

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Hassiba Benbouali de Chlef

Faculté des sciences économiques, commerciales et de gestion

Département des sciences économiques



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT

Filière : Science Économique

Spécialité : Macro-Économétrie Appliquée

Par

HASSIBA ZIAN

Thème :

**L'AVENIR DU GAZ NATUREL DANS LE CONTEXTE DE LA TRANSITION
ENERGETIQUE: LE CAS DE L'ECONOMIE ALGERIENNE**

Soutenue le 07/01/2026, devant le jury composée par :

1	MEZRIG Achour	Professeur	Université de Chlef	Président
2	BENSAFTA Kamel Malik	Professeur	Université de Chlef	Rapporteur
3	ELBACHIR Abdelkrim	Professeur	Université de Chlef	Examineur
4	CHERIFI Ibrahim	Professeur	Université de Chlef	Examineur
5	BOUZNIT Mohammed	Professeur	Université de Béjaia	Examineur
6	BEAMIROUCH Hichem	MCA	CREAD	Examineur

Résumé

Résumé

Dans cette étude, nous avons discuté de l'avenir du gaz naturel dans le contexte de la transition énergétique en Algérie, en présentant la place du gaz naturel dans l'économie algérienne, ses réserves, sa production et sa consommation intérieure et extérieure. Nous avons également abordé le rôle du gaz naturel dans la stratégie de transition énergétique en Algérie, en mettant en avant les capacités de l'Algérie dans le domaine des énergies renouvelables. De plus, nous avons présenté et évalué les programmes de transition énergétique en Algérie, ainsi que l'expérience nigériane dans ce domaine. Après avoir exposé les capacités les plus importantes qu'elle possède en matière de sources d'énergie renouvelables et évalué sa politique de transition énergétique, nous avons également modélisé la production et la consommation de gaz naturel, tant intérieure qu'extérieure, au cours de la période 1980-2019 et prédit son évolution pour la période 2020-2035. nous avons conclu que l'Algérie dispose d'un grand potentiel dans le domaine du gaz naturel. En effet, l'Algérie se classe au onzième rang en termes de plus grandes réserves de gaz naturel au monde. Le gaz naturel occupe également une place importante dans le budget énergétique algérien. De plus, l'Algérie possède une grande richesse en sources d'énergies renouvelables, dont les plus importantes sont l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique et l'énergie géothermique.

De nombreux programmes ont été consacrés à développer l'exploitation de ces ressources pour produire de l'électricité, atteindre l'autosuffisance et orienter le reste vers l'exportation. Cependant, la mise en œuvre de ces programmes reste très difficile sur le terrain en raison d'un manque d'intérêt, car les programmes sont élaborés sans planification stratégique et sans études réelles sur le terrain. En effet, seulement 2 % de ce qui était prévu a été réalisé, que ce soit en termes de capacité installée ou en termes de quantité d'électricité produite à partir des sources naturelles. Cela accroît la dépendance totale au gaz naturel comme principale source de production d'électricité. La consommation intérieure de gaz naturel continue d'augmenter, contrairement aux attentes, ce qui pourrait conduire à une baisse des exportations algériennes de gaz naturel.

L'étude empirique des variables du gaz naturel, basée sur l'analyse de Box-Jenkins, a utilisé une stratégie d'analyse de séries temporelles avec le test de Dickey-Fuller augmenté avec le logiciel EVIEWS 13. Cette analyse a donné les résultats suivants :

Le modèle optimal pour la production du gaz naturel est le modèle ARMA(1,0), les résultats de la prévision indique que la production du gaz naturel va augmenter en 2024 - 2035 avec un taux de croissance moyenne de 01,01%.

Le modèle optimal de la consommation individuelle est ARMA(1,1), les résultats de la prévision indique une augmentation des valeurs de la consommation individuelle au cours de la période 2024-2035 avec un taux moyen de 0,907%

Le modèle de la fonction de la consommation du gaz naturel, basé sur la méthodologie ARDL, Les résultats ont montré que le paramètre de correction d'erreur a un signe négatif et est statistiquement significatif au niveau de 1%. Cela confirme l'existence d'une relation d'équilibre à long terme entre les variables étudiées. Par conséquent, la vitesse d'ajustement du court terme au long terme est estimée à environ 07,02 %.

Le modèle optimal pour les exportations du gaz naturel est le modèle ARMA(1,0), les résultats de la prévision indique que les exportations du gaz naturel va augmenter en 2024 - 2035 avec un taux de croissance moyenne de 01,71%.

Mots-clés : Gaz naturel, Algérie, Énergie renouvelable, programme des énergies renouvelables, méthodologie Box-Jenkiz, méthodologie ARDL

تناولنا في هذه الدراسة مستقبل الغاز الطبيعي في ظل الانتقال الطاقوي في الجزائر من خلال تقديم مكانة الغاز الطبيعي في الاقتصاد الجزائري واحتياطياته وإنتاجه واستهلاكه الداخلي والخارجي. كما ناقشنا دور الغاز الطبيعي في استراتيجية التحول الطاقوي في الجزائر من خلال تقديم قدرات الجزائر في مجال الطاقات المتجددة، بالإضافة إلى تقديم وتقييم برامج التحول الطاقوي في الجزائر، بالإضافة إلى تقديم التجربة النيجيرية في هذا المجال. بعد عرض أهم القدرات التي تمتلكها من مصادر الطاقة المتجددة ومسار سياسة التحول في مجال الطاقة وتقييمها، قمنا أيضًا بنمذجة إنتاج واستهلاك الغاز الطبيعي الداخلي والخارجي خلال الفترة 1980-2019 وتوقعنا مسارها خلال الفترة 2020-2035.

توصلنا إلى أن الجزائر تتمتع بإمكانيات كبيرة في مجال الغاز الطبيعي، إذ تحتل الجزائر المرتبة الحادية عشرة من حيث أكبر احتياطيات الغاز الطبيعي في العالم. ويحتل الغاز الطبيعي أيضًا مكانة مهمة في ميزانية الطاقة الجزائرية. وتتمتع الجزائر أيضًا بوفرة من مصادر الطاقة المتجددة، وقد تم تخصيص العديد من البرامج لتطوير استغلال هذه الموارد لإنتاج الكهرباء وتحقيق الاكتفاء الذاتي وتوجيه الباقي نحو التصدير. لكن تنفيذ هذه البرامج يبقى صعبًا جدًا على أرض الواقع بسبب صعوبة تنفيذها على أرض الواقع، لأن البرامج توضع بدون تخطيط استراتيجي وبدون دراسات حقيقية ميدانية، لأن ما تم إنجازه فقط 2% مما تم التخطيط له، سواء من حيث القدرة المركبة أو من حيث كمية الكهرباء المنتجة من المصادر المتجددة. مما يزيد الاعتماد الكلي على الغاز الطبيعي كمصدر رئيسي لإنتاج الكهرباء. يواصل الاستهلاك المحلي من الغاز الطبيعي الارتفاع خلافا للتوقعات، وهو ما قد يؤدي إلى تراجع صادرات الغاز الطبيعي الجزائري.

قمنا في الدراسة التطبيقية بنمذجة متغيرات الغاز الطبيعي اعتمادا على منهجية بوكس-جينكيز من خلال دراسة استقرارية السلاسل الزمنية للمتغيرات اعتمادا على اختبار ديكي فولر المطور باستخدام برنامج افيوس 13 توصلنا من خلاله إلى أن النموذج الأمثل لسلسلة إنتاج الغاز الطبيعي هو $ARMA(1,0)$ وقد أظهرت نتائج التنبؤ أن إنتاج الغاز الطبيعي سيرتفع خلال الفترة 2024-2035 بمعدل نمو سنوي قدره 1.01%.

النموذج الأمثل لسلسلة الاستهلاك الفردي للغاز الطبيعي هو $ARMA(1,1)$ وقد أظهرت نتائج التنبؤ أن الاستهلاك الفردي للغاز الطبيعي سيرتفع خلال الفترة 2024-2035 بمعدل نمو سنوي قدره 0.90%. كما قمنا بنمذجة دالة الاستهلاك الفردي للغاز الطبيعي اعتمادا على منهجية $ARDL$ توصلنا فيها إلى أن معلمة معامل تصحيح الخطأ ذات إشارة سالبة ومعنوية احصائيا عند مستوى معنوية 1% ما يدل على وجود علاقة توازنية طويلة الاجل بين الدخل الفردي والاستهلاك الفردي للغاز الطبيعي كما قدرت سرعة التعديل من المدى القصير إلى المدى الطويل ب 7.2%.

النموذج الأمثل لسلسلة صادرات الغاز الطبيعي هو $ARMA(1,0)$ وقد أظهرت نتائج التنبؤ أن صادرات الغاز الطبيعي سيرتفع خلال الفترة 2024-2035 بمعدل نمو سنوي قدره 1.71%.

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، الجزائر، الطاقة المتجددة، برنامج الطاقة المتجددة، منهجية بوكس جينكيز، منهجية $ARDL$

Résumé

Abstract

In this study, we discussed the future of natural gas in the context of the energy transition in Algeria by presenting the place of natural gas in the Algerian economy, its reserves, its production and its domestic and foreign consumption. We also discussed the role of natural gas in the energy transition strategy in Algeria by presenting Algeria's capabilities in the field of renewable energy, in addition to presenting and evaluating the energy transition programs in Algeria, in addition to presenting the Nigerian experience in this field. After presenting the most important capacities it has in renewable energy sources and the path of its energy transition policy and evaluating it, we also modeled the production and consumption of domestic and foreign natural gas during the period 1980-2019 and predicted its path during the period 2020-2035. We concluded that Algeria has great potential in the field of natural gas; Algeria ranks eleventh in terms of the largest natural gas reserves in the world. Natural gas also occupies an important place in the Algerian energy budget. Additionally, Algeria has great wealth in renewable energy sources, the most important of which are solar energy, wind energy, hydroelectric energy, and geothermal energy. Many programs have been devoted to developing the exploitation of these resources to produce electricity, achieve self-sufficiency, and direct the rest towards export. However, the implementation of these programs remains very difficult on the ground due to a lack of interest, as the programs are developed without strategic planning and without real studies in the field. Only 2% of what was planned has been achieved, Whether in terms of installed capacity or in terms of the amount of electricity produced from natural sources, this situation increases the total dependence on natural gas as the main source of electricity production. Domestic consumption of natural gas continues to increase, contrary to expectations, which could lead to a decrease in Algerian natural gas exports.

The empirical study of natural gas variables, based on Box-Jenkins analysis, used a time series analysis strategy with the augmented Dickey-Fuller test in EViews 13 software. This analysis yielded the following results:

The optimal model for natural gas production is the ARMA(1.0) model. The forecast results indicate that natural gas production will increase from 2024 to 2035 with an average growth rate of 1.01%.

The optimal model for individual consumption is ARMA(1.1). The forecast results indicate an increase in individual consumption values during the period 2024-2035 with an average rate of 0.907%.

The model of the natural gas consumption function, based on the ARDL methodology, showed that the error correction parameter has a negative sign and is statistically significant at the 1% level. This confirms the existence of a long-term equilibrium relationship between the variables studied. Consequently, the speed of adjustment from the short term to the long term is estimated at approximately 7.02%.

The optimal model for natural gas exports is the ARMA(1.0) model. The forecast results indicate that natural gas exports will increase between 2024 and 2035 with an average growth rate of 1.71%.

Keywords: Natural gas, Algeria, Renewable energy, Renewable energy program, Box-Jenkiz methodology, ARDL methodolog

REMERCIEMENT

Je tien a remercié dieu tout puissant de nous avoir donnée la santé et la volonté de terminer ce travail

Tous d'abord, sans l'aide de professeur BENSAFTA Kamel Malik ce travail ne serait pas aussi riche, je le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel

Mes remerciements vont aussi en direction des membres du jury, pour avoir accepté de faire partie de ce jury et pour le temps qu'ils ont consacré à la lecture et à l'évaluation de ce travail.

Je remercie également tous les cadres de la faculté des sciences économiques, de gestion et sciences commercial de l'université Hassiba BEN BOUALI Chlef dont les professeurs pour leur générosité et la grande patience dont ils ont su faire prévu durant notre étude dans la faculté et surtout les professeurs de l'économétrie

Je voudrais également remercier le Dr NABTI Seifeddine, l'ingénieur en pétrochimie à la société de SONATRACH, pour sa coopération et son soutien continu, ainsi que pour son intérêt constant à achever et à améliorer la qualité de cette recherche.

DEDICACE

Je dédie ce travail à :

Mes parents généreux qui n'ont ménagé aucun effort pour me soutenir et m'aider à réaliser mon rêve

Mes frères et sœurs

Ma chère famille, chacun en son nom

La famille ZIAN

Mes amis

Mes collègues de classe

Tous ceux qui m'ont aidé

SOMMAIRE

Résumé	
Remerciement	
Dédicace	
Sommaire	
Liste des tableaux et des figures	
Liste des abréviations	
Introduction général	1-1
Chapitre N°01 : La place du gaz naturel dans l'économie Algérienne	02
Section N°01 : la production du gaz naturel en Algérie	03
Axe N°01 : Les réserves prouvées du gaz naturel en Algérie	03
Axe N°02 : La production du gaz naturel en Algérie	09
Section N°02 : les utilisations du gaz naturel en Algérie (la consommation)	18
Axe N°01 : La Consommation domestique du gaz naturel en Algérie.	18
Axe N°02 : Consommation extérieure (les exportations)	33
Conclusion du chapitre 01	43
Chapitre N°02 : le gaz naturel et la stratégie de la transition énergétique en Algérie	45
Section N°01 : Les énergies renouvelables en Algérie	47
Axe N°01 : revue littéraire sur les énergies renouvelables	47
Axe N°02 : le potentiel des énergies renouvelables en Algérie	56
Section N°02 : le rôle du gaz naturel dans la stratégie de la transition énergétique en Algérie	63
Axe N°01 : Présentation des programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique	63
Axe N°02 : les expériences des pays exportateurs du gaz naturel dans le domaine des énergies renouvelables : le cas de Nigéria	80
Conclusion du chapitre 02	94
Chapitre N°03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035	96
Section N°01 : les perspectives de la production du gaz naturel Algérien en 2035	97
Axe N°01 : la méthodologie Box-jenkiz	97
Axe N°02 : la prévision de la production du gaz naturel Algérien en 2035	99
Section N°02 : les perspectives des utilisations du gaz naturel algérien en 2035	105
Axe N°01 : la prévision de la consommation domestique Algérien en 2035	105
Axe N°02 : la prévision de la consommation externe (les exportations) Algérien en 2035	122
Conclusion du chapitre 03	129
Conclusion général	131-133
Bibliographie	
Annexes	

LISTE
DES TABLEAUX
ET DES FIGURES

N°	Tableaux	page
(1.01)	Les plus importantes régions gazières en Algérie.	4
(1.02)	répartition des réserves des hydrocarbures de l'Algérie sur les plus importantes provinces.	5
(1.03)	Réserves prouvées de gaz naturel en Algérie (K Tep)	6
(1.04)	taxe sur les produits pétroliers	8
(1.05)	l'évolution de la production du gaz naturel durant la période 1980-2019 en K Tep	11
(1.06)	La production du gaz naturel durant la pandémie covid-19	12
(1.07)	Bilan de la production brute de gaz naturel (K Tep) durant la période 1970_2019.	12
(1.08)	les partenaires de SONATRACH en Algérie	13
(1.09)	Les usines de liquéfaction en Algérie	14
(1.10)	l'évolution de la production du gaz naturel liquéfié durant la période 1980-2019 en K Tep	15
(1.11)	l'évolution de la production du gaz naturel liquéfié durant la pandémie covid-19 en K Tep	15
(1.12)	l'évolution de la consommation du gaz naturel durant la période 1980-2019 en K Tep	20
(1.13)	La consommation du gaz naturel durant la pandémie covid-19	21
(1.14)	Evolution de réseau de transport du gaz naturel durant la période 2010_2019	27
(1.15)	Dates clé de l'histoire de SONALGAZ	27
(1.16)	Evolution de la puissance installée	28
(1.17)	la production d'électricité	29
(1.18)	le taux de croissance de la production d'électricité par origine durant la période 2002-2019	31
(1.19)	l'évolution des exportations du gaz naturel durant la période 1980-2019 en K Tep	34
(1.20)	la part des exportations du gaz naturel dans les exportations d'énergie durant la pandémie Covid-19	35
(1.21)	les gazoducs internationaux de l'Algérie	36
(1.22)	les plus importants clients internationaux de SONATRACH	38
(1.23)	évolution des exportations Algérienne du GNL durant la période 1980-2019	38
(1.24)	la part des exportations du GNL dans les exportations d'énergie durant la pandémie Covid-19	38
(2.01)	Potentiel solaire en Algérie.	57
(2.02)	Potentiel hydroélectrique Algérien	61
(2.03)	Planning de réalisation du programme (Version 2011).	66
(2.04)	les projets a été lancer par type de filière de production	67
(2.05)	Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues en 2011.	71
(2.06)	Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW).	72
(2.07)	Bilan global des installations connectées au réseau.	75
(2.08)	Bilan cumulé en 2019, des réalisations par secteur en matière d'installations solaires photovoltaïques hors réseaux.	76
(2.09)	Réalisations des projets d'énergie solaire par le Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT).	77
(2.10)	Réalisations des projets d'énergie renouvelable par le Ministère de	74

	l'Agriculture et du Développement Rural (MADR).	
(2.11)	La part des énergies renouvelables dans la capacité électrique (%)	78
(2.12)	La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité (%)	79
(2.13)	Estimation de l'énergie éolienne à 25 m de hauteur.	82
(2.14)	Projections de la demande d'électricité par scénario, MW	89
(2.15)	Projections de l'approvisionnement en électricité par type de combustible (MW) : scénario optimiste II 7 %	90
(2.16)	Projections de l'approvisionnement en électricité par type de combustible (MW) : scénario optimiste II 10 %	90
(2.17)	Projection de l'approvisionnement en électricité renouvelable en MW (taux de croissance du PIB de 10 %)	90
(2.18)	Projections de la demande d'électricité par scénario de Croissance optimiste (13%) en MW	91
(2.19)	Projection de l'approvisionnement en électricité renouvelable en MW (taux de croissance du PIB de 13 %)	91
(2.20)	La part des énergies renouvelables dans la capacité et la production d'électricité (%)	92
(3. 01)	Principe de base de détermination de l'ordre d'ARMA (p,q).	98
(3. 02)	les résultats de l'étude de stationnarité de la série de la production du gaz naturel	99
(3. 03)	les résultats des tests ARMA (p, q)	101
(3. 04)	Les résultats d'estimation du model ARMA(1,0)	102
(3. 05)	Test ARCH	104
(3.06)	les valeurs de la production du gaz naturel durant la période (2022-2035)	104
(3. 07)	Les résultats d'étude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation du gaz naturel	105
(3. 08)	Les résultats d'étude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation du gaz naturel à la première déférence	107
(3. 09)	les résultats d'étude de la stationnarité de la consommation individuelle du gaz naturel	109
(3. 10)	les résultats des tests ARMA (p, q)	111
(3. 11)	Les résultats d'estimation du model ARMA(1,0)	112
(3. 12)	Test ARCH	114
(3. 13)	les valeurs de la prévision de la consommation individuel du GN	114
(3. 14)	les résultats d'étude de la stationnarité de LGDPP	117
(3. 15)	les résultats de l'étude de stationnarité de la série de DLGDPP	117
(3. 16)	Résultats du test de causalité de Granger	119
(3. 17)	les résultats de l'estimation du modèle UECM	120
(3. 18)	les valeurs critiques du tes de limites pour le cointégration	120
(3. 19)	les résultats de l'estimation des paramètres du modèle à court et à long terme.	120
(3. 20)	les résultats d'étude de la stationnarité de la série temporelle des exportations du gaz naturel	122
(3. 21)	les résultats des tests ARMA (p, q)	124
(3. 22)	Les résultats d'estimation du model ARMA(1,0)	125
(3. 23)	Test ARCH	127
(3. 24)	les valeurs de la prévision des exportations du gaz naturel	127

Liste des figures

N	Figure	page
(1.1)	la situation géographique des gisements de gaz et de pétrole en Algérie.	5
(1.2)	Evolution des réserves prouvées du gaz naturel durant la période 1960_2020 en K Tep.	09
(1.3)	Structure de la production d'énergie primaire	10
(1.4)	la place du gaz naturel dans la production d'énergie primaire en K Tep durant la période 2010_2019	10
(1.5)	la place du gaz naturel dans la production d'énergie primaire en K Tep durant la période 2020_2023	11
(1.6)	Structure de la production d'énergie dérivée	14
(1.7)	Evolution de la production du GNL durant la période 1980-2019 en K Tep	16
(1.8)	évolution de la production commercialisable du gaz naturel durant la période 1980_2019 en K Tep.	17
(1.9)	Structure de la consommation d'énergie en 2019	19
(1.10)	Structure de la consommation d'énergie durant la période 2010_2019 en K Tep	20
(1.11)	Structure de la consommation d'énergie durant la période 2010_2019 en K Tep durant la pandémie covid-19	21
(1.12)	Les quatre principaux segments de la consommation intérieure de gaz naturel en Algérie	22
(1.13)	Structure de la consommation intérieure du gaz naturel en 2019	23
(1.14)	Consommation domestique de gaz par segment: 2015-2019 en K Tep	23
(1.15)	le réseau de transport du gaz en Algérie	26
(1.16)	Evolution de la production de l'électricité par origine durant la période 2002-2019	30
(1.17)	la consommation intérieure du gaz naturel durant la période 1980_2018 en K Tep.	32
(1.18)	Structure des exportations d'énergie primaire	33
(1.19)	la structure des exportations d'énergie primaire durant la période 2010-2019	34
(1.20)	structure des exportations du gaz naturel en Algérie durant la pandémie Covid-19	35
(1.21)	Carte des gazoducs existants et prévus à travers l'Algérie.	36
(1.22)	Structure des exportations d'énergie dérivée	37
(1.23)	la répartition géographique des exportations du gaz naturel Algérien durant la période 2013-2022	39
(1.24)	Evolution des exportations du gaz en Algérie durant la période 1980_2019 en K Tep.	40
(2.01)	Conversion du rayonnement solaire en énergie électrique	49
(2.02)	la composition d'une éolienne	51
(2.03)	Opportunités des sources d'énergie renouvelables.	53
(2.04)	Potentiel de rayonnement solaire en Algérie	57
(2.05)	Vitesses moyennes du vent en Algérie par zone.	58
(2.06)	Carte des vents de l'Algérie à 10 m d'altitude (m/s).	59
(2.07)	Localisation des principales zones géothermiques en Algérie	62
(2.08)	pénétration des EnR dans la production nationale en TWh	65
(2.09)	structure du parc de la production nationale en MW	66

(2.10)	la capacité de la production d'électricité d'origine des énergies renouvelables (MW) par type d'énergie durant la période (2000-2022)	79
(2.11)	La production d'énergie d'origine renouvelable par type d'énergie durant la période (2000-2022)	80
(2.12)	La production d'énergie renouvelable par type d'énergie durant la période 2000-2021	93
(3.01)	L'organigramme des procédures de modélisation et de prévision ARIMA.	98
(3.02)	Graphiques de fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LPGN.	101
(3.03)	Séries réelles, séries ajustées et séries résiduelles de la séquence LPGN.	103
(1.04)	Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle.	103
(1.05)	Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série DLCGN	108
(1.06)	Graphiques de fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LCGNP.	111
(3.07)	Séries réelles, séries ajustées et séries résiduelles de la séquence LCGNPC.	113
(3.08)	Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle.	113
(3.09)	Résultats des tests CUSUM et CUSUMSQ	121
(3.10)	Graphiques de fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LEXGN.	124
(3.11)	Séries réelles, séries ajustées et séries résiduelles de la séquence LEXGN.	126
(3.12)	Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle.	126

***LISTE DES
ABREVIATIONS***

Liste des abréviations

Abréviation	signification
GN	Gaz naturel
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
KTep	Kilo ton équivalent au pétrole
GN/C	Gaz naturel carburant
GP/C	Gaz de pétrole carburant
FNME	Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie
LBC	Lampe Basse Consommation
CDER	Centre de développement des énergies renouvelable
CREDEG	Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz filiale du Groupe Sonelgaz
UDTS	unité de développement de la technologie du silicium
IAER	Institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique
APRUE	Agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie affiliée au secteur de l'énergie et des mines
NEAL	Nouvelle énergie algérienne
FNER	fonds national pour les énergies renouvelables
PNEREE	Programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique
ECN	Commission de l'énergie du Nigéria
NEPA	Nigériane Electric Power Autorité
PNUD	Programme des Nations Unies pour le développement
FEM	Fonds pour l'environnement mondial
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
PIB	Produit intérieur brute

INTRODUCTION

Introduction

L'énergie est le principal facteur de la croissance économique et c'est une nécessité pour assurer le niveau de vie économique et social de la population, ainsi qu'un des critères les plus importants pour mesurer le progrès des nations. Étant donné que l'énergie est essentielle pour conduire le processus de production, le développement économique nécessite l'utilisation de niveaux de consommation d'énergie plus élevés. L'étendue des possibilités d'emploi peut être favorisée par le processus d'industrialisation, qui dépend d'une disponibilité facile des sources d'énergie. Nous ne pouvons pas non plus ignorer le rôle que jouent les sources d'énergie en tant que source de revenus en devises, car elles jouent un rôle prépondérant dans l'accélération du développement économique grâce au financement de grands projets d'investissement dans tous les domaines.

