arrêt une partie de l'activité économique en Algérie, ont eu un impact considérable sur la consommation en gaz. L'estimation de la consommation probable de l'année 2020 a été faite sur la base des réalisations des sept (07) premiers mois de l'année. Il s'agit d'une année exceptionnelle qui a connu une baisse remarquable de 4,5% par rapport à 2019. La consommation probable de 2020 augmenterait de 0,7% par rapport à 2019, soit une estimation de 46,64 Milliards de m<sup>3</sup>, dans le cas de la poursuite des mesures actuelles. La consommation est répartie par type d'utilisation comme suit :

• Distribution publique de gaz	14,09 Milliards de m <sup>3</sup> , (+1,6%)
• Industrie	10,78 Milliards de m <sup>3</sup> , (+8,9%)
• Centrales électriques	17,97 Milliards de m <sup>3</sup> , (-3,3%)
• Unités de Sonatrach	3,80 Milliards de m <sup>3</sup> , (-4,4%)

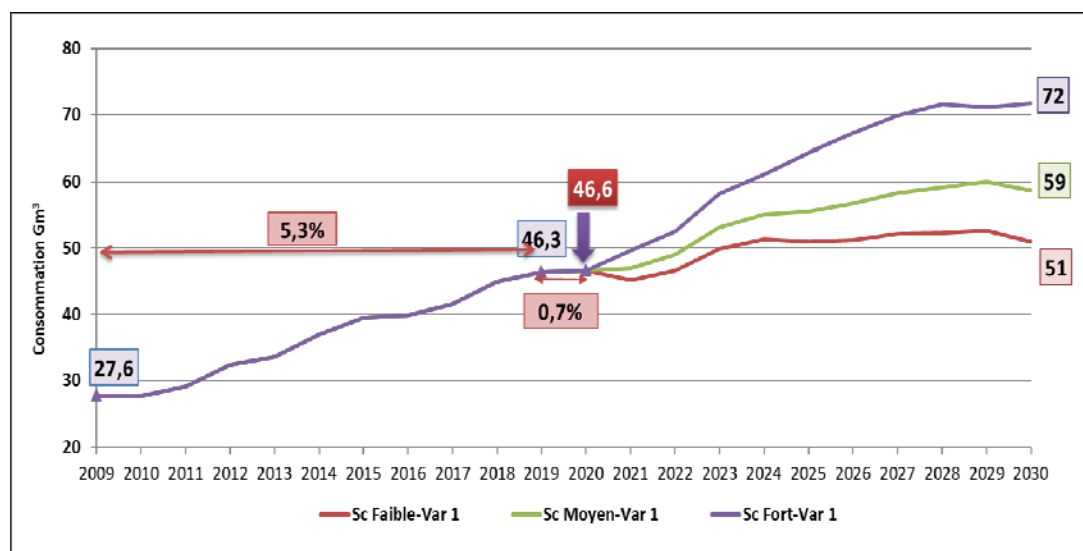


*Figure 9 : Demande nationale de l'année 2020 par type d'utilisation*

Il est à noter que pour la clientèle raccordée au réseau GRTG, la demande en gaz est obtenue à partir des réalisations réelles pour les mois allant de janvier à juillet, pour les mois d'août à décembre, il a été considéré la tendance de la courbe de consommations mensuelles de l'année 2019 en prenant en compte les besoins des clients qui vont apparaître en 2020.

## VIII.2. Période 2020– 2030

Trois tendances d'évolution de la demande future en gaz naturel résultent du développement des trois scénarios prédéfinis. L'évolution de la demande du marché national en gaz dans le cas des trois scénarios (Fort, Moyen et faible) est donnée comme suit :



*Figure 10 : Evolution de la demande nationale en gaz selon les trois scénarios 2009-2030*

### A. Evolution de la demande selon le scénario moyen

La demande en gaz naturel du marché national progresserait, à un rythme annuel moyen de 2,3%, passant de 46,6 Milliards de m³ en 2020, soit (41,5 millions de Tep) pour atteindre les



58,6 Milliards de m<sup>3</sup> en 2030 (52,2 millions de Tep). Le volume de gaz naturel qui transiterait par le réseau national de transport de gaz atteindrait 55,4 Milliards de m<sup>3</sup> en 2030. La figure ci-après donne l'évolution de la demande en gaz par type d'utilisation :