L'Algérie, avec son vaste désert, qui représente 85 % de la superficie totale du pays, est riche en hydrocarbures, il contenant de 0,94 % des réserves mondiales de pétrole et de 2,18% des réserves mondiales du gaz naturel. Il est considéré comme un fournisseur stratégique du gaz naturel pour le marché européen grâce à sa situation stratégique en Afrique du Nord, avec une superficie estimée par 2 381 741 km² et avec une 44 millions d'habitants (ONS, janvier 2020) qui est en constante augmentation avec un taux de croissance de 1,99 %¹. Sa production intérieure brute est soutenue principalement par les revenus provenant des exportations des hydrocarbures dont le pétrole et le gaz naturel. Son emplacement stratégique a grandement contribué au domaine du transport du gaz naturel vers le marché européen, en plus de l'infrastructure qu'elle possède dans ce domaine. Elle a dispose de trois principaux gazoducs pour exporter le gaz naturel vers l'Europe : le gazoduc Enrico Mattei (Transmed), Le gazoduc Medgas et le gazoduc Maghreb Gas (MEG), qui passent de l'Algérie à l'Espagne via le Maroc, ont été arrêtés en octobre 2021 en raison de tensions politiques entre l'Algérie et le Maroc. L'Espagne a commencé à les utiliser en juin 2022 pour exporter du gaz naturel vers le Maroc. Elle convertit les importations de gaz naturel liquéfié non algérien en provenance du marché mondial en gaz et les transporte vers le Maroc.

Deux grands gazoducs régionaux sont également prévus : le gazoduc Gazduto Algérie-Sardaigne-Italie (GALSI) et le gazoduc transsaharien (TSGP). Un protocole d'accord a été signé entre les ministres de l'Énergie du Niger, du Nigeria et de l'Algérie en juin 2022 pour former un groupe de travail sur le gazoduc transsaharien, visant à actualiser l'étude de faisabilité existante. Si le gazoduc transsaharien est construit, il sera possible de transporter du gaz naturel via des gazoducs du Nigeria jusqu'au champ de Hassi R'Mel en Algérie. De là, le gaz naturel pourra être transporté vers l'Europe via des gazoducs transcontinentaux algériens².

L'économie algérienne est une économie rentière dépendant des hydrocarbures, où le secteur des hydrocarbures représentait 19 % du PIB, 93 % des exportations de produits et 38 % des recettes budgétaires entre 2016 et 2021 (la Banque mondiale). En 2022, le secteur pétrolier et gazier représentait 31,1 % du produit intérieur brut, 90,88 % des exportations de produits et 59,80 % des recettes budgétaires³.

Le rapport réserves/production donne au gaz naturel une priorité supplémentaire pour répondre aux besoins énergétiques du pays à long terme. Le gaz naturel joue un rôle majeur dans le bilan énergétique du pays. Il représente 56 % de la production d'énergie primaire, 97 % de la production d'électricité et 38,4 % de la consommation totale d'énergie. Si l'on y ajoute le gaz naturel liquéfié, le gaz naturel représente 45,3 % du volume des exportations d'hydrocarbures (Banque d'Algérie, 2023) et 30 % des recettes en devises (Ministère des Finances, 2018).

¹ <https://www.diplomatie.gouv.fr/fr/dossiers-pays/algerie/presentation-de-l-algerie/>

² Energy information administration, **Country Analysis Brief: Algeria**, March 2, 2023, p, 08

³ <https://www.worldbank.org/en/country/algeria/overview#1>

Introduction

La consommation intérieure de gaz naturel a connu une forte augmentation ces dernières années, selon les bilans énergétiques algériens. En 2019, la consommation de gaz naturel a atteint 17 002 KTep, soit une augmentation de 1,6 % par rapport au volume de 16 024 KTep enregistré en 2018. Elle a ensuite diminué à 16 843 KTep en 2020, avec un taux de 0,9 %, en raison de la crise sanitaire COVID-19. En 2021, la consommation s'est élevée à 17 930 KTep, avec un taux de 5,6 %. Les centrales électriques représentaient 40 % et le secteur de la distribution publique 30 % de la consommation totale de gaz naturel.

La hausse continue de la consommation domestique de gaz naturel pourrait entraîner une diminution des exportations en cas d'incapacité à augmenter la production de gaz naturel. Par conséquent, l'Algérie pourrait perdre sa part sur le marché européen du gaz naturel ainsi que sa part sur le marché mondial du gaz naturel liquéfié, ce qui pourrait affecter sa position diplomatique et économique ainsi que sa place dans les relations internationales. Cela impose à l'État algérien de prendre les mesures nécessaires pour maintenir sa part sur le marché européen du gaz naturel, tout en tenant compte de la satisfaction des besoins du marché local en gaz naturel.

En raison des effets négatifs sur l'environnement résultant de la consommation d'hydrocarbures, et en plus d'être des sources épuisées, leur impact sur l'économie est également négatif en raison de l'instabilité de leurs prix. Afin de sortir de la dépendance économique aux hydrocarbures, l'Algérie a adopté un programme de transition énergétique pour se tourner vers la consommation d'énergies provenant de sources propres et renouvelables, telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Ce programme soutient l'utilisation d'énergies renouvelables au lieu de la consommation d'hydrocarbures, qui a affecté négativement l'environnement et la croissance économique. Cela a conduit à une économie rentière fragile, qui ne dépend que des revenus des hydrocarbures, sans chercher des solutions réalisables pour accroître la croissance économique hors hydrocarbures, qui reste négligeable par rapport à la croissance économique dépendante des hydrocarbures, ce qui le rend vulnérable aux chocs économiques résultant de l'instabilité des prix des hydrocarbures, c'est ce qu'on appelle la malédiction des ressources naturelles.

L'Algérie regorge d'un grand potentiel dans le domaine des énergies renouvelables, notamment en ce qui concerne l'énergie solaire et l'énergie éolienne. 85 % de la superficie totale de l'Algérie est constituée par le Sahara, avec une durée d'ensoleillement d'environ 7,3 heures dans le nord, 8,3 heures dans les hauts plateaux et plus de 10 heures dans les régions du sud. Sur la base de ces faits, l'Algérie bénéficie d'un énorme potentiel solaire⁴. De plus, la diversité du climat et du relief en Algérie a conduit à des différences dans le taux de disponibilité du vent d'une région topographique à l'autre. La région sud bénéficie de vitesses de vent supérieures à celles de la région nord, d'environ 6 m/s, ce qui la rend plus adaptée à l'établissement de parcs éoliens ou de systèmes hybrides⁵.

Le programme de la transition énergétique vise à soutenir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, ce qui peut conduire à réduire la consommation locale de gaz naturel et ainsi préserver les exportations de gaz naturel vers le marché européen, tout en maintenant la position de l'Algérie dans les relations internationales. Il a pour objectif de fournir à l'Algérie 22 000 MW de capacité installée pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables entre 2011 et 2030, dont 10 000 MW destinés à l'exportation⁶. Il vise également à

⁴ Khouildat salah and authers, **Trends and policies of renewable energy in algeria between reality and crucial future programs**, Journal de développement et d'économie appliquée, Vol 03, n 01, p.05.

⁵ Lokman Hadji, **How is 100% Renewable Energy Possible for Algeria by 2030?**, Energy Network Institute (GENI), May 2016, p. 21

⁶ Ministère de l'énergie et des mines, **Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines 1962_2010**, p. 50

Introduction

ce que l'énergie solaire atteigne plus de 37 % de la production nationale d'électricité d'ici 2030. L'énergie éolienne occupera la deuxième place en termes de priorités du programme, dont la part devrait avoisiner les 3 % de la production d'électricité en 2030⁷.

D'autre part, ce programme soutient la consommation locale de gaz naturel, car il incite les propriétaires de véhicules à remplacer l'essence par le gaz naturel. En effet, le gaz naturel est moins polluant pour l'environnement que l'essence, grâce à un programme de conversion au gaz naturel (GN/C) du carburant des véhicules utilitaires diesel. Sonelgaz a également construit des installations pour distribuer ce carburant. Cependant, en raison de l'incapacité d'intégrer les énergies renouvelables dans le mix énergétique pour la production d'électricité comme prévu, ainsi que de la forte croissance démographique et des difficultés d'exploitation des nouvelles découvertes de gaz naturel en raison de leurs coûts élevés ou de leur impact environnemental difficile, des défis subsistent, Ce qui pourrait conduire à une diminution de la production de gaz naturel dans le futur, ou, dans le meilleur des cas, à sa stabilité, c'est que la consommation domestique du gaz naturel connaîtra une forte croissance au détriment des exportations. Cela pourrait affecter la place internationale de l'Algérie sur le marché mondial du gaz naturel et dans les relations diplomatiques internationales, sans parler de la baisse de ses revenus en devises.

Cette étude tente de mettre en relief les perspectives du gaz naturel dans le contexte de cette politique énergétique en termes de production, de consommation domestique et d'exportations.

La problématique :

Afin d'aborder ce sujet, nous avons soulevé la problématique suivante :

Quel est les perspectives du gaz naturel Algérien dans le contexte de la transition énergétique en termes de la production, la consommation domestique et les exportations?

Les questions secondaires :

De cette question principale, découlent les sous-questions suivantes :

1. Quelle est La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne ?
2. Quelle est le rôle de gaz naturel dans la transition énergétique ?
3. Quelle est les perspectives de gaz naturel en termes de la production, la consommation domestique et les exportations ?

Les hypothèses :

1. Le gaz naturel parmi les plus importants éléments dans l'économie Algérienne.
2. Le gaz naturel parmi les plus importants éléments dans le programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.
3. La production de gaz naturel va diminuer, La consommation domestique du gaz naturel va augmenter, Les exportations du gaz naturel vont diminuer.

⁷ Ministère del'Energie et des Mines, **Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique**, Mars 2011, p, 08

Introduction

L'objectif de cette étude :

Cette étude a pour objet d'analyser les principales composantes et caractéristiques du bilan gazier de l'Algérie et d'évaluer les perspectives de développement du gaz ainsi que leur impact potentiel sur le rôle de l'Algérie en tant que principal exportateur de gaz naturel. En particulier, elle vise à évaluer les résultats de la stratégie de transition énergétique et le rôle du gaz naturel dans les programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

Les études précédentes:

1. Le Gaz algérien dans l'équation de l'approvisionnement du marché Européen

C'est un article publié dans le Journal of Economic and Administrative Research par le chercheur Boukrief Nawara Ould Jama en 2008.

Il y évoque une étude du marché européen du gaz à la lumière des conflits géopolitiques dans la mer Caspienne et dans la région du Caucase durant la période 1971-2007, dans laquelle il conclut que ces conflits constituent une menace sérieuse pour le développement de ce marché et pour la sécurité énergétique européenne. Ainsi, l'Algérie sera l'un des plus importants fournisseurs de l'Europe, à condition qu'elle soit capable d'accompagner le développement de ses capacités de production et, surtout, de rationaliser la demande intérieure pour lui permettre de générer l'excédent nécessaire pour suivre le rythme. Cependant, la poursuite de ces conflits, les pressions des écologistes et la volonté des Européens de retrouver leur indépendance énergétique finiront par les pousser vers les produits énergétiques renouvelables. Mais il semble qu'il nous faudra du temps pour nous adapter aux technologies actuelles, toutes conçues pour utiliser des combustibles fossiles. Il est donc probable que le gaz soit utilisé, dans les années à venir, pour préparer l'entrée en force des énergies renouvelables.

Tendances d'évolution des exportations gazières de l'Algérie vers l'Europe exercice prospectif à l'horizon 2030.

Un article publié dans la revue Les Cahiers du Cread en 2017 par les chercheurs Hicham Ben Amroush et Ezzedine Belkacem Nasser traite des données de 2014. Ils se sont appuyés sur un modèle d'équations simultanées au cours de la période 1970-2013, dans lequel ils ont conclu que les exportations de gaz algérien sont confrontées à un problème sérieux, à savoir l'augmentation continue de la consommation intérieure, qui, selon le dernier rapport de la CREG, se situera entre 42 et 55,3 milliards de mètres cubes (Gm³) annuels à l'horizon 2019. Le processus de formalisation permet, en combinant les hypothèses fortes, moyennes et faibles (retenues pour les variables du modèle d'équations simultanées préparé à cet effet), de montrer que le volume des exportations algériennes à l'horizon 2030 se situera entre 33,6 et 80,1 Gm³, ce qui pourrait réduire la part du gaz algérien sur le marché européen de 6,8 à 14,9 %.

2. La prévision par la production du gaz naturel algérien en utilisant le modèle d'Hubert basique et généralisée

Un article publié dans le magazine "Les Cahiers de Créad" par les chercheurs Hisham BENAMIROUCHE et Umm Al-Khair Musa en 2018 discute de l'évaluation de la disponibilité physique à long terme du gaz naturel en Algérie, en utilisant l'approche de pointe de production

Introduction

et en estimant deux modèles. Le premier est le modèle Hubbert de base, tandis que le second est le modèle Hubbert généralisé, qui conclut qu'il est plus fiable de présenter le pic comme un court plateau de 2005 à 2008, avec un volume allant de 107,5 à 109,5 milliards de mètres cubes. Environ 2 000 milliards de mètres cubes seront produits dans les années à venir, dont 90 % seront épuisés d'ici 2035. Les résultats de précision des prévisions indiquent que le deuxième modèle fournit des prévisions très précises.

3. La dynamique des exportations de gaz naturel de l'Algérie vers l'Europe : preuves de l'approche de test des limites de l'ARDL avec points de rupture

Un article publié dans l'International Journal of Economics and Management Engineering par les chercheurs Hicham Ben Amrouche et Umm El Khair Moussa en 2018 a étudié la dynamique des exportations de gaz naturel de l'Algérie à travers une approche de test de limites distribuées autorégressives (ARDL) avec points de rupture.

L'analyse a été menée sur la période allant de 1967 à 2015. Sur la base de spécifications de substitution imparfaites, ils ont trouvé une relation d'équilibre à long terme entre les exportations de gaz naturel de l'Algérie et leurs déterminants (les réserves de gaz de l'Algérie, la consommation intérieure de gaz, le PIB européen par habitant, les prix relatifs, la production gazière européenne et la part de marché des concurrents). Toutes les élasticités à long terme estimées sont statistiquement significatives, avec une influence significative des facteurs nationaux qui façonnent les contraintes d'offre. À court terme, l'élasticité est statistiquement significative et à peu près comparable à l'élasticité à long terme. De plus, la vitesse d'ajustement vers l'équilibre à long terme est inférieure à un an en raison de la flexibilité limitée des contrats d'exportation à long terme.

Deux points de discontinuité sont estimés lorsque l'on utilise la consommation de gaz des ménages comme variable de discontinuité : 1984 et 2010, ce qui reflète la politique d'arbitrage entre le marché intérieur du gaz et les exportations de gaz.

4. Le gaz algérien en transition : transformation locale et évolution du potentiel d'exportation du gaz

Un article publié dans le Journal of the Oxford Institute for Energy Studies par le chercheur Mustafa Oki en 2019 aborde la production de gaz naturel en Algérie ainsi que sa consommation locale et à l'étranger. Il conclut que la production de gaz naturel va se poursuivre, mais qu'elle pourrait décliner ou stagner.

Bien que de nouveaux projets d'approvisionnement en gaz, tels que les projets gaziers du Sud-Ouest, aient récemment commencé à fonctionner, ces quantités supplémentaires de gaz ne suffiront pas à améliorer significativement le bilan gazier de l'Algérie. La nécessité urgente de reprendre les investissements en amont avec les partenaires internationaux à travers un cadre favorable a été une fois de plus soulignée. Cela nécessitera avant tout d'accélérer la publication et la mise en œuvre de la loi modifiée sur les hydrocarbures. Cela impliquera également le lancement d'un programme à multiples facettes visant à réformer le système bureaucratique onéreux du pays, qui retarde considérablement tous les processus d'autorisation et d'approbation pour le développement et la mise en œuvre des projets. Il y a de l'espoir que cette réforme et cette lutte.

La lutte contre la bureaucratie et la mauvaise gouvernance peut être réalisée grâce à l'émergence d'un nouveau système de gouvernance qui pourrait découler de la transformation

Introduction

politique actuelle du pays. Une relance complète des activités d'hydrocarbures en Algérie, visant à prouver de nouvelles réserves de gaz et à augmenter les approvisionnements en gaz naturel, dépendra de la durée de la transition politique. Cela dépendra également des opportunités concurrentes dans d'autres pays ou régions du monde, ainsi que de la capacité de l'Algérie à mettre en œuvre rapidement les réformes nécessaires.

La détérioration du bilan gazier de l'Algérie souffre également de la pression continue de la croissance rapide de la demande intérieure de gaz, ce qui réduit considérablement le potentiel d'exportation de gaz du pays et constitue l'une de ses principales sources de revenus étrangers. Le principal facteur à l'origine de cette croissance rapide de la consommation de gaz réside dans les prix nationaux du gaz fortement subventionnés. Pendant longtemps, les décideurs n'ont pas eu la volonté politique ni le courage de s'attaquer sérieusement à l'épineuse question du soutien des prix intérieurs. Au lieu de cela, des alternatives peu controversées, inefficaces ou mal préparées à la gestion de l'utilisation du gaz naturel ont été proposées. Il convient de noter que le développement d'un programme d'énergies renouvelables visant à réduire l'utilisation du gaz naturel se développe très lentement, alors que, dans le même temps, une augmentation significative de la capacité de production d'électricité au gaz est déjà en cours. Il est peu probable que cela aide les énergies renouvelables à atteindre rapidement une part significative du futur mix énergétique de l'Algérie. Par conséquent, la forte dépendance au gaz naturel pour produire de l'électricité va malheureusement perdurer, au moins jusqu'à la fin de la prochaine décennie.

Méthodologique : Cette étude sera organisée autour de trois chapitres intégrés. Le premier sera consacré à la place du gaz naturel dans l'économie algérienne. Le deuxième chapitre traitera de la place du gaz naturel dans le programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Algérie. Quant au troisième chapitre, nous mènerons une étude appliquée qui cherche à prédire la production de gaz naturel en Algérie et sa consommation au niveau national et international jusqu'en 2035.

Pour réaliser ce travail, nous avons utilisé une liste de références en lien avec notre problématique (livre, rapports de recherche et d'études, revues, articles, thèses, communications, etc.). Les données statistiques liées à notre sujet sont collectées au niveau **SONATRACH, CREG, EUROGAZ, CEDIGAZ, OPEC,.....**

CHAPITRE N°01

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

L'économie algérienne est dominée par les ressources fauilles, et en 2023, les hydrocarbures représentent 90,98 % des exportations totales du pays¹, 23 % du PIB total et environ 52 % des recettes budgétaires².

Les revenus des hydrocarbures contribuent à financer 47,58 % des dépenses budgétaires totales en 2023. Ils occupent une place prépondérante dans le financement des dépenses budgétaires de l'État³.

Le ratio Réserves/Production donne au gaz naturel une priorité supplémentaire, qui doit couvrir les besoins énergétiques à long terme du pays.

Le gaz naturel joue un rôle prépondérant dans le bilan énergétique du pays. En 2023, il représente 59 % de la production d'énergie primaire⁴, 73 % de la consommation énergétique totale par origine et 50,5 % du volume des exportations totales d'énergie primaire.

D'autre part, le gaz naturel liquéfié représente 52 % du volume des exportations totales d'énergie dérivée. Si l'on inclut le Gaz Naturel Liquéfié (GNL), le gaz naturel représente 47,4 % des recettes en devises⁵.

Dans le domaine de la production d'électricité, le gaz naturel contribue à 98 % de la production d'électricité en 2023⁶.

Dans ce chapitre, nous présenterons la place du gaz naturel dans l'économie algérienne en deux sections :

- La première section, consacrée à la production de gaz en Algérie, est basée sur la situation géographique des gisements, l'évaluation des réserves de gaz naturel en Algérie et l'évaluation de la production de gaz algérien.
- La deuxième section, portant sur la consommation de gaz en Algérie, est axée sur la consommation intérieure de gaz en Algérie et les exportations algériennes de gaz.

¹ Banc d'Algérie, **Rapport annuel 2023, évolution économique et monétaire**, juin 2024, P, 85

² Banc d'Algérie, **op cité**, P, 97

³ Banc d'Algérie, **op cité**, P, 101

⁴ Ministère de l'Énergie et des Mines, **Bilan énergétique 2023**, p, 09

⁵ Banc d'Algérie, **op cité**, P, 126

⁶ Ministère de l'Énergie et des Mines, **Bilan énergétique 2023**, p, 11

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Section 01: la production du gaz naturel en Algérie

Les premières découvertes de gaz naturel en Algérie datent de 1954 dans les bassins d'Ahnet et d'Aïn Salah (1956). Cependant, ces deux découvertes n'ont pas été exploitées pour des raisons commerciales et économiques.

Le plus grand gisement de gaz naturel d'Algérie, Hassi R'Mel, a été découvert en novembre 1956, avec des réserves prouvées initiales de 2 874 952,73 K Tep. Il détient plus de la moitié des réserves prouvées totales de gaz naturel de l'Algérie. En 2019, le sous-sol algérien contenait 2,27 % des réserves mondiales de gaz naturel, distribuées sur une trentaine de champs.

Ainsi, la production de gaz naturel en Algérie a effectivement débuté en 1960 à partir du champ de Hassi R'Mel, avec un volume initial de 189,14 K Tep, destiné uniquement au marché domestique. Depuis lors, la production globale a fortement augmenté, en particulier au cours de la seconde moitié des années 1990, après de fortes mesures politiques au début de cette décennie pour stimuler le secteur du gaz⁷.

Dans cette présente section, nous tenons à exposer dans la première partie les réserves de gaz naturel en Algérie, pour passer à la deuxième partie qui sera consacrée à la structure de la production gazière en Algérie.

Axe 01 : Les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie

Les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie ont atteint 4 255 686 K Tep en 2020, représentant 2,12 % des réserves mondiales et 14,08 % des réserves de l'OPEP. La plupart des réserves prouvées de gaz naturel en Algérie sont situées dans la partie orientale du Sahara⁸.

Le ratio Réserves/Production de chacun des hydrocarbures en Algérie donne au gaz naturel une priorité supplémentaire, qui est celle de la couverture des besoins énergétiques du pays à long terme.

1. Les plus importantes régions gazières en Algérie et leur production.

Les premières découvertes de gaz naturel en Algérie ont été réalisées en 1954 dans le bassin d'Ahnet et d'In Salah (1956). Cependant, ces deux découvertes n'ont pas été exploitées pour des raisons commerciales et économiques. Le plus grand gisement de gaz naturel d'Algérie, Hassi R'Mel, a été découvert en novembre 1956, avec des réserves prouvées initiales de 2 874 952,73 K Tep. Il détient plus de la moitié des réserves prouvées totales de gaz naturel de l'Algérie. Par la suite, il y a eu plusieurs autres découvertes dans le Sahara algérien, comme le démontre le tableau ci-dessous.

⁷ Hicham BENAMIROUCHE , Oum Elkheir MOUSSI, **Forecasting Algeria's natural gas production using a basic and generalized hubbert model**, Les Cahiers du Cread, vol. 33 - n° 119/120 – 2017, p, p, 207,208

⁸ Organisation of arab petroleum exporting countries, **annuel statistical report**, 2023, p, 18

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Tableau N° (1.01) : Les plus importantes régions gazières en Algérie.

Année Région	1ere Découverte du Gaz	Réserves Initiales	1ere Production du Gaz
Ahnet (In salah)	1954	94570,81K Tep	2004
In Salah	1956	160770,38 K Tep	2004
Hassi R'mel	1956	2874952,73 K Tep	1961 et 1964
Tin Fouyé Tabankort (TFT)	1960	245884,11 K Tep	1963 et 1999
Gassi Touil	1961	184696,79 K Tep	-
Alrar	1961	299789,47 K Tep	1965
Rhourde Nous	1962	438808,57KTep	1988
Tiggentourine (Illizi)	1960	8511,37 K Tep	2006
Ohant (Illizi)	1960	-	1961 et 2003

Source: Amina MEKHELFI, **Evolution des exportations gazières de l'Algérie et son impact au sein de l'OPEC (1970 à 2012)**, Magazine de Performance des Institutions Algériennes.

Sur la base des efforts d'exploration et des événements politiques, on peut distinguer quatre périodes de l'histoire des découvertes. La première a commencé en 1910 et s'est terminée en 1950. Elle consistait à rechercher des hydrocarbures sur la base d'indices de surface, sans obtenir de grands résultats. La seconde a débuté en 1950 et s'est poursuivie jusqu'en 1970. Elle s'est caractérisée par la découverte des champs les plus importants, grâce à l'introduction de la sismique et des forages à plus grande profondeur. Cependant, le nombre de découvertes a chuté rapidement suite au départ de nombreuses compagnies pétrolières au lendemain de l'indépendance en 1962. La troisième période, entre 1970 et 1985, a été marquée par une baisse significative du nombre de forages d'exploration en raison de la politique de nationalisation. Les efforts se sont alors concentrés sur la mise en valeur des champs découverts. La dernière période est quant à elle marquée par une profonde modification de la législation à travers la mise en œuvre de la loi 86-14, qui consiste en un partage de la production avec des partenaires étrangers. Cela a permis d'attirer davantage d'investissements dans le forage et l'exploration de nouvelles zones, ainsi que d'introduire de nouvelles technologies. Les résultats ont été satisfaisants en termes de renouvellement des réserves⁹.

2. La situation géographique des réserves du gaz en Algérie

La plupart des réserves d'hydrocarbures de l'Algérie se trouvent dans les provinces d'Oued Mya et Hassi Messaoud, avec deux champs géants : Hassi R'mel (gaz) et Hassi Messaoud (pétrole).

⁹ Hicham **BENAMIROUCHE**, Oum Elkheir **MOUSSI**, op cité,p, ,208

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Tableau N° (1.02) : répartition des réserves des hydrocarbures de l'Algérie sur les plus importantes provinces.

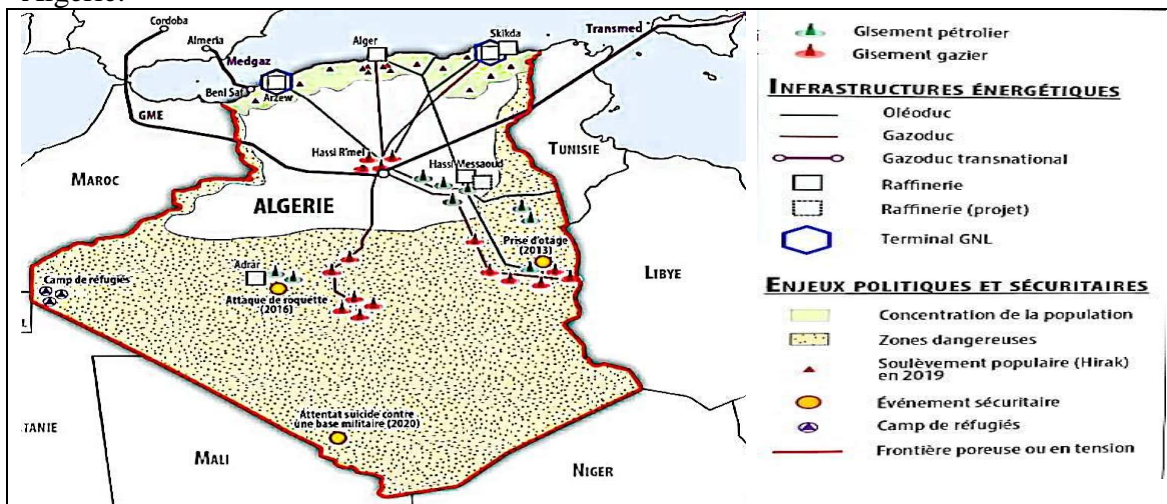
les provinces	Les réserves du gaz naturel
Oued Mya et Hassi Messaoud	67%
le bassin d'Illizi	14%
bassins de Rhourde Nouss	9%
Ahnet Timimoun	4%
Berkine	4%

Source : Fait par l'auteure à partir des bilans énergétiques

La province de Hassi Messaoud-Dahar possède à elle seule 71% des réserves de pétrole de l'Algérie, tandis que la province d'Oued Mya possède 50% des réserves de gaz et seulement 6% des réserves de pétrole.

En termes de production, 75% de la production d'hydrocarbures de l'Algérie provient des gisements de Hassi Messaoud et de Hassi R'Mel. 64% du volume total de la production primaire est constitué du gaz naturel, 26% de pétrole, 6% de condensats et 4% du gaz de pétrole liquéfié (GPL). En 2010, 72% du volume de production était produit par **SONATRACH** et le reste par des sociétés étrangères¹⁰.

Figure N° (1.01) : la situation géographique des gisements du gaz et de pétrole en Algérie.



Source : les enjeux énergétiques en Afrique du nord : focus sur l'Algérie, observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, p, 04.

Le plus grand champ de gaz naturel d'Algérie est le super-géant Hassi R'Mel, qui détient des réserves d'environ 2 874 952,73 K Tep. Le reste des réserves de gaz naturel de l'Algérie se concentre autour de champs non associés dans les régions du sud et du sud-est du pays.

¹⁰ Layachi Azzedine, **The Changing Geopolitics of Natural Gas: The Case of Algeria**, James A. Baker III Institute for Public Policy: <http://bakerinstitute.org/research/changing-geopolitics-natural-gas-case-algeria/>, 2013, p, 10

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Dans le sud-est de l'Algérie, la région de Rhourde Nouss détient 12 294,2 K Tep de réserves connues dans les champs de Rhourde Nouss, Rhourde Nouss Sud-Est, Rhourde Adra, Rhourde Chouff et Rhourde Hamra. Également dans le sud-est de l'Algérie, près de la frontière libyenne, la région d'In Amenas comprend les champs de Tin Fouye Tabankort (TFT ; 4 823,11 K Tep), Alrar (4 444,82 K Tep), Ouan Dimeta (1 702,27 K Tep) et Oued Noumer.

La région d'In Salah, dans le sud de l'Algérie, possède des réserves plus petites et moins développées (4 728 à 9 457 K Tep)¹¹.

3. Les réserves prouvées du gaz naturel et le ratio Réserves/Production

L'économie algérienne, à profil rentier, est basée essentiellement sur les recettes engendrées par l'exportation des hydrocarbures.

Jusqu'à présent, le pétrole et le gaz naturel sont considérés comme étant des vecteurs de progrès socio-économique, d'où l'importance particulière accordée à leur valorisation. Cependant, le ratio Réserves/Production de chacune des ressources donne au gaz naturel une priorité supplémentaire, qui est celle de la couverture des besoins énergétiques du pays à long terme¹².

En 2019, les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4 255 686 K Tep. Les données du tableau 4 montrent l'évolution de ces réserves depuis 1970.

Tableau N° (1.03) : Réserves prouvées du gaz naturel en Algérie (K Tep)

année	1 970	1 980	1 990	2 000	2 004
volume	2 718 910	3 026 266	3 073 551	4 274 600	4 302 972
R/P	-	225,3	65,9	53,4	55,4
année	2007	2010	2013	2019	2023
volume	4 274 600	4 274 600	4 255 686	4 255 686	4 255 686
R/P	54,4	56,6	57,3	50,04	42,68

Source : reconstruit à partir de différents rapports annuels de CEDIGAZ et de différentes Statistical Review of British Petroleum.

R/P : réserves prouvée/ production en année

On constate que les réserves de gaz naturel ont beaucoup progressé depuis 1970 jusqu'en 2004 (l'année du pic), selon des taux d'évolution différents. Cette augmentation est due principalement à deux éléments :

3.1. Le premier se résume aux découvertes enregistrées suite à l'intensification des efforts de recherche et d'exploration, particulièrement après l'adoption de la loi sur les hydrocarbures 86-14 en 1986, qui porte sur le partage de la production. Cela a attiré de nombreux investisseurs, ainsi qu'à l'adoption de l'ordonnance 91-21 en 1991, qui concerne principalement l'industrie gazière.

3.2. Le deuxième élément est relatif aux réévaluations régulièrement effectuées sur les gisements déjà découverts et en exploitation.

Parallèlement, le ratio R/P (Réserves/Production) est passé de 65,9 ans en 1990 pour se situer dans une fourchette de 53 à 57 ans entre 2000 et 2013.

Cela est dû principalement à l'augmentation de la production à un rythme plus élevé que celui des réserves au cours de la dernière décennie. Cependant, les petites

¹¹ EIA, march 2005

¹² Hichem BENAMIROUCHE, Azzedine BELKACEM NACER, **Tendans d'évolution des exportations gazières de l'Algérie vers l'Europe exercice prospectif à l'horizon 2030**, Les cahiers de creade, N°110, p. 11.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

fluctuations constatées durant cette décennie sont expliquées par l'instabilité du rythme de production gazière¹³.

4. Le cadre institutionnel des hydrocarbures en Algérie

Nous distinguons pour ce titre cinq phases importantes dans l'histoire du cadre institutionnel de l'industrie pétrolière et du secteur des hydrocarbures :

4.1. La phase avant la nationalisation (1956-1970) :

Jusqu'à l'année de la nationalisation des hydrocarbures, tous les contrats signés étaient à caractère de concession, régis par la loi française du pétrole saharien. En effet, le secteur des hydrocarbures en Algérie était sous l'emprise du colonialisme français, malgré l'indépendance de l'Algérie en 1962.

4.2. La phase de la nationalisation (1971-1985) :

La société étatique **SONATRACH** détient le monopole de toutes les phases de l'industrie gazière (recherche et exploration, exploitation, production, transport et commercialisation), comme stipulé dans les nouvelles lois et ordonnances "71/22 et 71/21". Ces dernières stipulent qu'aucun partenaire étranger n'est admis dans les activités amont de l'industrie gazière. Et en remplaçant les contrats de concession dans le secteur pétrolier par des contrats de services et de partage de production.

4.3. La phase d'ouverture de l'amont pétrolier (1986-2004):

Nous pouvons dire que cette phase a été marquée par l'ouverture et la libération de l'amont pétrolier et gazier.

Le déclin de la production dans les activités d'exploration et de recherche pétrolière et gazière, ainsi que le désinvestissement dans ce secteur, à cause de la chute brutale des cours pétroliers en 1986, ont rendu nécessaire la relance du secteur des hydrocarbures en général, et du secteur gazier en particulier. La mise en œuvre d'une stratégie libérale, en rupture avec les approches nationalistes, a fait apparaître le partenariat comme la solution idéale, notamment par la promulgation de la loi 86/14 amendée par la loi 91/2117. Celle-ci définit, pour la première fois, le régime juridique du secteur pétrolier et gazier dans tous ses aspects et activités (conventions de partenariat, champ d'activité recherche et prospection, exploration, transport, régime fiscal, litiges,...).

Élargir la portée de la recherche et de la prospection de gaz naturel aux investisseurs étrangers par l'adoption de l'article n° 4 de la loi n° 86/14 et de l'article n° 2 de la loi n° 91/21.

4.4. La phase d'ouverture à l'économie de marché (2005-2013):

C'était difficile d'attirer des investisseurs étrangers dans le secteur des hydrocarbures, malgré les efforts fournis par le législateur algérien, dus à la décennie noire des années quatre-vingt-dix qu'a connue l'Algérie.

L'Algérie était dans l'obligation d'adapter les mutations internationales que vit le monde du vingt et unième siècle au sein de la mondialisation économique, d'où la nécessité de décréter la nouvelle loi des hydrocarbures 05/07, qui a eu un effet de surprise sur la communauté internationale des affaires dans le domaine de l'énergie, puisque cette loi a annoncé le retour des contrats de concession. Par la suite, l'ordonnance 06/10 est apparue pour modifier 19 articles de la loi suscitée.

Cette ordonnance a redonné à la **SONATRACH** la dénomination "Entreprise Nationale SPA" et non pas "**SONATRACH SPA**", et elle reste majoritaire dans tous ses contrats de partenariat avec les investisseurs étrangers en amont, en aval et dans le transport, "à hauteur minimum de 51%".

¹³Hichem BENAMIROUCHE, Azzedine BELKACEM NACER, **op cité**, p. 12.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

En janvier 2013 une dernière loi des hydrocarbures a été prononcée, Dans le même contexte, pour renforcer le partenariat dans toutes les phases de l'industrie pétrolière¹⁴.

4.5. La phase entre la période 2013/2020 :

Une nouvelle loi pétrolière a été rédigée et approuvée en 2019. L'objectif du cadre, mis à jour depuis la dernière version de 2005, est d'attirer les investissements directs étrangers dans son secteur en amont à haut potentiel des hydrocarbures.

La SONATRACH estime que les deux tiers de son territoire onshore sont inexplorés, tandis que son potentiel offshore n'est pas encore établi. Selon le ministre de l'Énergie, Mohamed Arkab, un seul appel d'offres sur cinq a été attribué depuis 2008, faute de candidats solides.

La nouvelle loi pétrolière introduit des conditions fiscales plus favorables pour les opérateurs internationaux, comme un allègement fiscal sur les bénéfices exceptionnels et un impôt sur le revenu forfaitaire de 30 %. La loi allonge également la durée des contrats et inclut divers modèles contractuels, tenant compte des différents risques industriels.

Alors que les contrats garantissent la propriété de l'État sur le terrain et que SONATRACH détient au moins 51 % des intérêts dans tous les partenariats, le nouveau cadre accroît fermement la flexibilité réglementaire et fiscale pour les opérateurs internationaux. En raison d'une augmentation de la demande interne de produits d'hydrocarbures et d'une diminution de ses niveaux de production de pétrole et de gaz¹⁵.

En 2020 Il est institué au profit du budget de l'Etat, une taxe sur les produits pétroliers ou assimilés, importés ou obtenus en Algérie, notamment en usine exercée. Cette taxe est appliquée aux produits énumérés ci-dessous et selon les tarifs ci-après :

Tableau N° (1.04) : taxe sur les produits pétroliers

N° du tarif douanier	Désignation des produits	Montant (DA/HL)
Ex.27-10	Essence super	1 600,00
Ex.27-10	Essence normal	1 700,00
Ex.27-10	Essence sans plomb	1 700,00
Ex.27-10	Gas-oil	900,00
Ex.27-10	GPL/C	(sans changement)

Source : journal officiel

5. Evolution des réserves prouvées de gaz naturel Algérien durant la période 1960-2020

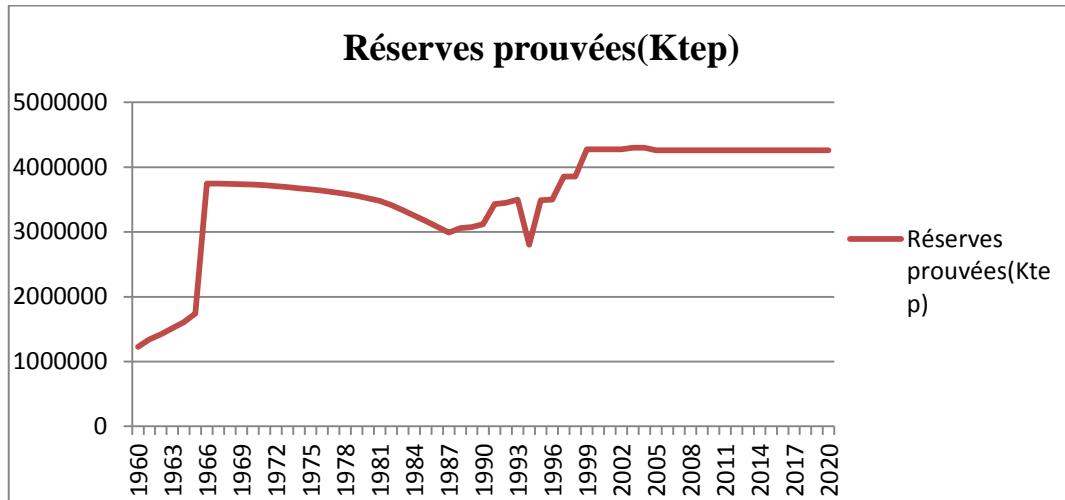
Selon les statistiques de l'OPEC, nous enregistrons une augmentation des réserves prouvées de l'Algérie, qui ont doublé durant les années soixante et quadruplé dans les années quatre-vingt-dix (90), atteignant ainsi le volume de 4 274 600,76 K Tep en 1999, comme l'illustre la Figure N°02 :

¹⁴ Amina MEKHELFI, **op cité**, p, p 16 ,17.

¹⁵ Africa energy series, **invest in the energy sector of Algeria**, 2020, p, 09.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Figure N° (1.02): Evolution des réserves prouvées de gaz naturel durant la période 1960_2020 en K Tep.



Source : Fait par l'auteur d'après les données de L'OPEC

Cette hausse est due à l'ouverture des contrats de partenariat avec les compagnies étrangères et la Société nationale **SONATRACH** dans les activités de recherche et de prospection du gaz naturel, stipulé dans la loi 91/21. Ainsi, la coopération algéro-britannique dans le projet d'In Salah Gaz, représentée par les compagnies (**SONATRACH/BP**), est l'exemple vivant de la réussite de l'ouverture du secteur gazier aux investisseurs étrangers en Algérie.

Au début du vingtième siècle, on enregistre une stabilité dans les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie, avec une moyenne de 4 259 658 K Tep durant la période de 2000 à 2020, suite à l'adoption de la loi 05/06 amendée par la loi 06/10, dont l'objectif est de renforcer les investissements en collaboration étrangère dans les activités amont et aval de l'industrie pétrolière en général et de l'industrie gazière en particulier.