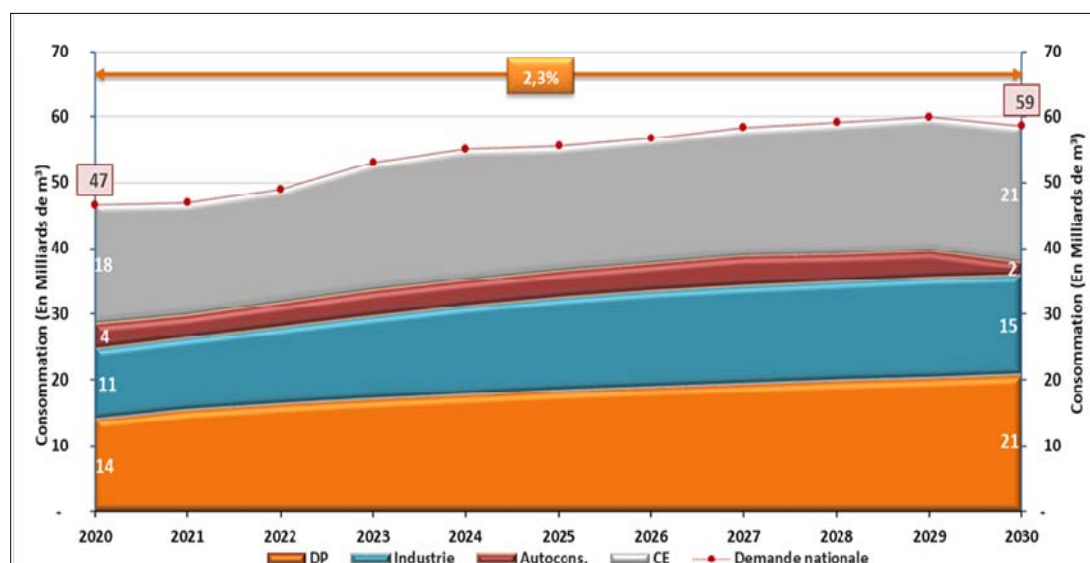


Figure 11 : Prévisions de la demande par type d'utilisation - Sc. Moyen-

## B. Evolution de la demande selon le scénario fort

Il prévoit un plus haut niveau de développement avec la relance de l'industrie, le volume de gaz atteindrait en fin de période un volume de 71,7 Milliards (63,8 millions de Tep) soit une évolution annuelle moyenne de 4,4%. Le volume de gaz naturel qui transiterait par le réseau national atteindrait 69,4 Milliards de m<sup>3</sup> en 2030. La figure ci-après donne l'évolution de la demande en gaz par type d'utilisation :

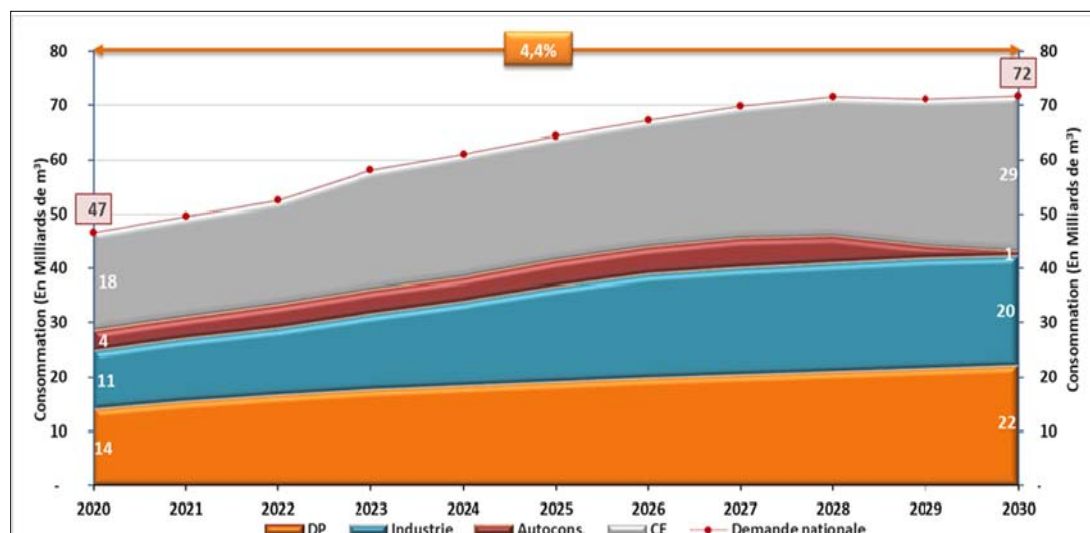
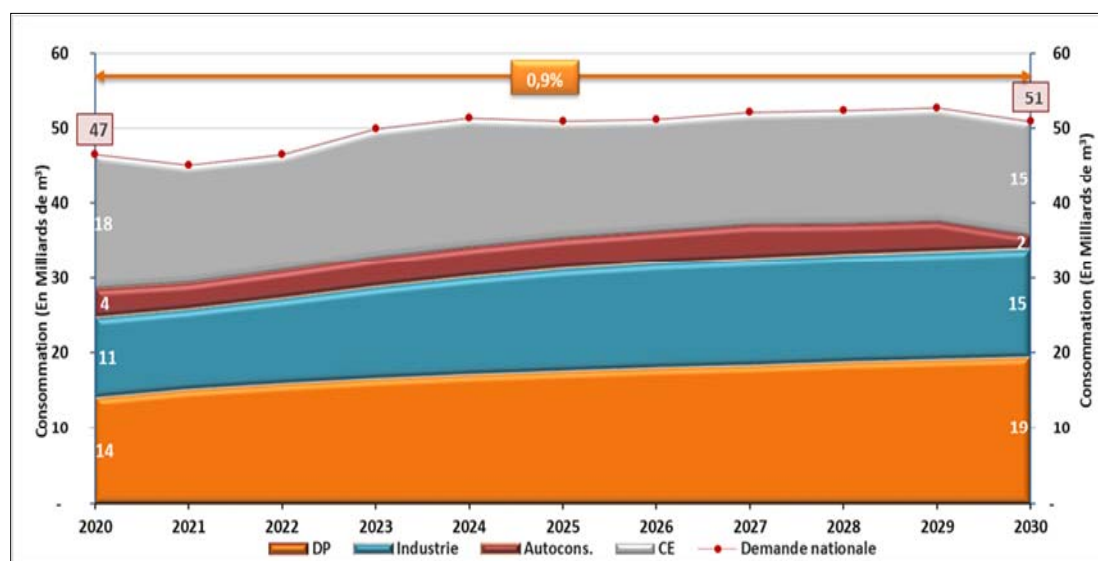