Axe 02 : La production de gaz naturel en Algérie

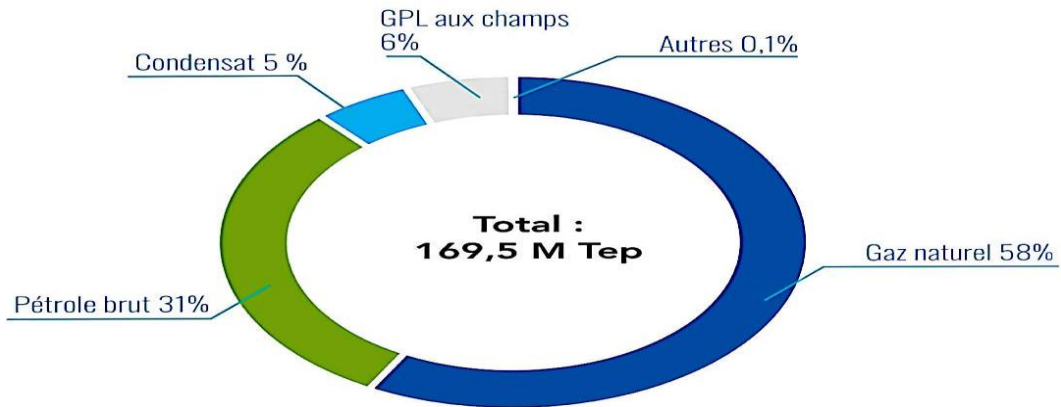
La production de gaz naturel en Algérie a effectivement démarré en 1960 à partir du champ de Hassi R'Mel, avec un volume inférieur à 189,14 K Tep, destiné uniquement au marché intérieur.

Depuis, la production brute a fortement augmenté, en particulier au cours de la seconde moitié des années 1990, à la suite de mesures politiques vigoureuses au début de cette décennie pour soutenir le secteur gazier.

En 2024, la production brute de gaz naturel en Algérie a atteint 169,5 M Tep ; elle représentait 58 % de la production totale d'énergie primaire de l'Algérie, comme illustré dans la Figure N°03 :

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

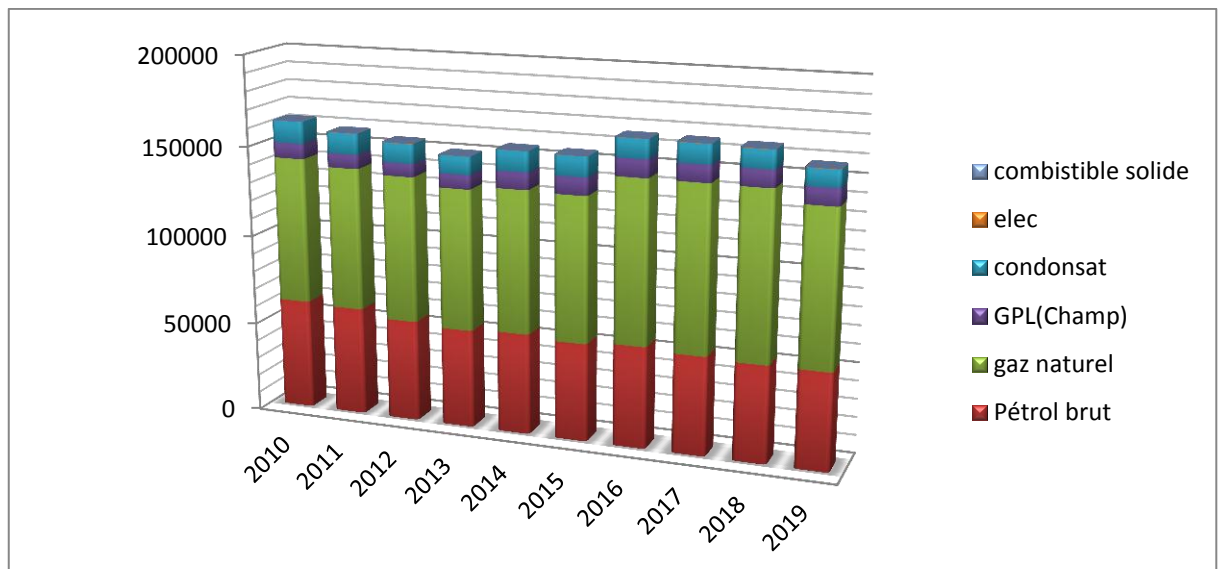
Figure N° (1.03): Structure de la production d'énergie primaire



Source : bilan énergétique nationale année 2024

28,38% de cette volume a été réinjectée dans les puits pour améliorer la récupération du pétrole, 1,33% a été torché, 14,35% pour autre utilisation et 55,98% a été commercialisé soit utilisé pour la consommation intérieure, soit exporté vers d'autres pays¹⁶.

Figure N° (1.04): la place de gaz naturel dans la production d'énergie primaire en K Tep durant la période 2010_2019



Source : fait par l'auteure a partir des bilans énergétiques

On remarque que la production d'énergie primaire a été dominée par la production du gaz naturel, elle représente près de la moitié de la production d'énergie primaire durant la période 2010_2019.

¹⁶ Bilan énergétique 2024

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

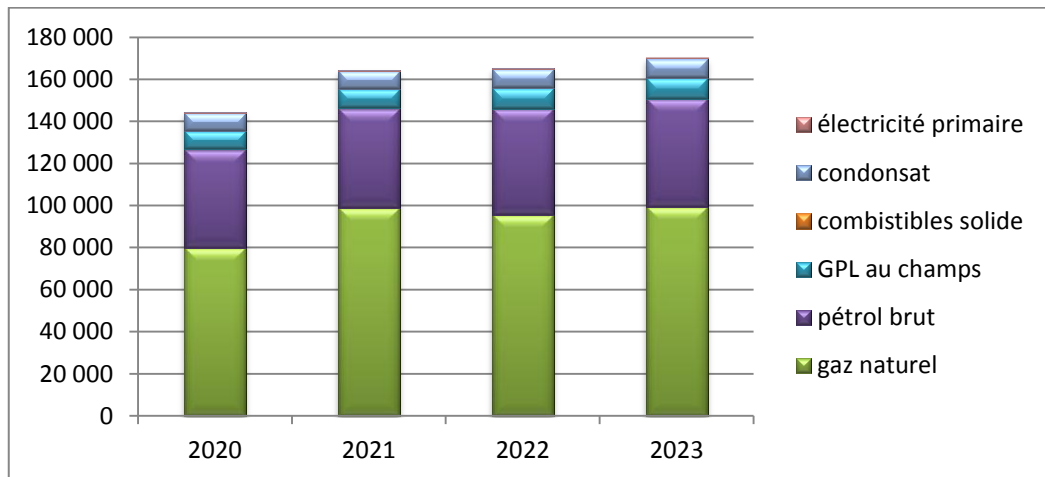
Tableau N° (1.05): l'évolution de la production de gaz naturel durant la période 1980-2019 en K Tep

Année	La production d'énergie en K Tep	La production du gaz naturel en K Tep	La part de la production du gaz naturel	Le taux de croissance
1980-1989	84 218,8	28 908,8	34,33%	-
1990-1999	120 070,3	55 889	46,55%	0,3560
2000-2009	166 929,6	80 582	48,27%	0,3695
2010-2019	159 071,5	83 482,1	52,48%	0,0842

Source: fait par l'auteure a partir des bilans énergétiques

Nous constatons, d'après le tableau N°05, que la production de gaz naturel occupe une grande partie de la production totale d'énergie, puisque son pourcentage a varié entre 34,31 % et 52,48 % en moyenne au cours de la période 1980-2019. Cela est dû à l'augmentation de la demande de gaz naturel dans divers secteurs, notamment le secteur de la production d'électricité, après que l'État a travaillé pour augmenter le nombre de bénéficiaires de l'électricité, en plus de travailler sur le développement du réseau public de distribution du gaz naturel pour permettre aux citoyens de bénéficier du gaz naturel. Cela a conduit à une augmentation de la demande de gaz naturel, en plus de l'augmentation de la demande étrangère pour le gaz naturel algérien en raison du développement industriel mondial.

Figure N° (1.05): la place de gaz naturel dans la production d'énergie primaire en K Tep durant la période 2020_2023



Source : fait par l'auteur à partir des bilans énergétiques

Nous constatons sur la figure que malgré la baisse de la production totale d'énergie due à la pandémie covid-19, cela n'a pas affecté la position de la production de gaz naturel au sein de la production totale d'énergie.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Tableau N° (1.06) : La production de gaz naturel durant la pandémie covid-19

Année	La production d'énergie en K Tep	La production du gaz naturel en K Tep	La part de la production du gaz naturel	Le taux de croissance
2017	165861	91286	55,04%	-
2018	165 241	92106	55,74%	0,0089
2019	157 374	85034	54,03%	-0,0832
2020	144 370	79944	55,37%	-0,0637
2021	164 442	99260	60,36%	0,1946
2022	165 372	95 857	58%	-0,0355
2023	170 252	99 689	58,55%	0,0384

Source : fait par l'auteure à partir des bilans énergétiques

D'après le tableau N° 6, on remarque qu'il y a une baisse dans la production de gaz naturel. Cette baisse de la production est principalement due à :

- La réduction de la production de gaz naturel en raison du faible niveau d'extraction auprès des principaux clients de Sonatrach, notamment dans la région européenne (Espagne, Portugal, etc.).
- La mise en œuvre de l'accord OPEP+ (OPEP et non-OPEP) pour rétablir l'équilibre du marché et enrayer la baisse des prix après la propagation de la pandémie de COVID-19, qui a eu un fort impact sur la demande mondiale.

1. L'évolution des composantes de la production de gaz naturel durant la période 1970_2019.

La production brute du gaz naturel a commencé à un rythme extrêmement modeste 189,14 K Tep en 1960. Depuis, sa progression s'avère remarquable (+7,7% par année) afin de répondre d'une part aux besoins économiques du pays en matière de devises, et d'autre part à la consommation locale.

Le tableau N°07 montre l'évolution des composantes de la production du gaz naturel pour chaque première année de différentes décennies durant la période 1970_2019.

Tableau N° (1.07) : Bilan de la production brute du gaz naturel (K Tep) durant la période 1970_2019.

Année	1970	1980	1990	2000	2010	2019
Production brute	9362,5	41043,7	119726,7	154150,4	183341	165708
Production réinjectée	1702,3	13523,3	60714,5	63740,7	84243,7	57007
Production brûlé	3215,4	9173,4	4255,7	6336,2	5492,7	2586
Autre perte	662	1229,4	5863,4	5201,4	12782,2	20735
Production commercialisable	3688,3	17022,7	48798,5	78682,9	80824	85380
Production réinjectée/Production brute	18,2%	32,94%	50,71%	41,34%	45,94%	34,40%
Production brûlée / Production brute	34,3%	22,35%	3,55%	4,11%	2,99%	1,56%
Autres pertes /	7,07%	2,99%	4,89%	3,37%	6,97%	12,51%

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Production brute

Source : déférentes bilans de réalisation énergétique.

L'Algérie s'est dotée d'unités de réinjection de gaz d'une capacité totale de 311 138 K Tep par jour. En 1970, la production réinjectée était de 1 702,3 K Tep, soit 18,2 % de la production brute ; depuis, elle a connu une progression pour atteindre 84 243,7 K Tep en 2010, soit 45,94 % de la production brute. Par la suite, elle a connu une baisse pour atteindre 57 007 K Tep en 2019, soit 34,40 % de la production brute. Par ailleurs, on constate que la production brûlée, atteignant 9 173,4 K Tep en 1980, soit 22,35 % de la production brute, a connu une baisse considérable pour atteindre 2 586 K Tep en 2019, soit 1,56 % de la production brute.

SONATRACH détient environ 80 % de la production totale d'hydrocarbures en Algérie, tandis que les partenaires représentent les 20 % restants, d'après les données de RYSTADENERGY. Les partenaires avec des participations notables dans les champs de pétrole et de gaz sont :

Tableau N° (1.08) : les partenaires de SONATRACH en Algérie

Entreprise	paye
CEPSA	Espagne
BP	Royaume-Uni
ENI	Italie
REPSOL	Espagne
TOTAL	France
STATOIL	Norvège
Anadarko	États-Unis

Source : fait par l'auteur à partir de rapport d'EIA 2014

Les actifs importants de **SONATRACH** en Algérie en font la plus grande société pétrolière et gazière non seulement du pays, mais aussi en Afrique. La société opère dans plusieurs régions du monde, notamment: Afrique (Mali, Niger, Libye, Égypte), Europe (Espagne, Italie, Portugal, Royaume-Uni), Amérique latine (Pérou) et États-Unis¹⁷

2. La liquéfaction de gaz en Algérie

L'activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie (**LRP**) a pour mission de liquéfier le gaz naturel en **GNL**, de séparer les **GPL** en propane et butane, de raffiner le pétrole en **GPL**, carburants, lubrifiants, bitumes et aromatiques, et de valoriser les produits hydrocarbures en méthanol, polyéthylène, urée, formaldéhyde et autres résines.

Les exportations de produits raffinés représentent environ 20 % des exportations du Groupe.

SONATRACH compte aujourd'hui six raffineries en activité sur le territoire national, dont une dédiée au condensat, et une raffinerie à l'international. Elle détient également, en propre, deux complexes pétrochimiques en activité. Pionnier dans le **GNL** avec la mise en production du premier complexe de liquéfaction de gaz naturel au monde, baptisé « **GL4Z** » (ex-Camel) en 1964, **SONATRACH** s'est depuis dotée de plus d'une vingtaine de complexes et d'unités industrielles dans ce domaine.

La Compagnie nationale algérienne compte aujourd'hui parmi les tout premiers opérateurs mondiaux dans l'industrie du **GNL**.

¹⁷ Eia, July 24, 2014

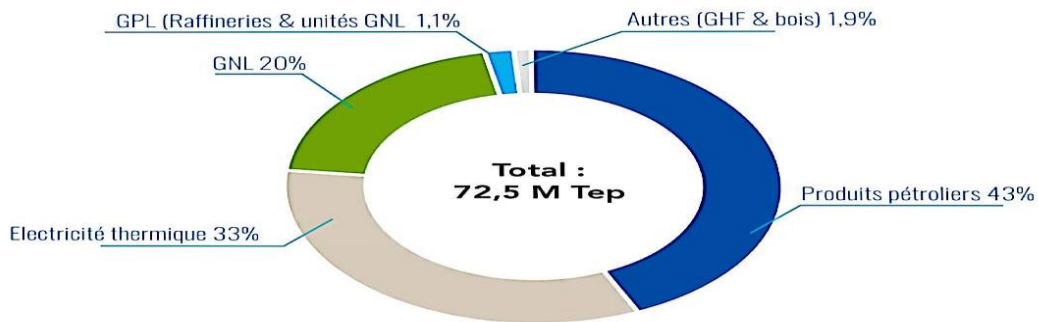
Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

SONATRACH joue un rôle central dans la stratégie de redéploiement et de consolidation de la **SONATRACH** sur le territoire national et à l'international¹⁸

L'Algérie est devenue le premier producteur mondial de **GNL** en 1964 lorsque l'usine d'Arzew **LNG** a été mise en service¹⁹. Elle est aujourd'hui le troisième exportateur mondial de **GNL** derrière le Qatar et l'Indonésie.

En 2024 La production du **GNL** en Algérie à atteindre 72.5 M Tep, elle représentait 20% de la production totale d'énergie dérivée de l'Algérie, comme illustré dans le figure N°05-après :

Figure N° (1.06): Structure de la production d'énergie dérivée



Source : Bilan énergétique 2024

L'Algérie possède actuellement, quatre complexes de liquéfaction du gaz entièrement rénovés, ils ont une capacité annuelle de traitement de 18914 à 28371 K Tep.

Tableau N° (1.09) : Les usines de liquéfaction en Algérie

Usines	Demarrage	1964	2007	2014
Arzew GL4Z	1964	1,7	1,7	1,7
Skikda GL1&2K	1972_1981		4	4
Bethioua GL1Z	1978		10,5	10,5
Bethioua GL2Z	1981		10,5	10,5
Projet Touil /Arzew(GL3Z)	Gassi 2013			6,2
Projet Nouveau train Skikda	2012			6,2
Capacité total GNL		1,7	27	39

Source: Sophia Antipolis, infrastructures et développement énergétique en méditerranée : perspectives 2025, centre d'activités énergétiques régionales PAM-PUM, novembre 2009, p06.

La production des complexes **GNL** en 2020 a atteint 23,1 Millions m3 **GNL**, avec une baisse de 15% par rapport à 2019 à cause des conditions défavorables du marché en 2020 et des prix de **GNL** historiquement bas, notamment durant le 2ème trimestre 2020.

¹⁸ Rapport SONATRACH 2017, p, 35

¹⁹ Eia,march 2005, p09

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Tableau N° (1.10): l'évolution de la production du gaz naturel liquéfié durant la période 1980-2019 en K Tep

Année	La production d'énergie dérivée en K Tep	La production du gaz naturel liquéfié en K Tep	La part de la production du gaz naturel liquéfié	Le taux de croissance
1980-1989	37002,5	11989,8	32,40%	-
1990-1999	50065,4	20472,6	41%	0,4143
2000-2009	57334,6	24174,4	42,16%	0,1531
2010-2019	61240,4	15580,1	25,44%	-0,5516

Source: fait par l'auteur a partir des bilans énergétiques

Nous constatons d'après le tableau N°10 que la production de gaz naturel liquéfié a constitué une grande partie de la production totale d'énergie dérivée et a constamment augmenté, puisque son pourcentage est passé de 32,40 % à 42,16 % au cours de la période 1980-2009. Cependant, ce pourcentage a diminué à 25,44 %. Cela est dû à l'explosion d'une chaudière au terminal d'exportation de Skikda LNG. Trois des six trains de GNL du terminal de Skikda ont été détruits, bien que les trois autres aient également subi des dommages. À la suite de l'accident, la production de GNL à l'usine de Skikda a diminué de 76 % en 2004.

Bien que l'État algérien ait réparé l'usine, la production de gaz naturel n'est pas revenue à son niveau antérieur en raison de la baisse de la demande étrangère et de la perte par l'Algérie d'une partie de sa part sur le marché mondial du gaz naturel liquéfié.

Tableau N° (1.11): l'évolution de la production du gaz naturel liquéfié durant la pandémie covid-19 en K Tep

Année	La production d'énergie dérivée en K Tep	La production du gaz naturel liquéfié en K Tep	La part de la production du gaz naturel liquéfié	Le taux de croissance
2017	64932	15862	24,43%	-
2018	64 681	13021	20,13%	-0,2182
2019	66 088	15877	24,02%	0,1799
2020	62 142	13522	21,76%	-0,1747
2021	67 225	15431	22,95%	0,1237
2022	67 179	13 340	19,86%	-0,1567
2023	71 774	16 998	23,68%	0,2152

Source : fait par l'auteur a partir des bilans énergétiques

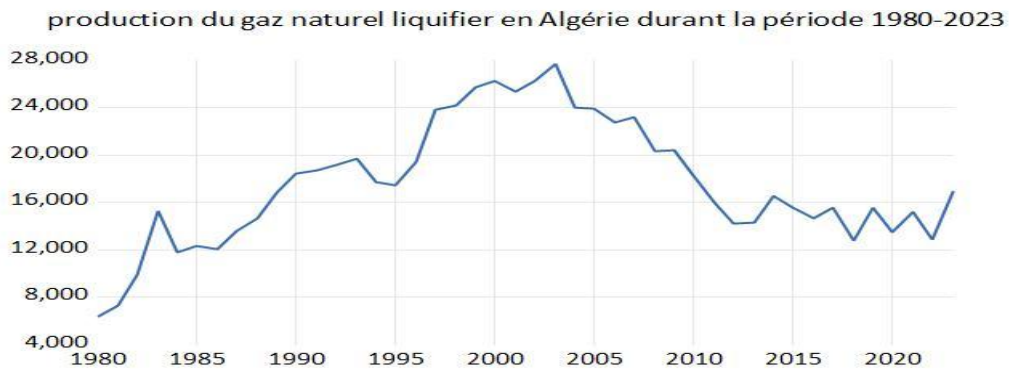
Nous constatons d'après le tableau N°11 que la production de GNL n'a pas été significativement affectée par la pandémie de Covid-19.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

2.1 Evolution de la production du GNL en Algérie durant la période 1980-2019 en K Tep

L'évolution de la production du **GNL** durant la période 1980-2019 illustré dans le graphe ci-dessus

Figure N° (1.07) : Evolution de la production du GNL durant la période 1980-2023 en K Tep



Source: fait par l'auteur a partir des bilans énergétique

L'Algérie a été le deuxième plus gros exportateur de **GNL** au monde en 2002, en expédiant par méthaniers 19,6 millions de tonnes, essentiellement vers l'Europe et les États-Unis²⁰.

Le 19 janvier 2004, une chaudière a explosé au terminal d'exportation de Skikda **LNG**. L'explosion a mis fin aux opérations dans plusieurs installations adjacentes, notamment une raffinerie et des terminaux de chargement de pétrole. Trois des six trains de **GNL** du terminal de Skikda ont été détruits, bien que les trois autres aient également subi des dommages. À la suite de l'accident, la production de **GNL** à l'usine de Skikda a diminué de 76 % en 2004. **SONATRACH** a achevé les réparations du dernier train de **GNL** endommagé en novembre 2004, et la société a décidé de remplacer les trois trains détruits par un seul, plus grand, dont la construction devrait se terminer à la mi-2007. Cependant, il n'a été achevé qu'en mars 2013. **SONATRACH** a déclaré que, si les exportations de **GNL** de l'Algérie restaient à un niveau réduit jusqu'en 2007, ses exportations globales de gaz naturel resteraient les mêmes en raison de l'expansion de ses pipelines d'exportation²¹.

La production des complexes de liquéfaction de gaz naturel a atteint 24,4 millions de m³ de GNL en 2012, contre 27,5 millions de m³ de GNL en 2011, soit une baisse de 11,2 %. Cette baisse est due à la réduction des enlèvements des clients européens²².

²⁰ <https://www.euro-petrole.com/violente-explosion-dans-le-complexe-gazier-de-skikda-en-algerie-n-f-25>

le 03/12/2021 à 21 : 34

²¹ Eia, march 2005, p09

²² Bilan de réalisation 2012, SONATRACH, p, 22

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

La chute de production des unités de liquéfaction de gaz naturel (GNL) découle de la baisse des enlèvements des principaux clients européens, affectés par la crise économique dans cette zone²³.

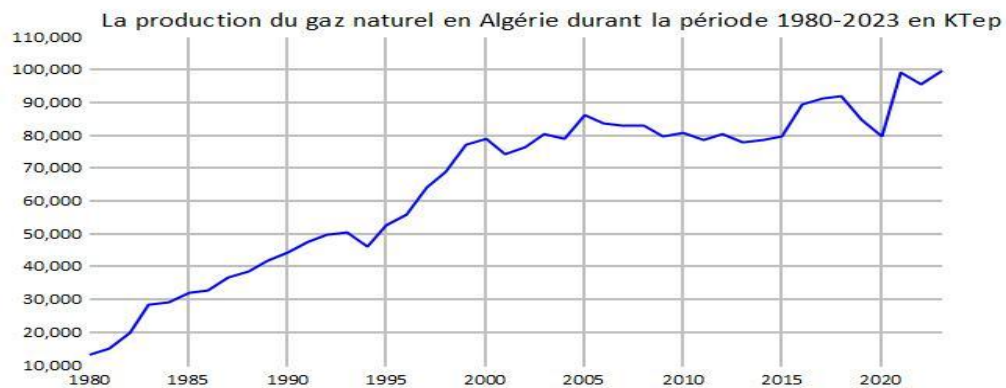
En 2014, les exportations d'énergie dérivée ont connu une hausse de 22,8 %. Cet accroissement est dû notamment à la forte augmentation des exportations des produits pétroliers (+29,3 %) et aussi du GNL (+15,8 %).

En effet, l'augmentation des volumes traités des raffineries de Skikda et d'Arzew, suite à leur réhabilitation, a permis une hausse de la production et des exportations²⁴

3. Evolution de la production du gaz naturel en Algérie durant la période 1980_2019 en K Tep

Durant la période 1980-1995 la production du gaz naturel a connu une croissance modérée, soit un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 1.3%/an, Ce taux a augmenté durant la période 1995-2000, comme illustre le graph ci-dessus :

Figure N° (1.08) : évolution de la production commercialisable du gaz naturel durant la période 1980 _2023 en K Tep.



Source : Fait par l'auteur d'après les données des bilans énergétiques Algériennes.

Cette augmentation de la production, résultant des réformes politiques et des mesures de rattrapage de la fin des années 80 et du début des années 90²⁵, est tirée en partie par des gisements développés en association entre **SONATRACH** et les compagnies étrangères, surtout après l'adoption de la loi 05-07 du 29 avril 2005, qui donne l'avantage aux compagnies étrangères, et après l'abrogation de cette loi par l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006 modifiant complétant la loi 05-07²⁶.

La production commercialisable a baissé et stagne depuis le milieu des années 2000. On remarque qu'il y a eu une légère baisse de la production gazière en 2006, suite à la réticence des compagnies étrangères. Toutefois, la part produite en association entre

²³ Bilan de réalisation 2012, SONATRACH, p, 10

²⁴ Bilan énergétique national, 2014, p,

²⁵ Eia, 2016.

²⁶ ZEROUTI Messaoud, BELAID Rabah, **options stratégiques et commerciales pour la valorisation du gaz Algérien**, <https://www.enssea.net/enssea/moultakayat/2012/polpub/2012-49.pdf>, p, p, 07,08.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

SONATRACH et les compagnies étrangères reste faible, et elle ne représente qu'environ 20 % de la production gazière totale (Rapport de **SONATRACH**).

Entre 2005 et 2015, la production de gaz commercialisable a diminué d'environ 11 %, passant de 84 168 K Tep à environ 75 656,65 K Tep. Elle a ensuite stagné à 78 493,77 K Tep au cours des deux années suivantes. En 2017, la production a enregistré une augmentation notable de 14 % par rapport à 2015. Cela est dû, en partie, au retour à pleine capacité des installations de traitement du gaz de Tiguentourine (In Amenas), qui ont été endommagées lors de l'attentat terroriste de 2013, et à d'autres petites augmentations de l'approvisionnement en gaz, y compris d'In Salah. En outre, une partie des volumes destinés à une réinjection obligatoire sur le terrain a été détournée pour combler des déficits commerciaux, selon le ministère de l'Énergie²⁷.

Section 02 : les utilisations de gaz naturel en Algérie (la consommation)

L'Algérie dépend de sa propre production de pétrole et de gaz naturel pour sa consommation intérieure, qui est fortement subventionnée. Le gaz naturel et le pétrole représentent la quasi-totalité de la consommation totale d'énergie primaire de l'Algérie²⁸.

De même, les hydrocarbures représentent 97 % des recettes d'exportation de l'Algérie, le gaz naturel représentant plus de 40 % des exportations d'hydrocarbures. Plus de 80 % des exportations de gaz de l'Algérie sont aujourd'hui absorbées par le marché européen.

De plus, en volume, le gaz naturel est le principal produit d'exportation de l'Algérie. La stratégie actuelle d'expansion des hydrocarbures de l'Algérie est largement tributaire de son potentiel en gaz naturel, qui représente les deux tiers de la base totale de réserves d'hydrocarbures du pays²⁹.

Axe 01 : La Consommation domestique du gaz naturel en Algérie.

La consommation de gaz naturel dans le monde augmente régulièrement d'année en année, représentant aujourd'hui près d'un quart de la consommation totale d'énergie primaire (23 % en 2019, British Petroleum 2019).

Des ressources en gaz naturel abondantes et une production robuste contribuent à la forte position concurrentielle du gaz naturel par rapport à d'autres ressources. Le gaz naturel demeure un combustible clé dans le secteur de l'électricité et dans le secteur industriel. Dans le secteur de l'électricité, le gaz naturel est un choix intéressant pour les nouvelles centrales en raison de son efficacité énergétique. Le gaz naturel brûle également plus proprement que le charbon ou les produits pétroliers, et à mesure que de plus en plus de gouvernements commencent à mettre en œuvre des plans nationaux ou régionaux pour réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂), ils peuvent encourager l'utilisation du gaz naturel pour remplacer le charbon et les combustibles liquides à plus forte intensité de carbone³⁰.

²⁷ Ali AISSAOUI, *op cité*, p02.

²⁸ HAMZA Hamouchene, *The Struggle for Energy Democracy in the Maghreb*, Rosa Luxembourg office, June 2016, P 16.

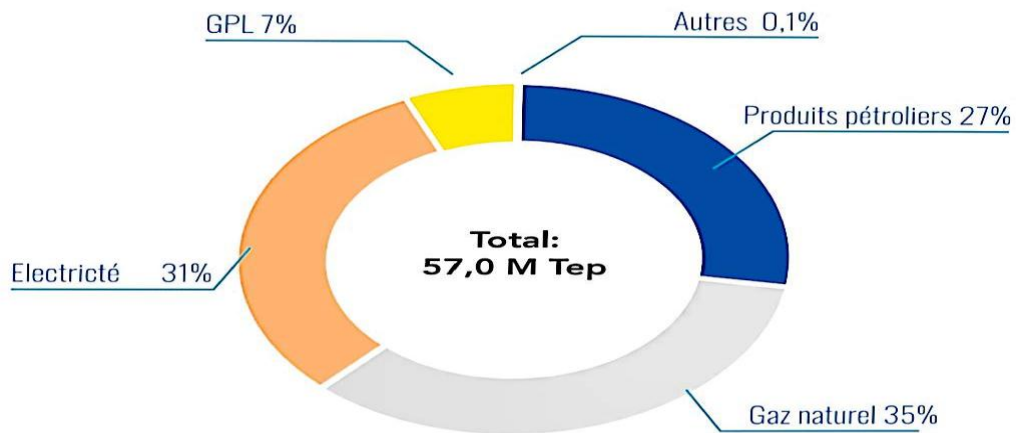
²⁹ Hakim Darbouche, *Energising EU-Algerian relations*, The Maghreb Center Journal, Issue 1, spring/Summer 2010, p10.

³⁰ Nawel KERRICHE, Oum El Kheir MOUSSI, *Forecasting future natural gas demand in Algérie using bayesian model averaging*, Les Cahiers du Cread - Vol. 37 - n° 02 – 2021, p,70.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Le gaz naturel l'énergie la plus consommée en Algérie. La figure 09 montre la répartition de la consommation nationale par forme d'énergie.

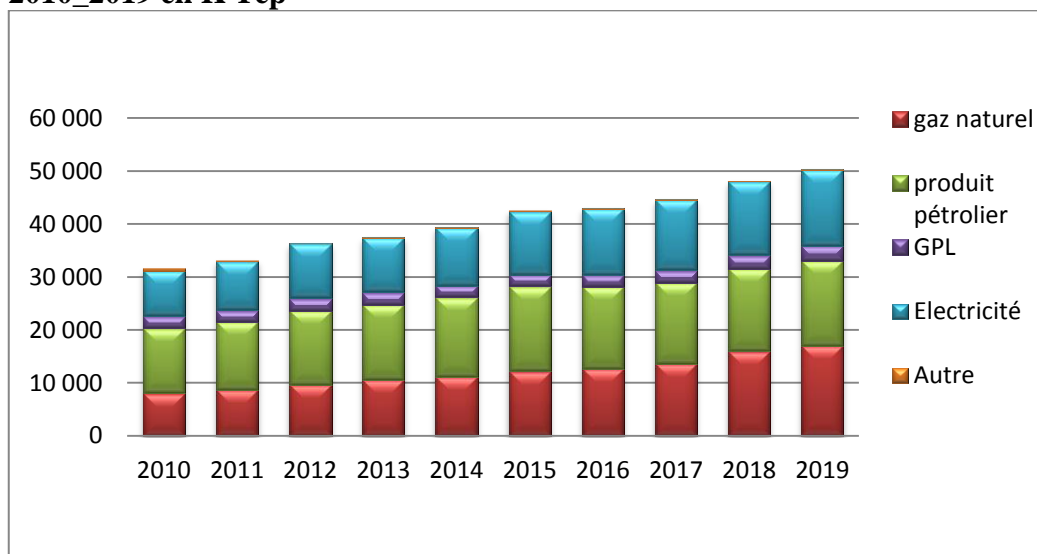
Figure N° (1.09) : Structure de la consommation d'énergie en 2024



Source : Bilan énergétique 2024

L'importance du gaz naturel augmente sa consommation dans le bilan d'énergie, le graphe ci-dessus illustre la place de la consommation du gaz naturel dans le bilan énergétique national durant la période 2010_2019 en K Tep

Figure N° (1.10): Structure de la consommation d'énergie durant la période 2010_2019 en K Tep



Source : Fait par l'auteure a partir des bilans énergétiques

La détérioration du bilan gazier de l'Algérie n'est pas seulement due à une production de gaz en baisse ou en stagnation, mais aussi à la croissance rapide de la consommation intérieure du gaz naturel. Entre 2009 et 2019, la consommation totale du gaz naturel sur le marché intérieur a évolué à un rythme annuel moyen de 5,3%, passant ainsi de 26139,37 K Tep en 2009 à 43814,65 K Tep en 2019³¹.

³¹ Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2021 - 2030, commission de régulation de l'électricité et du gaz, p, 12.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

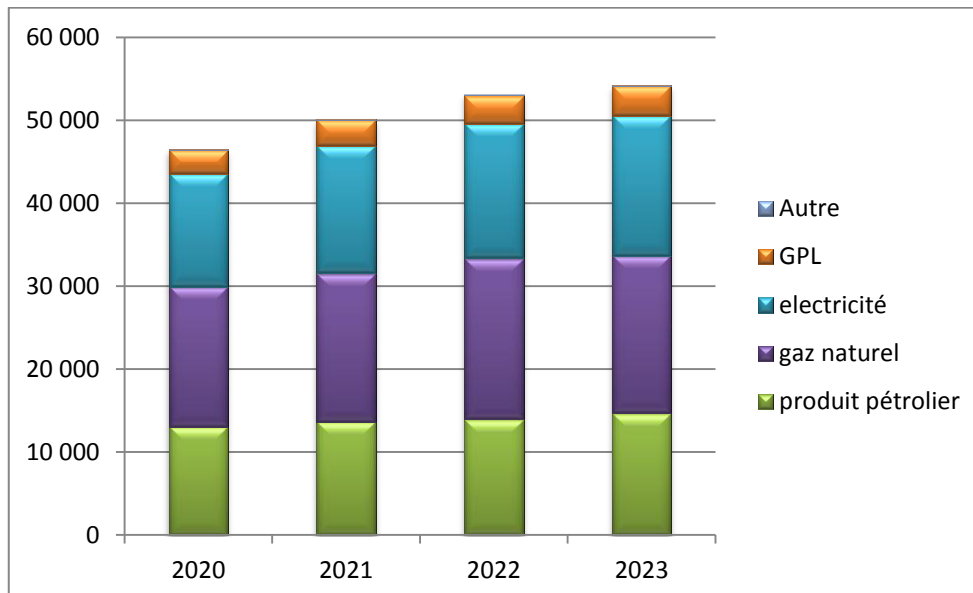
Tableau N° (1.12): l'évolution de la consommation du gaz naturel durant la période 1980-2019 en K Tep

Année	La consommation d'énergie en K Tep	La consommation du gaz naturel en K Tep	La part de la consommation du gaz naturel	Le taux de croissance
1980-1989	20131,7	2070,8	10,28%	-
1990-1999	26358,8	3189,8	12,10%	0,3508
2000-2009	36013,8	5356	14,87%	0,4044
2010-2019	51036,9	11977,5	23,47%	0,5528

Source: fait par l'auteure à partir des bilans énergétiques

Nous constatons, d'après le tableau N°12, que la consommation locale de gaz naturel représente une grande partie de la consommation totale d'énergie et est en constante augmentation, passant de 10,28 % durant la période 1980-1989 à 23,47 % durant la période 2010-2019. Cela est dû principalement aux efforts de l'État pour améliorer le niveau de vie des citoyens en leur fournissant divers besoins vitaux, dont le plus important est l'énergie, représentée par le gaz naturel et l'électricité, qui est produite principalement à partir du gaz naturel. Le secteur de l'électricité représente environ quarante pour cent de la consommation de gaz, tandis que le secteur de la distribution publique représente environ trente pour cent de la consommation totale de gaz naturel en Algérie.

Figure N° (1.11) : Structure de la consommation d'énergie durant la période 2010_2019 en K Tep durant la pandémie covid-19



Source : fait par l'auteur à partir des bilans énergétiques

Nous constatons d'après Figure N° 11 que malgré l'impact significatif de la pandémie de covid-19 sur la consommation totale d'énergie, elle n'a pas affecté de manière

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

significative la position de la consommation de gaz naturel dans la consommation totale d'énergie.

Tableau N° (1.13) : La consommation de gaz naturel durant la pandémie covid-19

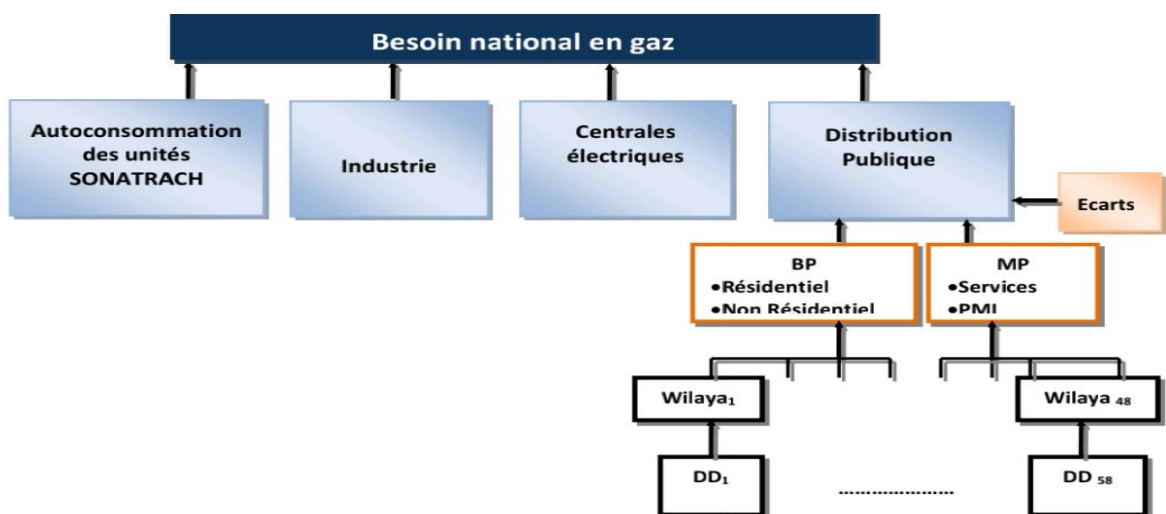
Année	La consommation d'énergie en K Tep	La consommation du gaz naturel en K Tep	La part de la consommation du gaz naturel	Le taux de croissance
2017	60328	13655	22,63%	-
2018	48 146	16024	33,28%	0,1478
2019	50 359	17002	33,76%	0,0575
2020	46 466	16843	36,25%	-0,0094
2021	50 171	17930	35,74%	0,0606
2022	53 106	19 421	36,57%	0,0768
2023	54 204	19 007	35,07%	-0,0218

Source : fait par l'auteur a partir des bilans énergétiques

Nous constatons d'après le tableau N°13 que, malgré l'impact significatif de la pandémie de Corona sur la consommation totale d'énergie, elle n'a pas eu d'impact significatif sur le taux de croissance de la consommation de gaz naturel. Cela peut être dû au fait que le pourcentage de consommation de gaz naturel dans le secteur industriel est faible par rapport à celui de la distribution publique et au secteur de la production d'électricité.

Les quatre principaux segments de la consommation intérieure de gaz naturel en Algérie sont les centrales électriques, le secteur public de la distribution du gaz (approvisionnant les ménages, ainsi que les utilisateurs commerciaux et industriels de petite et moyenne taille), l'industrie et les unités de transformation de SH.

Figure N° (1.12): Les quatre principaux segments de la consommation intérieure de gaz naturel en Algérie



Source : programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2021-2030, p, 04.

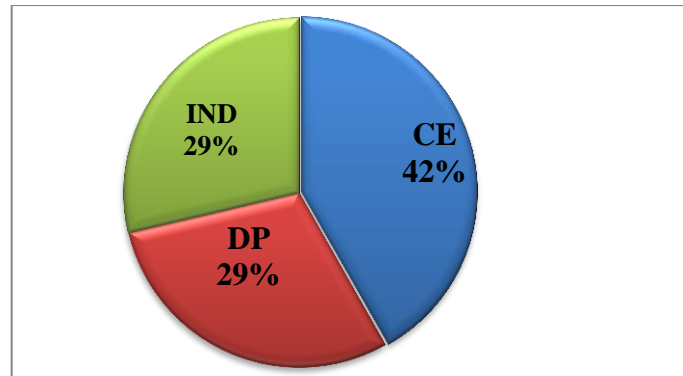
Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

En 2022, la consommation nationale a atteint 47250 K Tep, soit une augmentation de 3,68 % par rapport au volume de 45 936,45 K Tep enregistré en 2021. Cette croissance s'explique par :

- Une augmentation de la consommation des distributions publiques, qui est passée de 13 787,55 K Tep en 2021 à 14 071,05 K Tep en 2022, soit une évolution de 2,05 %.
- Un accroissement de 8,11 % de la consommation en gaz des centrales électriques, passant de 18 408,6 K Tep en 2021 à 19 901,7 K Tep en 2022.
- Une légère baisse de 0,61 % de la consommation en gaz de l'industrie, passant de 13 740,3 K Tep en 2021 à 13 655,25 K Tep en 2022.

La répartition par type de client de la consommation du gaz naturel de l'année 2022 est illustrée sur le graphe qui suit :

Figure N° (1.13): Structure de la consommation intérieure de gaz naturel en 2022



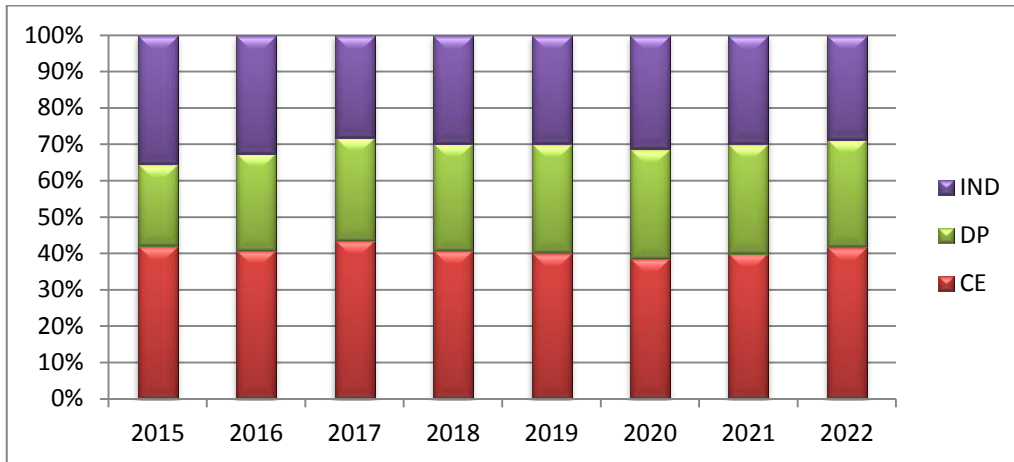
Source: fait par l'auteur à partir de programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2024-2033 .

1. La consommation domestique du naturel gaz par segment: 2015-2022 (KTep)

Au cours de la période 2015-2022, la consommation nationale a connu une augmentation de 18,32 %. Les quatre segments ont enregistré des taux de croissance rapides, bien que distincts, ceux du secteur de la distribution publique du gaz naturel étant les plus rapides.

La répartition par type de client de la consommation de gaz durant la période 2015-2022 est illustrée sur le graphe qui suit :

Figure N° (1.14): Consommation domestique de gaz par segment: 2015-2022 en K Tep



Source : CREG, diverses années.

1.1 Les centrales électriques représentent environ 42 % de la consommation totale de gaz naturel. Les volumes de gaz naturel consommés par ce secteur ont considérablement augmenté à un taux annuel moyen de 03,52 % au cours des 8 dernières années. Sa consommation de gaz naturel a atteint 19901,7 K Tep par rapport au volume de 15781,5 K Tep enregistré en 2015.

1.2 Le secteur de la distribution publique représente une part de 30 % de la consommation nationale totale. C'est un segment d'utilisation du gaz naturel en croissance rapide, avec un taux de croissance de 7,70 % au cours des cinq dernières années. En 2022, la consommation des distributions publiques a atteint 14071,05 K Tep par rapport au volume de 8 448,3 K Tep enregistré en 2015. Cette augmentation est expliquée par le « programme de gazéification » à travers le pays, qui est devenu une priorité politique clé du gouvernement. Le taux de pénétration du gaz naturel national est supérieur à 60 %, les centres de population côtiers du nord ayant un taux de pénétration proche de 100 %.