Figure 12 : Prévisions de la demande par type d'utilisation - Sc. Fort-

## C. Evolution de la demande selon le scénario faible

Ce scénario prévoit quant à lui un rythme de croissance annuel moyen de la demande de gaz, le volume de gaz prévu dans ce cas serait de 51,0 Milliards de m<sup>3</sup> (45,3 millions de Tep) en 2030,

soit une croissance annuelle moyenne de 0,9%. Le volume de gaz naturel qui transiterait par le réseau national atteindrait 47,7 Milliards de m<sup>3</sup> en 2030. La figure ci-après donne l'évolution de la demande en gaz par type d'utilisation.



*Figure 13 : Prévisions de la demande par type d'utilisation - Sc. Faible-*



## IX. Conclusion

Les besoins en gaz naturel du marché national pour la période 2021-2030 ont été évalués pour chacun des trois scénarii de la demande en considérant pour la détermination des besoins en gaz naturel de la production d'électricité considère le développement qui se fera à travers un mix de centrales à gaz avec la concrétisation du programme des énergies renouvelables tel qu'arrêté par les pouvoirs publics. Les résultats font ressortir ce qui suit :

La consommation nationale de gaz à l'horizon 2030 passerait de **46,6** Milliards de m<sup>3</sup> en 2020 à près de **51** Milliards de m<sup>3</sup> (sc. faible), **59** Milliards de m<sup>3</sup> (sc. moyen) et **72** Milliards de m<sup>3</sup> (sc. fort),

Un niveau de besoins globaux en GN, sur la période 2020-2030, oscillant entre **550** Milliards de m<sup>3</sup> **599** Milliards de m<sup>3</sup> (sc. moyen) et **684** Milliards de m<sup>3</sup> (sc. fort).

La concrétisation des programmes de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique permettrait d'épargner une quantité cumulée en GN de l'ordre de **21** Milliards de m<sup>3</sup>, Ainsi, le besoin total en GN, sur la période, serait dans le cas du sc. moyen de **597** Milliards de m<sup>3</sup>, de **682** Milliards de m<sup>3</sup> pour le sc. fort et **548** Milliards de m<sup>3</sup> dans le cas du sc. faible.