1.3 La consommation de gaz naturel pour les industries comprend celles qui sont approvisionnées en gaz naturel par une filiale de la société publique d'électricité et de gaz, SONALGAZ, via son propre réseau de gaz. Cela inclut le ciment, l'acier et un certain nombre d'autres industries. Les volumes de gaz naturel consommés par ce dernier secteur ont considérablement augmenté à un taux annuel moyen de 0,67 % au cours de la période 2015-2022; il représente une part de 21 % de la consommation nationale totale de gaz naturel³².

Pour réduire la consommation nationale du gaz il faut gérer la consommation du gaz dans les centrales électrique par la production de l'électricité d'origine renouvelable par

³² Les rapports de CREG

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

le programme des énergies renouvelables et réduire la consommation du gaz naturel dans la distribution publique par le programme de l'efficacité énergétique

2. Les réseaux de distribution (SONALGAZ ; les rapports de CEDIGAZ)

Le transport et la distribution du gaz naturel sur le marché intérieur sont assurés par la Société nationale de l'électricité et du gaz (**SONALGAZ**), également responsable de la production et de la distribution d'électricité. Elle fait partie des 36 filiales dirigées par **SONALGAZ** Holding, propriétaire de la société. Elle est distincte de **SONATRACH** qui, avec 25 filiales, contrôle les pipelines d'exploration, de production et de transport de pétrole et de gaz, en plus de la commercialisation d'hydrocarbures et de leurs sous-produits³³.

L'importance relative du gaz naturel dans la structure des réserves énergétiques de l'Algérie a incité les pouvoirs publics à favoriser l'utilisation intensive de ce type d'énergie à travers le développement de l'industrie nationale du gaz, qui a contribué au développement rapide des infrastructures de transport du gaz et à la forte croissance de la demande.

L'histoire du développement du réseau de transport de gaz en Algérie remonte au début des années 1960, avec la découverte du champ gazier de Hassi R'Mel et la construction du premier gazoduc Sonatrach pour l'approvisionnement de l'unité de liquéfaction du gaz naturel « Camel » à Arzew. Le seul réseau de gaz existant avant cette époque était celui de la distribution du gaz manufacturé (produit à partir du charbon), destiné à l'usage exclusif du secteur domestique, où seulement sept localités étaient alimentées sur l'ensemble du territoire. Le nombre de localités desservies en gaz est ensuite passé à 53 en 1978, grâce aux programmes de développement du réseau de transport de gaz et à la politique d'accès à l'énergie.

Dès 1968, **SONATRACH** a développé un réseau de transport de grande capacité reliant les centres de production de gaz du Sud aux différentes régions du Nord (Ouest, Centre et Est) dans le cadre de la mise en œuvre et de la concrétisation des objectifs d'exportation et d'approvisionnement du marché national en gaz.

En parallèle, à l'apparition de ce réseau, **SONALGAZ** a développé un réseau « secondaire » de transport fonctionnant à haute pression pour l'alimentation des centrales électriques, des unités industrielles et des réseaux de distribution publique de gaz.

Le transport du gaz naturel pour le marché national est assuré par des canalisations enterrées en acier, dont le diamètre varie entre 4 pouces et 42 pouces, sous une pression comprise entre 20 et 70 bars.

³³ AZZEDINE LAYACHI, *The Changing Geopolitics of Natural Gas: The Case of Algeria*, Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Center for Energy Studies, November 2013, p11, 12.

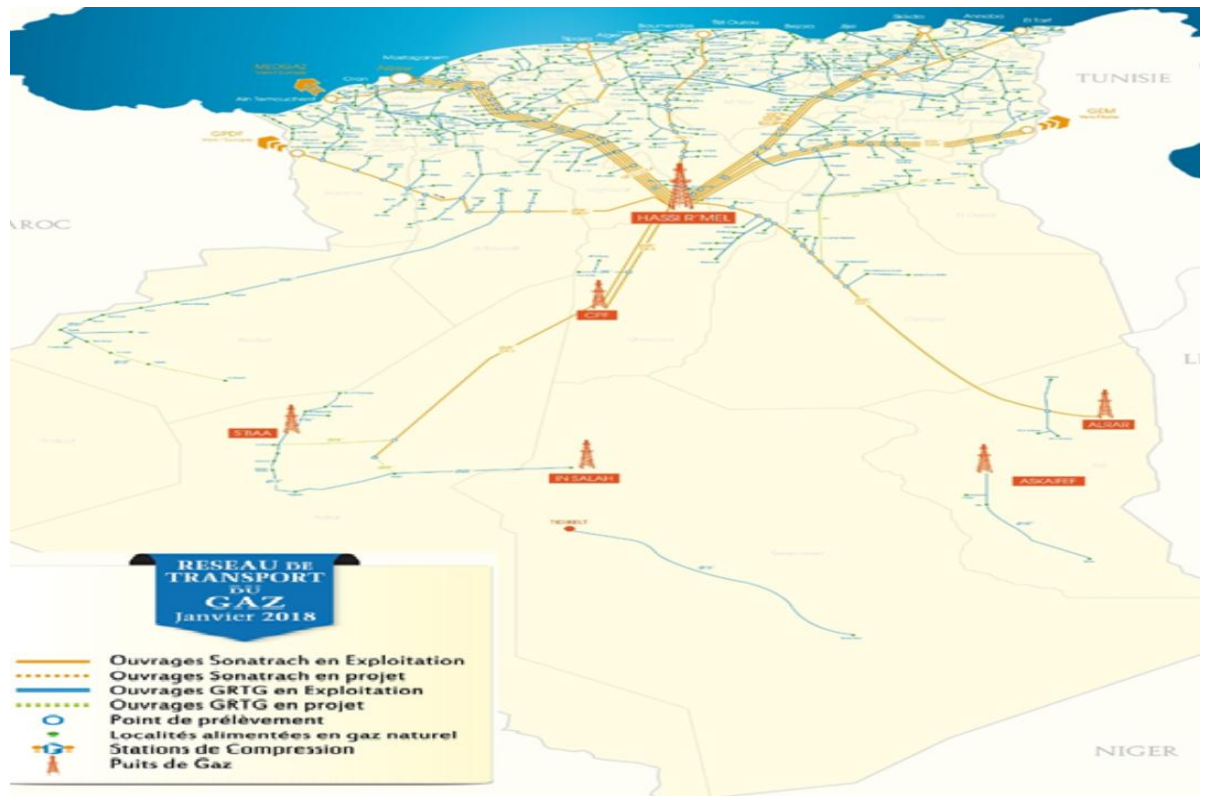
Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Le système d'approvisionnement du marché national du gaz s'articule autour de deux réseaux de transport du gaz distincts :

- ✓ un réseau principal constitué d'artères, détenu par SONATRACH et géré par sa branche de Transport par Canalisations (SONATRACH TRC), dont le rôle est d'acheminer le gaz fourni par les producteurs jusqu'aux différents points de livraison et aux unités de transformation.
- ✓ un réseau détenu par SONALGAZ (Société Algérienne de gestion du réseau de transport du gaz dénommée GRTG spa), dont le rôle est d'assurer, à partir de ces artères, la desserte des différents consommateurs (centrales électriques, clients industriels et distributions publiques)³⁴.

Le réseau national de gazoducs de plus de 4000 km de l'Algérie est centré sur le champ de gaz naturel Hassi R'Mel, qui appartient à **SONATRACH**.

Figure N° (1.15): le réseau de transport du gaz en Algérie



Source : programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2021-2030, p. 11.

Les pipelines collectent et distribuent plus de 9 457,08 K Tep par jour. Les plus grands systèmes de gazoducs relient Hassi R'Mel aux pipelines d'exportation vers l'Europe et aux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) le long de la mer Méditerranée, Hassi R'Mel étant le hub de l'ensemble du réseau de transport.

³⁴ CRGE, **les transformations dans le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz**, janvier 2014, p. 08.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Un système de 315 milles, 4 142,20 K Tep par jour relie Hassi R'Mel à Arzew, tandis qu'un système de 360 km, 1 872,50 K Tep par jour relie Hassi R'Mel à Skikda. Un pipeline plus petit (270 miles, 652,53 K Tep par jour) circule également entre Hassi R'Mel et Isser, près d'Alger. Hassi R'Mel est le centre de tout le réseau de transport de gaz naturel de l'Algérie, de sorte que des pipelines y sont connectés depuis les principales régions productrices de gaz du pays. Un pipeline de 600 milles, 3 111,37 K Tep par jour relie la région d'In Amenas ; un pipeline de 330 milles, 731,97 K Tep par jour relie la région d'In; et un système de 90 milles, 576,88 K Tep par jour part des champs de gaz entourant Gassi Touil³⁵.

Tableau N° (1.14) : Evolution de réseau du transport du gaz naturel durant la période 2010_2023

Année	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Langueur (1000 km)	64	72	79	85	91	99	111	120	129
Accroissement %	-	12,7	9,0	7	7	9.4	11.7	8	7.5
Abonnées (million)	3	3,35	3,67	3.9	4,2	4.6	4.9	5.3	5.6
Accroissement %	-		9.6	8.1	7.1	7.8	7.4	7	7

Source : Fait par l'auteure à partir les programmes indicatifs de CREG

3. La production d'électricité en Algérie

La part des réserves de gaz naturel en Algérie permet de produire un autre type d'énergie, qui est l'énergie électrique. Le gaz naturel est la principale source de production de ce type d'énergie.

La part de la puissance installée de l'ensemble des centrales électriques utilisant le gaz naturel comme énergie primaire dans la production d'électricité en Algérie dépasse 96 %. Le reste des énergies employées se répartit entre le gazoil dans les centrales diesel et l'eau dans les centrales hydroélectriques.

Le gaz est utilisé dans des centrales thermiques à vapeur et à gaz, ainsi que dans les centrales à cycle combiné.

La production, le transport et la distribution de l'électricité sont assurés par la Société Nationale d'Électricité et de Gaz (SONALGAZ), qui a été créée en 1969.

3.1 La création du SONALGAZ

Au début du 20^{ième} siècle, 16 sociétés se partageaient les concessions électriques en Algérie, le groupe Lebon (Compagnie Centrale d'éclairage par le Gaz) et la Société algérienne d'éclairage et de force (SAEF) au centre et à l'ouest, la Compagnie Du Bourbonnais à l'est ainsi que les usines Lévy à Constantine.

Par décret du 16 août 1947, ces 16 compagnies concessionnaires sont transférées à l'établissement public Electricité et Gaz d'Algérie EGA. Elles détenaient alors 90% des propriétés industrielles électriques et gazières du pays³⁶. Les plus importants événements de la création du SONALGAZ illustré dans le Tableau N°12

Tableau N° (1.15) : Dates clé de l'histoire de SONALGAZ

année	Evènement
1947	création de l'établissement public Electricité et Gaz d'Algérie (EGA), auquel est confié le monopole de la production de l'électricité, du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz
1962	EGA est prise en charge par l'état algérien nouvellement indépendant et le

³⁵ EIA, March 2005, p. 08.

³⁶ ENS: A. HAMANE,

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

1969	personnel algérien assure effectivement le fonctionnement de l'établissement EGA qui est déjà une entreprise de taille importante avec un effectif de 6000 agents, devient SONALGAZ (société nationale de l'électricité et du gaz)
1983	SONELGAZ se dote de cinq filiales travaux spécialisées (KAHRIF, KAHRAKIB, KANAGHAZ, INEGRA, ETTERKIB et AMC)
1991	SONELGAZ devient Etablissement public à caractère industriel et commercial (EPIC)
2002	Suit à la promulgation de la loi 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, SONELGAZ devient une société par action (SPA)
2004	SONELGAZ devient un groupe industriel composé de 38 filiales

Source : www.GRTG.dz consulté le 01 novembre 2021 à 21:15 h

En 2009 le secteur d'électricité a connu le rentré d'autre association dans la production d'électricité comme l'association

3.2. Evolution de la production d'électricité en Algérie

Le nouveau potentiel de production électrique devra faire face à un accroissement moyen de la demande de 6% par an. Afin de répondre à cette croissance continue, le secteur prévoit un ambitieux programme qui consiste à la construction de nouvelles centrales électriques, le tableau N°13 illustre l'évolution de la puissance installée durant la période 1980-2020

Tableau N°(1.16): Evolution de la puissance installée

L'année	1980	1990	2000	2010	2020
La puissance installée (GWH)	1837	4686	5907	11332	11354
Le taux de croissance (%)	-	09,81	02,34	06,73	00,01

Source: fait par l'auteur à partir des bilans des réalisations

La puissance installée du parc national de production de l'énergie électrique a connu une évolution appréciable durant la période 1980- 2020. En effet elle est passée de 1837 K Tep en 1 980 à 11 354 K Tep en 2020, soit une croissance de 04,65%.

Ces capacités de production a connu une forte augmentation durant la période 1980-1990 elle est passé de 1837 K Tep en 1980 à 4686 en 1990 soit une croissance de 09,81%.

Quant à la période 2000-2010, la capacité installée nationale d'électricité (y compris les nouveaux producteurs : SKS, KAHRAMA, SKB, SKH) a atteint 11332 K T en 2010 contre 5907 K Tep, enregistrant une croissance annuelle de 6,73%.

3.2.1. Les types de filiales de la production d'électricité

Plusieurs types de filiales de la production d'électricité ont été installés à l'instar du développement du secteur électrique en Algérie, en 2018 la structure de la puissance installée par origine, est dominée par la part des turbines à gaz (55%), suivie par le cycle combiné (29%), et les Turbines Vapeur (11%). Le reste (5%) est partagé entre les autres moyens de production (diesel, hydraulique et énergie renouvelable)³⁷.

A. **Central thermique à vapeur:** cette production représente environ 50 % de la production totale, elle prédominait le parc de production au milieu des années 1990, elle a été renforcée par la mise en service de deux centrales :

³⁷ Bilan de réalisation 2018, p. 34.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

- ✓ Centrale de Marsat El Hadjadj : composée de deux (02) groupes de 168 MW chacun. Elle a été mise en service en 1990.
- ✓ Centrale de Jijel : comprend trois (03) groupes de 196 Mw chacun. Elle est entrée en production en 1992.
- B. **Central de turbines à gaz** : s'est développé à partir de 2002 avec la mise en service des centrales suivantes :
 - ✓ HAMMA dans la willaya d'Alger pour une capacité de 101,598 Tep.
 - ✓ FKIRINA dans la willaya d'Oum El Bouaghi d'une capacité de 70.6348 Tep.
 - ✓ Arzew (Kahrama), d'une capacité de 77.6499 Tep.
 - ✓ Skikda (SKS) avec une capacité de 200.0513 Tep.
 - ✓ Berrouaghia (SKB) avec une capacité de production de 116.112 Tep.
 - ✓ Hadjret Ennous (SKH) avec une capacité de production de 296.8113 Tep
- C. **Centrale de diesel** : la capacité des centrales diesel est relativement constante sur toute la période.
- D. **Central hydraulique** : Elle est liée directement à la pluviométrie et reflète l'effet de la sécheresse de ces dernières années. Elle représentait près de 6% en 1985 de la production totale contre seulement 1% actuellement³⁸.
- E. **Central à cycle combiné (2009) vapeur et gaz**
- F. **Central hybride (2011) solaire et gaz**

La centrale hybride de production d'électricité de Hassi R'Mel (110 km sud de Laghouat), alimentée à l'aide du gaz naturel et de l'énergie solaire est entrée en exploitation, Cette méga centrale de ce type, entrée récemment en exploitation, avec une production électrique de 36.285 Tep, dont 29.028 Tep produits à partir du gaz et 7.257 Tep par l'énergie solaire, est connectée au réseau électrique national, Implantée dans la région de Tilghemt, à 25 km au nord du complexe industriel de Hassi R'mel, cette centrale hybride, couvre une superficie de 152 ha, dont 18 ha servent d'assiette à l'installation des équipements et à près de 3.000 panneaux photovoltaïques, La réalisation de cette importante installation énergétique, elle s'inscrit au titre de la mise en œuvre de la stratégie nationale portant utilisation et mise en valeur optimale des énergies renouvelables et contribution au renforcement des capacités de production électrique en Algérie³⁹.
- G. **Central éolienne** : 1862.63,7 Tep par la ferme éolienne de Kabertène (wilaya d'Adrar)⁴⁰

3.2.2. Evolution de la production d'électricité durant la période

L'évolution de la production d'électricité présentée dans le tableau suivant

Tableau N° (1.17): la production d'électricité

L'année	1980	1990	2000	2010	2019
La production d'électricité (K Tep)	2514	4756	7420	12221	18747
Le taux de croissance (%)	-	06,58	04,54	05,11	04,37

Source : fait par l'auteur à partir des bilans énergétiques

La production d'électricité en Algérie a connu un accroissement rapide durant la période 1980- 2019. En effet elle est passée de 2514 K Tep en 1980 à 18747 K Tep en 2020, soit une croissance de 05,28%.

³⁸ Bilan de réalisation 1962-2010, p, 49.

³⁹ Hichem BENHAMIDA, *op cité*, P, 32.

⁴⁰ CREG, Equilibre 2021, p, 07 ;

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Cette production a connu une forte augmentation durant la période 1980-1990 elle est passé de 2514 K Tep en 1980 à 4756 en 1990 soit une croissance de 09,81%.

Quant à la période 2000-2010, la capacité installée nationale d'électricité (y compris les nouveaux producteurs : SKS, KAHRAMA, SKB, SKH) a atteint 12221 K Tep en 2010 contre 7420 K Tep en 2000, enregistrant une croissance de 05,11%.

3.2.3. La production de l'électricité par origine

La quasi-totalité de la production électrique algérienne repose sur le gaz naturel (99,6%). Les sources renouvelables assurent le complément et se répartissent entre l'hydroélectricité (0,4 % du total) et le solaire (0,01% du total).

Pour réduire la part du gaz naturel dans le secteur de la production d'électricité l'Algérie mise en œuvre une stratégie portant l'utilisation et la mise en valeur optimale des énergies renouvelables et contribution au renforcement des capacités de production électrique en Algérie

Figure N° (1.16): Evolution de la production de l'électricité par origine durant la période 2002-2024



Source : fait par l'auteur a partir des bilan énergétiques

Selon la figure N°15, on remarque que la production d'électricité est dominée par celle des centrales à turbine à gaz, la production des centrales à turbine à vapeur et celle des centrales à cycle combiné (gaz et vapeur) qui a commencé en 2009. Toutes ces centrales utilisent le gaz naturel comme source d'énergie. Malgré les efforts de l'Algérie pour renforcer la pénétration des énergies renouvelables dans le secteur énergétique par l'adoption du programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique en 2011, la production d'électricité reste dominée par le gaz naturel. Le tableau N°15 illustre le taux de croissance de la production d'électricité par origine durant la période 2002-2019.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Tableau N° (1.18): le taux de croissance de la production d'électricité par origine durant la période 2002-2019

taux de croissance de la production d'électricité par origine(%)	Central à Turbine gaz	Central à Turbine vapeur	Central à Cycle combiné	Central à diesel	Central Hydraulique	Central hybride
2002	-	-	-	-	-	-
2003	18,75	0,31	-	-23,30	0	-
2004	13,01	0,65	-	0	17,46	-
2005	10,78	0,16	-	-1,26	114,86	-
2006	-14,32	-11,76	-	-1,28	-60,37	-
2007	-4,16	-2,86	-	-6,49	4,761	-
2008	8,31	-9,48	-	6,94	18,18	-
2009	29,08	-13,82	-	9,09	17,94	-
2010	-68,71	19,84	-52,62	-58,33	-83,69	-
2011	266,54	-35,00	207,27	242,85	553,33	-
2012	2,54	-4,33	16,23	-12,5	0	-63,12
2013	-40,65	1,30	61,87	-45,71	-74,48	393,22
2014	28,44	0,95	-11,01	3,50	84	-3,09
2015	33,45	0,08	-8,14	11,86	-8,69	-24,82
2016	-9,37	12,58	13,55	-100	66,66	-70,28
2017	24,10	-14,37	-2,88	0,08	94,28	115,87
2018	-9,09	354,16	19,93	405,40	436,76	389,70
2019	21,17	-83,56	6,11	-79,94	-75,47	-76,12
2020	-15,01	-40,83	03,12	-14,66	-93,85	-01,88
2021	333,58	282,09	405,64	332,81	-18,18	318,58
2022	15,62	06,19	03,33	-12,27	77,77	01,83
2023	-76,31	-72,39	-74,43	-86,41	-056,25	-75,33
2024	06,46	08,65	07,01	103,03	42,85	-03,04

Source: Fait par l'auteur à partir de CREG

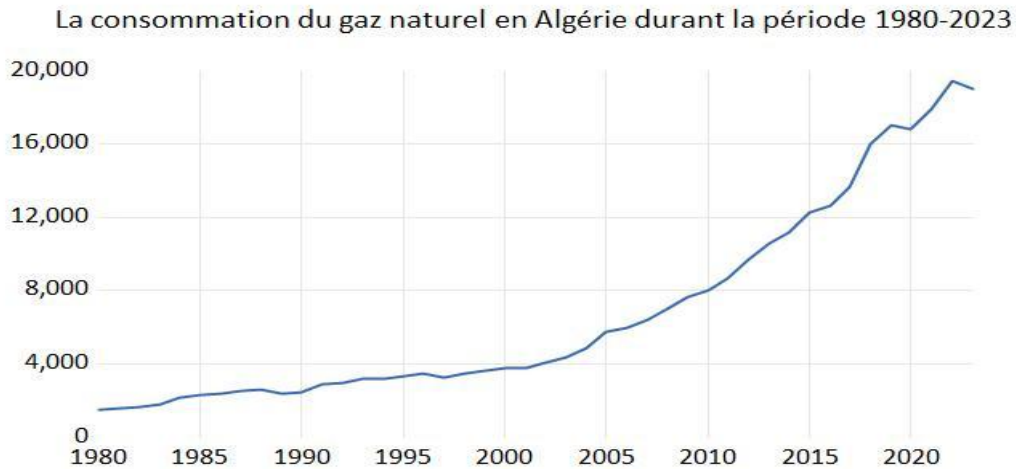
4. Evolution de la consommation du gaz naturel durant la période 1980- 2023

En effet, la consommation gazière est répartie en quatre types d'utilisation : en premier lieu, les stations électriques qui représentent 43 %, soit un volume de 1 440 Tep. Ensuite, les clients de la SONATRACH, avec une part de 26 %, viennent en troisième position les distributions publiques (21 %) et enfin les clients industriels avec un pourcentage de 10 %. (Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz 2010-2019) ⁴¹.

⁴¹ M. ZEROUTI Messaoud, M. BELAID Rabah, **op cité, p09.**

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Figure N° (1.17): la consommation intérieure du gaz naturel durant la période 1980_2023 en K Tep.



Source : Fait par l'auteur d'après les données des bilans énergétiques Algériennes.

Les réseaux de distribution de gaz (64 000 kilomètres en 2010) et d'électricité (277 918 kilomètres en 2010) se sont considérablement étendus, desservant respectivement 60 % de la population (41 millions d'habitants en 2017).

Entre 2005 et 2015, la consommation intérieure de gaz naturel a progressé de 5,4 % par an. Elle a atteint 39,5 milliards de mètres cubes en 2015, soit une hausse de plus de 5 % par rapport à 2014. « La demande est surtout tirée par les besoins de la pétrochimie et par la demande des ménages », note le ministère de l'Énergie dans son « Bilan énergétique pour 2015 ».

L'électricité fait l'objet d'une demande croissante avec l'élévation du niveau de vie de la population urbaine (plus des deux tiers de la population), désireuse de mieux se chauffer l'hiver et de lutter contre la canicule à la belle saison avec une multiplication des climatiseurs.

La consommation par tête a augmenté de près de 9 fois en 40 ans, passant de 26,99 Tep en 1970 à 994,4 en 2010. Le confort (réfrigérateurs, machines à laver, fours électriques...) se répand aussi dans les trois millions de logements construits à partir de 2005 et booste la consommation. En 2015, celle des clients de basse tension (essentiellement les ménages) augmente de 11 % contre +8 % pour l'ensemble (basse, moyenne et haute tensions). Ce dynamisme de la consommation des particuliers oblige à des investissements très importants (3 à 4 milliards de dollars par an) que le consommateur ne finance pas compte tenu de la faiblesse des tarifs.

En 2016, dernière année connue, la progression s'est ralentie mais demeure à des niveaux d'autant plus élevés (+3,3 %) que l'électricité est produite pour l'essentiel en

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

brulant du gaz et qu'elle continue à progresser à vive allure (1,1 % de la consommation mondiale)⁴².

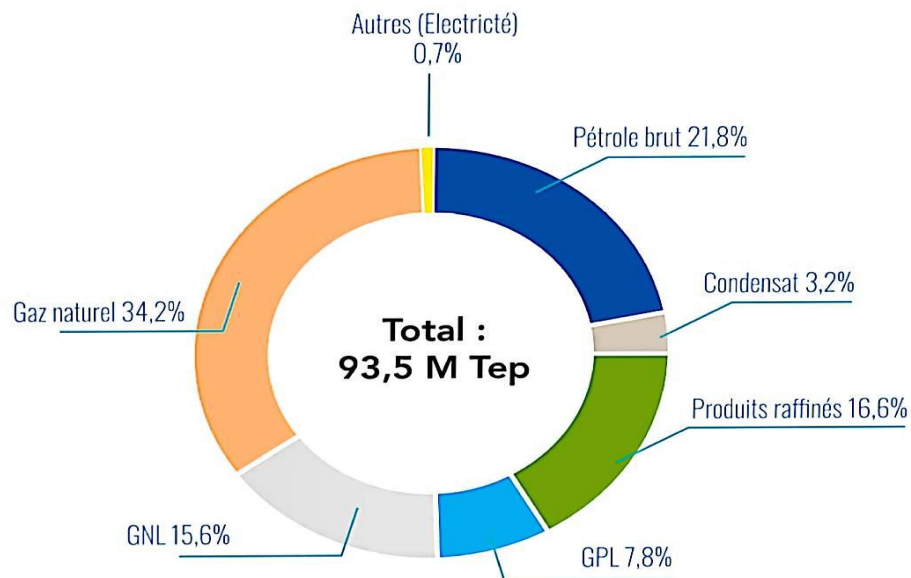
Le marché intérieur en 2018 fut caractérisé par une reprise de la consommation notamment de gaz naturel, qui a connu une forte hausse induite par les besoins des ménages⁴³.

Axe 02: La consommation extérieure (les exportations) de gaz naturel en Algérie

L'Algérie est l'un des principaux pays exportateurs de gaz naturel. Elle est pionnière non seulement dans l'exportation du gaz naturel liquéfié, avec la GNL Camel Plant en 1964, mais aussi dans la mise en service du premier gazoduc transcontinental, le Transmed, en 1983, reliant le continent africain à l'Europe. Cela profite de la proximité géographique.

Les exportations algériennes d'énergie primaire ont atteint 93,5 millions de tonnes équivalent pétrole (M Tep) en 2024, dont 34,2 % sont représentées par le gaz naturel, comme l'illustre la figure N°18

Figure N° (1.18): Structure des exportations d'énergie primaire



Source : Bilan énergétique nationale 2024

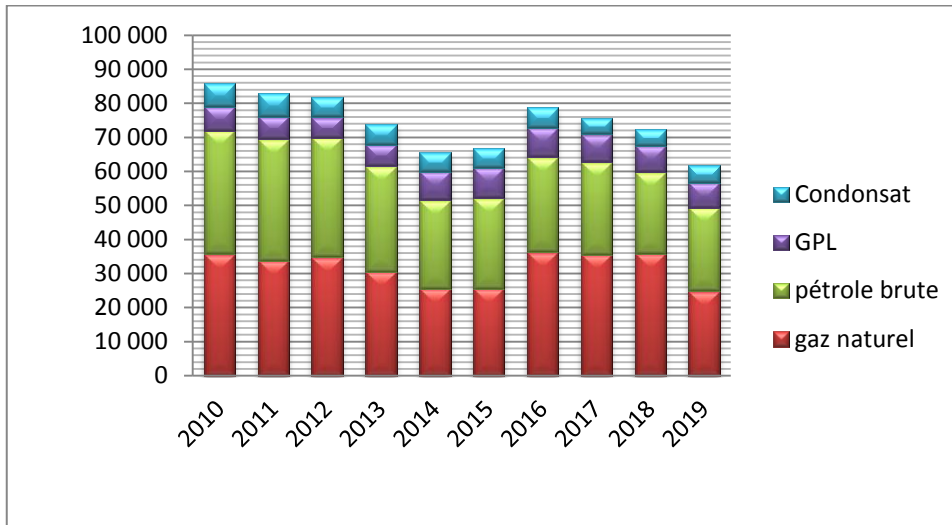
Les exportations d'énergie primaire sont dominées par le gaz naturel avec une part de 34.2%

⁴² Jean-Pierre séréni, op cite, p19.

⁴³ CREG

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Figure N° (1.19): la structure des exportations d'énergie primaire durant la période 2010-2019



Source : Fait par l'auteure a partir des bilans énergétiques

Les exportations Algérienne du gaz naturel a connu un accroissement rapide durant la période 1980- 2019. En effet elle est passée de 69 K Tep en 1980 à 24 858 K Tep en 2019, soit un taux moyen annuel de 15,85%. Le tableau N°19 illustre l'évolution des exportations du gaz naturel durant la période 1980-2019

Tableau N° (1.19): l'évolution des exportations du gaz naturel durant la période 1980-2019 en K Tep

Année	Les exportations d'énergie en K Tep	Les exportations du gaz naturel en K Tep	La part des exportations du gaz naturel	Le taux de croissance
1980-1989	65276,6	5801,9	8,88817739	
1990-1999	94444,1	18514,3	19,603448	0,68662601
2000-2009	131646,7	32869,4	24,9678875	0,43673143
2010-2019	105707,5	31853,7	30,1338126	-0,03188641

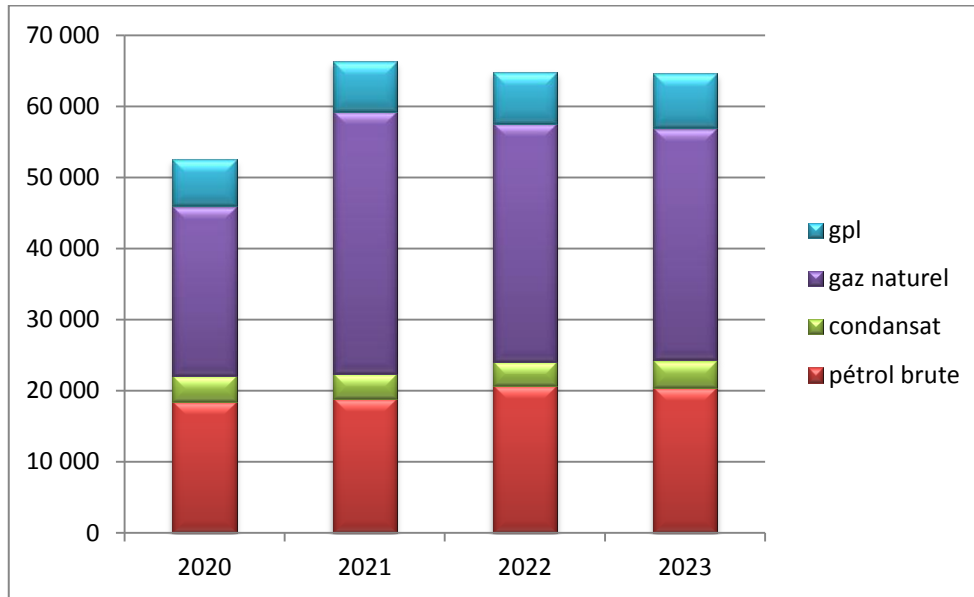
Source: fait par l'auteure

Le taux de croissance des exportations du gaz ont culminé entre 1980 et 1990 66,38 (%) 69 K Tep en 1980 à près de 11223 K Tep en 1990.

Quant à la période 1990-2000, le taux de croissance des exportations du gaz a atteint 11,26 (%) depuis, qui s'est caractérisé par une tendance à la baisse jusqu'à atteindre -03,57 (%) entre 2010-2019, où il est passé de 35 792 K Tep en 2010 à 24 858 K Tep en 2019,

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Figure N°(1.20) : structure des exportations du gaz naturel en Algérie durant la pandémie Covid-19



Source : fait par l'auteur a partir des bilan énergétiques

Les exportations énergétiques de l'Algérie ont diminué en 2020 en raison des quarantaines dans les pays importateurs et de l'arrêt quasi total de l'activité économique. Toutefois, la position du gaz naturel dans les exportations totales d'énergie est restée inchangée.

Tableau N° (1.20) : la part des exportations du gaz naturel dans les exportations d'énergie durant la pandémie Covid-19

Année	Les exportations d'énergie en K Tep	Les exportations du gaz naturel en K Tep	La part des exportations du gaz naturel	Le taux de croissance
2017	108257	35527	32,8172774	-
2018	100813	35865	35,575769	0,0094
2019	92042	24858	27,0072358	-0,4428
2020	81947	23849	29,1029568	-0,0423
2021	96489	36827	38,1670449	0,3524
2022	64817	33 535	51,73797	-0,0981
2023	64570	32 589	50,4708069	-0,0290

Source : fait par l'auteur a partir des bilans énergétiques

Les exportations du gaz naturel à connu une baisse En raison de nombreux facteurs dont le plus importantes est l'arrêt des activités économiques en raison de la pandémie Covid-19

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

1. Les gazoducs internationaux de l'Algérie

Les exportations Algériennes du gaz environ les deux tiers des exportations de gaz de l'UE. Il est peu probable que cette domination change au cours des prochaines années⁴⁴. Le gaz naturel atteint l'Europe via plusieurs gazoducs⁴⁵.

Figure N° (1.21): Carte des gazoducs existants et prévus à travers l'Algérie.



Source: © Sémhur / Wikimedia Commons / CC-BY-SA-3.0.

Trois (03) gazoducs internationaux reliant l'Algérie et l'Europe, d'une capacité de transport de plus de 47250 Tep par an. Ces gazoducs sont :

- 1.1 Le Gazoduc Enrico Mattei (GEM), reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie.
- 1.2 Le Gazoduc Pedro Duran Farrell (GPDF), reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.
- 1.3 Le gazoduc MEDGAZ, reliant l'Algérie directement à l'Espagne à partir de Béni Saf. Une interconnexion vient d'être réalisée entre le MEDGAZ et le GPDF au niveau d'El Aricha⁴⁶.

Tableau N° (1.21): les gazoducs international de l'Algérie

Gazoduc	Année de début	Route	Longueur (miles)
Enrico Mattei (GEM)	1983	L'Algérie a l'Italie via la Tunisie	1,025
Pedro Duran Farell (GPDF)	1996	L'Algérie a l'Espagne via le Maroc	325
MEDGAZ	2011	L'Algérie a l'Espagne via le Méditerranée	125
Proposé	Année de début	Route	Longueur (miles)

⁴⁴ Ali AISSAOUI, *op cité*, p. 15.

⁴⁵ Hamza Hamouchene and Alfons Pérez, *op cit*, p10.

⁴⁶ Rapport annuel de SONATRACH 2020, p

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

GALSI	--	l'Algérie a l'Italie	534
Gaz trans-Saharien	--	Le Nigeria a l'Algérie via le Niger	2,602

Source: eia 2019

L'Algérie prévoit de développer deux autres pipelines d'exportation transcontinentaux, bien que les deux projets aient subi des retards. La question de savoir si l'un ou l'autre des pipelines sera construit reste très incertaine. Le gazoduc Gasdotto Algeria Sardegna Italia (GALSI) transportera du gaz naturel vers l'Italie via un gazoduc à section sous-marine.

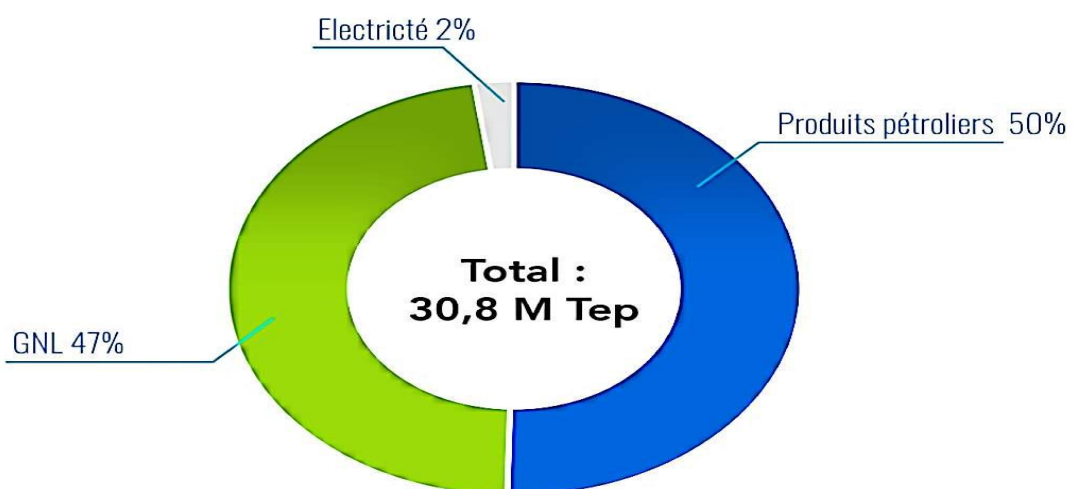
Le gazoduc transsaharien (TSGP) devrait parcourir un peu plus de 2 600 miles pour acheminer le gaz naturel de Warri, au Nigéria, vers l'Algérie (via le Niger), qui reliera ensuite la route MEDGAZ vers l'Espagne, bien que ce lien puisse être modifié à l'avenir. Cependant, les problèmes de sécurité concernant les groupes militants dans les zones reculées du Sahel, ainsi que les contraintes de croissance de la production de gaz naturel nigérian, présentent des risques de baisse considérables pour les investisseurs intéressés par le financement du projet⁴⁷.

2. Les exportations Algériennes du gaz naturel liquéfié GNL

Depuis la mise en service du premier complexe GNL dans le monde à Arzew en 1964, l'industrie du GNL constitue pour l'Algérie un outil stratégique permettant une meilleure valorisation du gaz et une flexibilité en matière d'exportation.

La production de GNL occupe une grande part dans la production de l'énergie dérivée en Algérie, comme le démontre la Figure N° 22.

Figure N° (1.22): Structure des exportations d'énergie dériver



Source : Bilan de réalisation 2024

⁴⁷ Eia, 2019, p, p, 05, 06.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

La plupart des exportations de **GNL** de l'Algérie sont destinées à l'Europe occidentale, en particulier à la France. **SONATRACH** a des contrats d'exportation de GNL avec différentes entreprises dans différents pays, comme l'illustre le tableau ci-dessus :

Tableau N° (1.22): les plus importants clients international de SONATRACH

entreprise	Le pays
Gaz de France	La France
Distrigaz	Belgique
ENAGAS	Espagne
BOTAS	Turquie
SNAM	Italie
DEPA	Grèce

Source : fait par l'auteur à partir des bilans énergétiques

Le gaz naturel liquéfié occupe une grande part des exportations d'énergie dérivées de l'Algérie. Il représente presque la moitié de celles-ci durant la période 1980-2019, comme l'illustre le tableau N°23.

Le tableau N° (1.23): évolution des exportations Algérienne du GNL durant la période 1980-2019

Année	Les exportations d'énergie en K Tep	Les exportations du GNL en K Tep	La part des exportations du GNL	Le taux de croissance
1980-1989	65276,6	11993,1	18,37%	-
1990-1999	94444,1	20429,8	21,63%	0,4129
2000-2009	131646,7	24016,2	18,24%	0,1493
2010-2019	105707,5	15337,6	14,51%	-0,5658

Source : Fait par l'auteure à partir des bilans énergétiques

Les exportations algériennes de **GNL** ont augmenté entre 1980 et 1990 en moyenne annuelle de 11,25 % et de 3,61 % entre 1990 et 2000.

Quant à la période 2010-2019, le taux de croissance des exportations algériennes de **GNL** s'est caractérisé par une tendance à la baisse. Il a atteint -3,57 % entre 2000 et 2010 et -2,17 %. Cette baisse est due à l'enlèvement des clients de **SONATRACH**.

Tableau N° (1.24) : la part des exportations de GNL dans les exportations d'énergie durant la pandémie Covid-19

Année	Les exportations d'énergie en K Tep	Les exportations de GNL en K Tep	La part des exportations de GNL	Le taux de croissance
2017	108257	15507	14,32%	-
2018	100813	12728	12,63%	-0,2183
2019	92042	15565	16,91%	0,1823
2020	81947	13441	16,40%	-0,1580
2021	96489	15156	15,71%	0,1132
2022	64817	12898	19,90%	-0,1751

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

2023	64570	16883	26,15%	0,2360
------	-------	-------	--------	--------

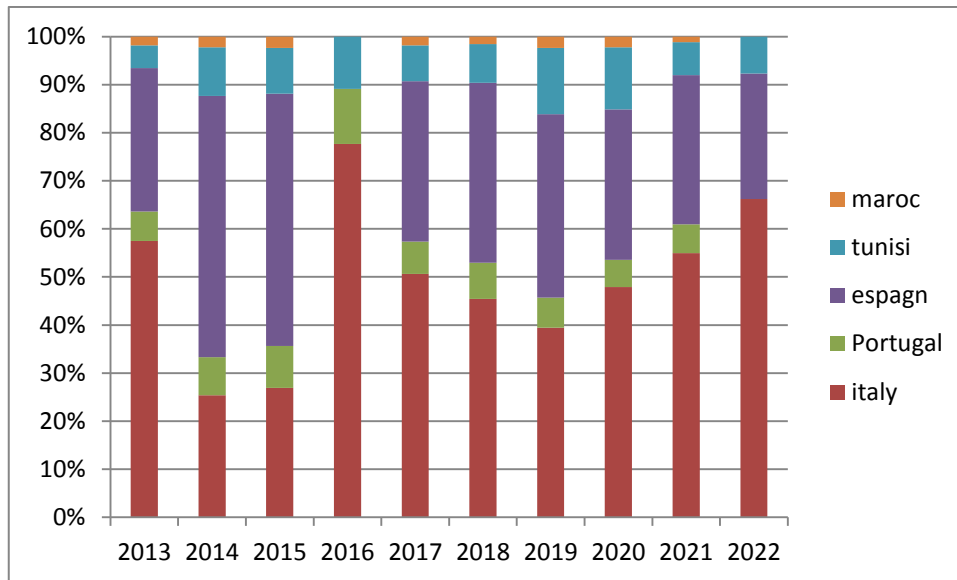
Source : fait par l'auteur à partir des bilans énergétiques

3. La répartition géographique de gaz naturel Algérienne via gazoduc durant la période 2013-2022

Les exportations ont été destinées essentiellement à l'Europe en raison de la proximité géographique. Elles sont réparties entre la Tunisie via Enrico Mattei, l'Italie via Enrico Mattei, et l'Espagne via Pedro Duran Farell et MEDGAZ, ainsi que le Maroc par MEDGAZ, après la fin du contrat d'exportation via MEDGAZ par le Maroc en 2019.

La figure N°23 représente la répartition géographique des exportations du gaz naturel algérien durant la période 2013-2022.

Figure N° (1.23) : la répartition géographique des exportations de gaz naturel Algérien durant la période 2013-2022



Source : fait par l'auteur des bilans énergétiques

On constate sur la figure que, parmi les clients les plus importants de l'Algérie dans le domaine de l'importation de gaz naturel, on retrouve l'Italie avec une part de 50 %, l'Espagne avec environ 35 %, puis la Tunisie avec 10 %, et enfin le Maroc.

On note également l'absence d'exportations marocaines depuis 2021 en raison de l'arrêt des exportations après l'expiration du contrat et de son non-renouvellement entre les deux pays.

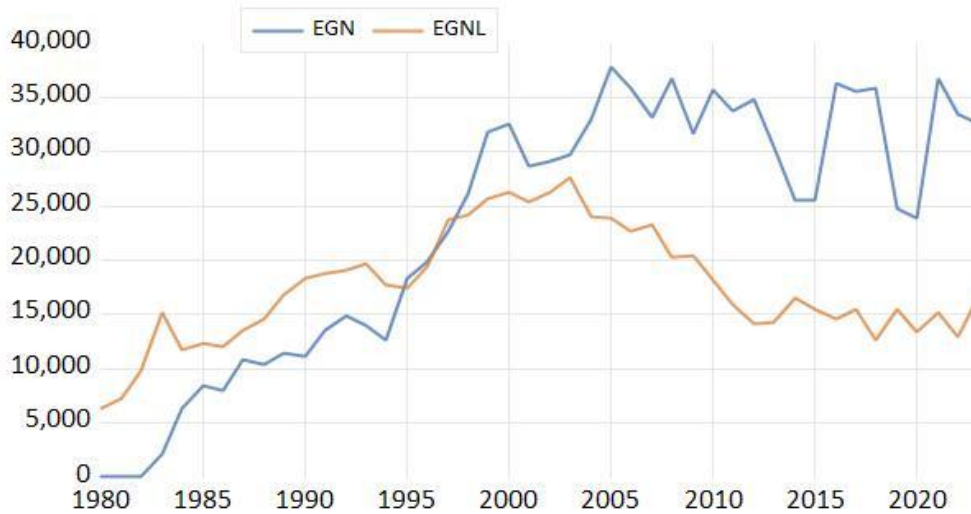
5. Évolution des exportations de gaz en Algérie

Nous constatons dans la figure 05, concernant l'évolution des exportations gazières de l'Algérie durant la période de 1980 à 2018 en milliards de m³, une augmentation palpable des exportations du gaz algérien pour la période 1980-2000, avec un taux moyen annuel de 16,64 %. L'ouverture du partenariat étranger dans les investissements

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

amont de l'industrie gazière de l'Algérie a contribué positivement à la hausse de la production gazière et, de ce fait, à son exportation⁴⁸.