Au vu de ce qui précède, il est nécessaire d'agir pour contenir la croissance de la demande énergétique du marché national à travers les éléments clés suivants :

- Révision graduelle des tarifs de l'électricité et du gaz,
- L'utilisation rationnelle de l'énergie et la maîtrise du schéma énergétique à travers l'élargissement du programme d'efficacité énergétique afin de généraliser l'utilisation des LBC/LED, le contrôle et l'étiquetage des appareils, la promotion de l'utilisation de l'isolation thermique dans les différents programmes de logements de l'Etat (amélioration de la qualité du logement en termes de matériaux et techniques de construction), le soutien et la promotion des chauffe-eau solaires notamment dans les régions dépourvues de gaz naturel,
- Audits énergétiques des industries grosses consommatrices d'énergie,
- Accélération du rythme de développement des énergies renouvelables.
- Mise en œuvre d'un plan d'action pour la réduction des pertes électriques sur les réseaux de distribution et réduction des écarts de comptage du gaz naturel.
- Encouragement de la cogénération dans l'industrie,
- Examen de la possibilité de substitution du gaz par d'autres forme d'énergie pour certains usages des secteurs du tertiaire et du résidentiel,
- Création d'ilots propanés, en particulier dans les zones éloignées du réseau gaz.

## Glossaire

<b>Autoconsommation</b>	<i>Autoconsommation de gaz des complexes de liquéfaction de GNL et les stations de transport par canalisation (TRC) de Sonatrach.</i>
<b>BP</b>	<i>Basse Pression</i>
<b>BM</b>	<i>Banque Mondiale</i>
<b>CC</b>	<i>Cycle Combiné</i>
<b>CE</b>	<i>Centrales Electriques</i>
<b>CES</b>	<i>Chauffe-Eau Solaire</i>
<b>CSP</b>	<i>Consommation spécifique</i>
<b>DD</b>	<i>Direction de Distribution</i>
<b>DP</b>	<i>Distributions Publiques</i>
<b>ENR</b>	<i>Energies Renouvelables</i>
<b>FMI</b>	<i>Fond Monétaire International</i>
<b>Gm<sup>3</sup></b>	<i>Milliard de m<sup>3</sup></i>
<b>GEM</b>	<i>Gazoduc Enrico Mattei, 48" HASSI R'MEL - OUED SAFSAF</i>
<b>GG1</b>	<i>Gazoduc 42" Sonatrach Hassi R'Mel – BORDJ MENAIEL</i>
<b>GK</b>	<i>Gazoducs Sonatrach – GK1 40" – GK2 42" - Futur GK3 48" HASSI R'MEL – SKIKDA</i>
<b>GM1</b>	<i>Gazoduc 40"Gassi Touil – HASSI MESSAOUD</i>
<b>GPDF</b>	<i>Gazoduc Pedro Duran Farell , 48" HASSI R'MEL – EL ARICHA</i>
<b>GR</b>	<i>Gazoducs GR1&amp;GR2 – 42"-48" SONATRACH GASSI TOUIL – ALRAR – HASSIR'MEL</i>
<b>GRTG</b>	<i>Société Algérienne de Gestion du réseau transport gaz</i>
<b>GWh</b>	<i>Gigawatt heure</i>
<b>GZ</b>	<i>Gazoducs Sonatrach Hassi R'Mel – Arzew GZ0 24"/20", GZ1 40", GZ2 42", GZ3 42" &amp; GZ4 gazoduc 48" H. Rmel – Béni saf</i>
<b>HP</b>	<i>Haute Pression</i>
<b>Industrie (CI)</b>	<i>Clients Industriels des sociétés de distribution et clients industriels de SONATRACH (Raffineries (RA1G (Alger), RA1Z(Arzew), RA1K(Skikda), RA2K(TOPC) et RA1D (ex. Soralchin), Séparation GPL de l'activité Aval (GP1Z, GP2Z), FERTIAL (Arzew), Linde (Ex ENGI), Solfert, AOA, Pétrichimie (CP1Z, CP2K)</i>
<b>kWh</b>	<i>Kilowatt heure</i>
<b>Mm<sup>3</sup></b>	<i>Million de m<sup>3</sup></i>
<b>MdE</b>	<i>Ministère de l'Energie</i>
<b>MHUV</b>	<i>Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la ville</i>
<b>MF</b>	<i>Ministère des Finances</i>
<b>MP</b>	<i>Moyenne Pression</i>
<b>MW</b>	<i>Mégawatt</i>
<b>MNG</b>	<i>Le marché national du gaz, constitué de fournisseurs de gaz et des clients nationaux. Ces clients consomment le gaz sur le territoire national.</i>
<b>ONS</b>	<i>Office National des Statistiques</i>
<b>ONM</b>	<i>Office National de la Météorologie</i>
<b>PIB</b>	<i>Produit Intérieur Brut</i>
<b>PV</b>	<i>Photovoltaïque</i>
<b>R.I.N</b>	<i>Réseau Interconnecté Nord</i>
<b>R.G.S</b>	<i>Réseaux du Grand Sud</i>
<b>SONATRACH</b>	<i>Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures S.p.a</i>