Figure N° (1.24): Evolution des exportations du gaz en Algérie durant la période 1980_2023 en K Tep.



Source : Fait par l'auteur d'après les données des bilans énergétiques Algériennes.

Par la suite, nous enregistrons dans le même graphe une baisse des exportations gazières durant la période de 2000 à 2001, avec un taux moyen annuel de -11,92, dû aux événements du 11 septembre. Ce taux reprend ensuite sa cadence d'exportation en l'an 2005, puis rechute après dans les années qui suivent (de 2012 à 2014), soit une baisse de 14,24 % à cause de la crise financière de 2007 que le monde économique capitaliste a vécue et vit encore⁴⁹.

Plusieurs raisons peuvent expliquer la tendance à la baisse observée. Premièrement, la diminution de la demande de gaz des États membres du Sud. Les principaux clients du gaz algérien - l'Espagne, l'Italie et le Portugal - ont été les États membres les plus durement touchés par la crise de l'euro. Le manque d'interconnexions gazières entre l'Espagne et la France a entravé l'exportation de volumes excédentaires vers des marchés où la demande est plus élevée ou plus stable (par exemple, l'Allemagne).

La crise de 2008 et l'effondrement de la demande de gaz industriel en Europe ont fortement réduit les exportations de gaz de l'Algérie. Après un hiver exceptionnellement froid en 2010, la modeste reprise industrielle, en particulier en Espagne et en Italie, a maintenu les exportations de gaz naturel à des niveaux relativement bas. Une autre

⁴⁸ Amina MEKHELFI, *op cité*, p.

⁴⁹ Amina MEKHELFI, *op cité*, p.

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

indication est que les acheteurs de gaz naturel n'ont récemment acheté que le volume minimum requis par les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme⁵⁰.

En 2013, les exportations algériennes ont baissé à 11,8125 KTep, atteignant un creux absolu de 6,627 KTep en 2014, puis remontant légèrement à 6,804 KTep en 2015. Dans le même temps, les importations de gaz italien en provenance de Russie ont augmenté d'au moins 30 % depuis 2011.

D'un pic de 60,48 KTep en 2005, les exportations algériennes de gaz sont en baisse depuis lors jusqu'en 2016, date à laquelle elles se sont stabilisées autour d'un volume moyen annuel de 50,058 KTep. Ce niveau d'exportation en baisse ou en stagnation est dû à la réduction de l'offre de gaz indigène et à la croissance rapide de la consommation intérieure de gaz. Mais il est également affecté par l'évolution des conditions du marché international et le temps qu'il a fallu à l'Algérie pour enfin reconnaître et aborder ces transformations fondamentales du marché⁵¹.

La construction du projet de connecteur gaz MidCat, qui devrait relier la France et le nord-est de l'Espagne le long de la côte méditerranéenne, pourrait potentiellement résoudre ce problème. Cependant, malgré le statut du projet d'intérêt commun de l'UE (PCI) et le financement correspondant du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (CEF), il est peu probable que le gazoduc soit construit avant 2021-2022, le régulateur français, la Commission de régulation de l'énergie (CRE), s'interrogeant sur l'intérêt du projet coûteux pour les clients français⁵².

Une autre raison potentielle est la mauvaise gestion de la production pétrolière et gazière algérienne, qui a conduit à une perte significative de la part de marché de Sonatrach dans l'UE.

En proie à la corruption, Sonatrach n'a aucune marge pour agir commercialement dans sa concurrence contre le russe Gazprom, le norvégien Statoil, ainsi que le néerlandais GasTerra sur le marché européen. Sonatrach a connu l'un des plus forts revers en Italie, l'un des principaux marchés d'exportation algériens, où une part de marché importante a été perdue au profit de Gazprom. Jusqu'en 2011, chacune des deux sociétés représentait environ un tiers (environ 21,735 à 22,68 KTep) des importations de gaz italien⁵³.

S'agissant du marché gazier, la consommation mondiale déjà impactée par un hiver exceptionnellement doux dans l'hémisphère Nord a subi les effets de la pandémie COVID-19 et les différentes mesures prises pour limiter sa propagation, les prix du gaz naturel ont ainsi enregistré de fortes baisses sur l'ensemble des marchés gaziers se déconnectant des prix de long terme indexés au pétrole brut.

Cependant, la demande mondiale en gaz naturel s'est redressée au cours du second semestre 2020, bénéficiant de la reprise économique graduelle et la baisse record de la production du charbon, ce qui a favorisé l'utilisation du gaz dans le secteur de l'électricité⁵⁴.

⁵⁰ IMF Country Report No. 11/41, **Algeria: Selected Issues Paper**, February 2011, p, 07, 08.

⁵¹ Ali AISSAOUI, **op cité**, p, 15.

⁵² Jekaterina Grigorjeva, **op cité**, p06.

⁵³ Ali AISSAOUI, **op cité**, p, 15.

⁵⁴ Rapport annuel, SONATRACH 2020, p, 29

Chapitre 01 : La place de gaz naturel dans l'économie Algérienne

Dans ce chapitre, nous avons traité de la place du gaz naturel dans l'économie algérienne, dans le but de découvrir le potentiel du gaz algérien en termes de réserves et de capacités de production, ainsi que le niveau de consommation et d'exportation de gaz naturel. Nous avons conclu que le gaz naturel joue un rôle prépondérant dans le bilan énergétique du pays. Il représente une part de 59 % de la production d'énergie primaire et 73 % de la consommation énergétique totale par origine, ainsi que 50,5 % du volume des exportations totales d'énergie primaire.

D'autre part, le gaz naturel liquéfié représente 52 % du volume des exportations totales d'énergie dérivée. Si l'on inclut le Gaz Naturel Liquéfié (GNL), le gaz naturel représente 47,4 % des recettes en devises.

Dans le domaine de la production d'électricité, le gaz naturel contribue à 98 % de la production d'électricité.

Pour les réserves de gaz naturel : l'Algérie possède la onzième plus grande réserve de gaz naturel au monde, avec des réserves de 4 252,5 KTep, et la deuxième plus grande réserve en Afrique, derrière le Nigéria.

Pour la production de gaz naturel : l'Algérie est le premier producteur du continent africain, avec plus de 50 % de toute l'extraction africaine.

Pour la consommation de gaz naturel : près de la moitié du gaz naturel marchand produit en Algérie, en dehors des quantités réinjectées dans le sous-sol, est pour l'essentiel consommée sur place par les ménages et le secteur des transports, ce qui réduit la part exportable de la production. La détérioration du bilan gazier de l'Algérie n'est pas seulement due à une production de gaz en baisse ou en stagnation, mais aussi à la croissance rapide de la consommation intérieure de gaz.

Entre 2008 et 2018, la consommation totale de gaz sur le marché local a augmenté de 70 % à un taux de croissance annuel moyen de plus de 5 %. Les trois principaux segments de la consommation intérieure de gaz naturel en Algérie sont les stations électriques, le secteur public de la distribution de gaz (approvisionnant les ménages, les utilisateurs commerciaux et industriels de petite et moyenne taille) et la grande industrie. À l'heure actuelle, le secteur de l'électricité, où le gaz naturel représente 98 % de la consommation totale de carburant, constitue la plus grande part de la consommation intérieure totale de gaz.

CHAPITRE N°02

La consommation d'énergie domestique en Algérie a connu une forte augmentation au cours de la dernière décennie. La consommation totale d'énergie a atteint 66 900 KTep en 2019. Une grande partie de cette augmentation est due à l'augmentation de la consommation de gaz naturel, qui a atteint 43 814,65 KTep, soit une augmentation de 3,1 % par rapport au volume de 42509,58 KTep enregistré en 2018¹.

Les centrales électriques et le secteur de la distribution publique ont enregistré la plus grande part de la consommation de gaz naturel. Les centrales électriques représentent 40 % de la consommation totale de gaz naturel, tandis que le secteur de la distribution publique en représente 30 %.

Parmi les facteurs les plus importants contribuant à l'augmentation de la demande énergétique, on trouve : la croissance rapide de la population, l'urbanisation et les exigences d'amélioration du niveau de vie.

Parmi les facteurs les plus importants contribuant à l'augmentation de la demande énergétique, on trouve la croissance rapide de la population, l'urbanisation et les exigences d'amélioration du niveau de vie. En outre, les subventions aux carburants et la faible efficacité énergétique sont également parmi les principales raisons qui conduisent à une utilisation non durable de l'énergie, non seulement en Algérie, mais aussi dans le monde entier. L'incapacité à satisfaire la demande intérieure croissante d'énergie en Algérie, en particulier dans le domaine de l'électricité, pourrait entraîner une baisse continue des exportations de gaz naturel et un déclin de la position de l'Algérie sur le marché mondial du gaz naturel, car ces exportations seront détournées pour répondre à la demande intérieure².

Il est devenu impératif d'inclure les sources d'énergie renouvelables dans le mix énergétique pour relever les défis posés par les énergies fossiles et maintenir le niveau de production énergétique nécessaire pour répondre à la demande nationale, tout en préservant la position de l'Algérie sur le marché mondial de l'énergie. Convaincu de la nécessité d'atteindre les exigences du développement durable, et notamment de diversifier le mix énergétique national, le gouvernement algérien a donné la priorité aux questions environnementales en général et au développement des énergies renouvelables en particulier, afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problèmes de préservation de ses ressources énergétiques fossiles.

L'Algérie est un pays avec un énorme potentiel d'énergie renouvelable (ER). Ainsi, il possède l'un des potentiels solaires les plus élevés au monde, avec environ 3 650 heures d'ensoleillement par an, ainsi qu'un potentiel énergétique substantiel issu des activités éoliennes, de la biomasse et de la géothermie que le gouvernement tente d'exploiter en lançant un ambitieux programme d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique.

Le secteur de l'énergie en Algérie a connu de nombreuses mesures pour le développement des énergies renouvelables depuis les années quatre-vingt, lorsque l'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie a été créée en 1985 et que le Centre pour le développement des énergies renouvelables a été établi en 1988.

¹ Bilan énergétique, 2019

² Jekaterina Grigorjeva, **Starting a new chapter in EU-Algéria energy relations a proposal for a targeted cooperation**, Jacques Delors Institut – Berlin, 30/09/2016, p08.

En plus de nombreux projets, dont le plus important est le programme d'électrification des villages par l'énergie solaire indépendante, que Sonalgaz a mis en œuvre au cours de la période 1998-2001¹.

L'intérêt du gouvernement algérien pour ce domaine s'est poursuivi pendant les années 2000, alors que le gouvernement adoptait le programme de la transition énergétique et des énergies renouvelables, à travers lequel il vise à produire 5 321,8 Tep de capacité de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable d'ici 2030².

Dans ce chapitre, nous allons présenter la stratégie de la transition énergétique en Algérie à travers deux sections. La première section traite du potentiel des énergies renouvelables en Algérie, au cours de laquelle nous viserons à introduire les énergies renouvelables, les types d'énergies renouvelables et le potentiel de ces types en Algérie. La deuxième section traite également de la place du gaz naturel dans les programmes d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique en Algérie, dans laquelle nous aborderons la présentation des différents programmes de transition énergétique adoptés par l'Algérie et soulignerons la place du gaz naturel au sein de ces programmes. Nous aborderons également les résultats obtenus grâce à ces programmes, en plus de présenter des expériences de certains pays exportateurs de gaz naturel dans le domaine de la transition énergétique.

¹ CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables**, (Edition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 45.

² Jekaterina Grigorjeva, **op cité**, p08.

Section 01: Les énergies renouvelables en Algérie

Les principales composantes du développement durable sont concentrées sur le potentiel significatif des ressources énergétiques renouvelables. Il existe plusieurs types d'énergie renouvelable : l'énergie solaire, éolienne, géothermique, hydraulique et biomasse. Ces sources offrent de nombreuses opportunités pour obtenir une énergie propre et durable pour tous¹.

Le mix énergétique algérien en 2010 reposait presque exclusivement sur les énergies fossiles, notamment le gaz naturel (93 %). Cependant, l'Algérie dispose d'un énorme potentiel d'énergie renouvelable, principalement l'énergie solaire, que le gouvernement tente d'exploiter en lançant un ambitieux programme d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique².

Dans cette section, nous allons d'abord parler de ce que sont les ressources des énergies renouvelables et de ses types. Ensuite, nous allons montrer le potentiel des énergies renouvelables en Algérie.

Axe 01 : revue littéraire sur les énergies renouvelables

La plupart des énergies renouvelables proviennent directement ou indirectement du soleil. La lumière du soleil, ou énergie solaire, peut être utilisée directement pour chauffer et éclairer les maisons et les bâtiments, pour produire de l'électricité et pour chauffer l'eau, ainsi que pour le refroidissement solaire et diverses utilisations commerciales et industrielles. Le soleil réchauffe également la surface de l'océan plus que les profondeurs, créant une différence de température qui peut être utilisée comme source d'énergie.

La chaleur du soleil entraîne également les vents, dont l'énergie est captée par des éoliennes. Ensuite, les vents et la chaleur du soleil provoquent l'évaporation de l'eau. Lorsque cette vapeur d'eau se transforme en pluie ou en neige et descend dans les rivières ou les ruisseaux, son énergie peut être captée grâce à l'énergie hydroélectrique.

Avec la pluie et la neige, la lumière du soleil fait pousser les plantes. La matière organique qui compose ces plantes est connue sous le nom de biomasse. La biomasse peut être utilisée pour produire de l'électricité, des carburants de transport ou des produits chimiques. L'utilisation de la biomasse à l'une de ces fins est appelée bioénergie.

Il y a d'autres ressources énergétiques renouvelables qui ne proviennent pas du soleil, comme l'énergie géothermique, qui exploite la chaleur interne de la Terre pour une variété d'utilisations, y compris la production d'électricité et le chauffage ainsi que le refroidissement des bâtiments. De plus, l'énergie des marées de l'océan provient de l'attraction gravitationnelle de la lune et du soleil sur la Terre.

¹ Javid Mohtasham, (2015), **review article-renewable energies**, international conference on technologies and materials for renewable energy, environment and sustainability, tmrees15, p 1291.

² Salman zafar, (2017), **renewable energy in Algeria**, [online], available at: www.ecomena.org/renewables-Algeria.14/06/2021, at 22:00.

Il existe de nombreuses sources d'énergie renouvelables, considérées comme respectueuses de l'environnement et exploitant les processus naturels. Ces sources d'énergie fournissent une alternative « plus propre », aidant à atténuer les effets de certaines formes de pollution¹.

1. Définition des énergies renouvelables

Selon ARENA, "l'énergie renouvelable est une énergie provenant de sources naturelles qui ne s'épuise jamais malgré son exploitation continue"². Elle est également définie comme des sources d'énergies qui peuvent être considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain, car elles se renouvellent suffisamment rapidement de telle sorte que l'utilisation actuelle n'a pas d'impact sur la disponibilité future³. Elle est aussi définie comme l'énergie produite à partir de sources dont le flux naturel et continu se produit dans notre environnement immédiat.

Tels que : la bioénergie, l'énergie solaire directe, l'énergie géothermique, l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et océanique (marées et vagues)⁴, Une autre définition de l'énergie renouvelable dit que l'énergie renouvelable est une forme d'énergie dont les sources peuvent être reconstituées par des processus naturels et à des taux élevés⁵.

Selon les définitions précédentes, l'énergie renouvelable peut être définie comme une énergie qui se reconstitue naturellement à un rythme continu et rapide, suffisamment pour être considérée comme une énergie inépuisable à l'échelle du temps humain, de sorte que l'utilisation actuelle n'a aucun effet sur sa disponibilité future. Son fonctionnement n'entraîne pas non plus d'émissions de gaz à effet de serre. Ainsi, c'est l'un des facteurs qui contribuent à la lutte contre le changement climatique.

2. Les types d'énergies renouvelables

Il existe de nombreuses sources d'énergie renouvelable dans le monde : l'énergie solaire, éolienne, géothermique, hydraulique et la biomasse. Ces sources offrent de nombreuses opportunités pour fournir une énergie propre et durable à tous.

2.1 L'énergie solaire

Il existe deux méthodes par lesquelles l'énergie solaire peut être exploitée après l'avoir convertie en électricité : soit par l'exploitation directe de la lumière solaire par conversion photoélectrique, soit par l'exploitation indirecte de la lumière solaire, après l'avoir convertie en chaleur puis en énergie mécanique dans les centrales solaires thermiques, comme le montre la figure 1⁶.

¹Bahman Zohuri, **Hybrid Energy Systems: Driving Reliable Renewable Sources of Energy Storage**, Springer International Publishing, 2018, P,p, 105,106

² Khouildat salah and authers, **Trends and policies of renewable energy in algeria between reality and crucial future programs**, Journal de développement et d'économie appliquée, Vol 03, n 01, p,07.

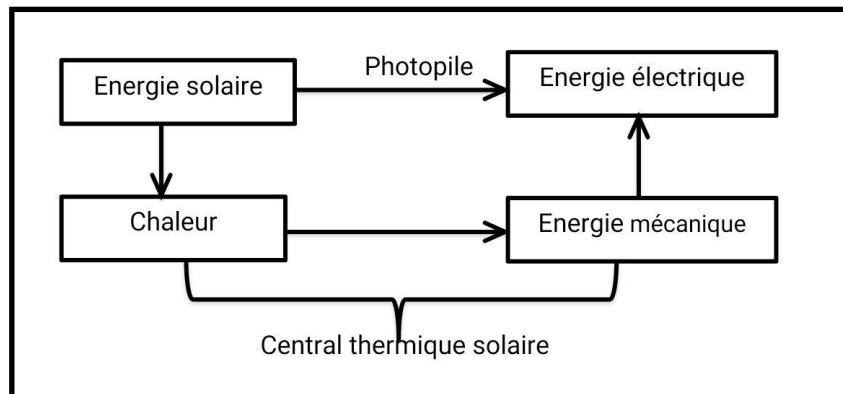
³ Amna Omri, Thèse de doctorat : « **Analyse de la transition vers les énergies renouvelables en Tunisie: Risques, enjeux et stratégies à adopter** », Université Côte d'Azur, 2016. Page 15.

⁴ Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation**, Cogent Engineering (2016), 3: 1167990, P,05

⁵ Dan chiras, **The Homeowner's Guide to Renewable Energy**, New Society Publisher, Canada, Second printing August 2006, p, 27

⁶ Sara **CHERIFI**, Mohamed **HADDAD**, **L'énergie solaire: un moteur du développement durable en Algérie**, Les Cahiers du Cread, vol. 35 - n° 03 – 2019, P, 100

Figure N° (2.01): Conversion du rayonnement solaire en énergie électrique



Source: wiesenfeld B, (2005), L'énergie en 2050 nouveaux défis et faux espoirs, EDP SCIENCES, France

Lorsque le rayonnement solaire atteint l'atmosphère terrestre, une partie (environ 28 %) est directement réfléchiée vers l'espace. Les rayons incidents qui n'ont pas été réfléchis sont absorbés par l'atmosphère (21 %) ou par la surface terrestre (51 %). La partie du rayonnement absorbée par la surface lui apporte de la chaleur, autrement dit de l'énergie thermique, qu'elle restitue à son tour en direction de l'atmosphère sous forme de rayons infrarouges. Une partie de ces rayons infrarouges traverse l'atmosphère, mais l'essentiel est absorbé et réémis par les molécules de GES. Ceci a pour effet de réchauffer l'atmosphère ainsi que la surface de la Terre¹.

2.1.1 L'énergie Photovoltaïque PV

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable obtenue directement à partir du rayonnement solaire en utilisant des cellules photovoltaïques (PV) pour produire de l'électricité². Ces cellules, généralement constituées de tranches de silicium cristallin, absorbent les photons et les convertissent en électrons³.

2.1.2 L'énergie solaire thermique CSP

L'énergie solaire thermique est un type d'énergie solaire produite par l'exploitation indirecte des rayonnements solaires, où ceux-ci sont utilisés pour produire de la vapeur, qui, à son tour, fait fonctionner un générateur pour produire de l'électricité. Ce procédé se caractérise par ses faibles coûts et son rendement élevé⁴.

L'énergie solaire est la ressource d'énergie renouvelable la plus abondante au monde. Bien que la quantité de rayonnement reçue par la planète ne représente qu'une très petite partie du rayonnement total émis par le soleil, la quantité d'énergie qui peut être produite en exploitant ces rayons est 5000 fois supérieure à la somme de toutes les autres sources d'énergie renouvelable⁵.

¹ Stéphane Pouffary et autres, **La transition énergétique Connaître et partager pour agir**, Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD), Québec, Canada, 2016, P, 48

² Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation**, *Cogent Engineering* (2016), 3: 1167990, p, 07

³ Bahman Zohuri, **op cite**, p, p, 109, 110

⁴ Javid Mohtasham, **op cité**, P, 1992

⁵ D. Yogi Goswami and Frank Kreith, **Energy conversion**, second edition, Taylor & Francis Group, Boca Raton :

2.2 L'énergie éolienne

Le vent est une source d'énergie renouvelable, produit en raison d'un chauffage inégal de la surface de la Terre. Lorsque le soleil réchauffe une zone, il crée de l'air chaud. Cet air chaud monte et, ce faisant, de l'air plus frais pénètre dans les zones environnantes. Lorsque l'air froid entre, il génère des vents d'intensité variable¹. L'énergie éolienne est utilisée depuis des milliers d'années pour entraîner des voiles, faire fonctionner des moulins à vent ou générer de la pression pour les pompes à eau. L'exploitation du vent pour produire de l'électricité est un sujet de recherche depuis la fin du XIXe siècle².

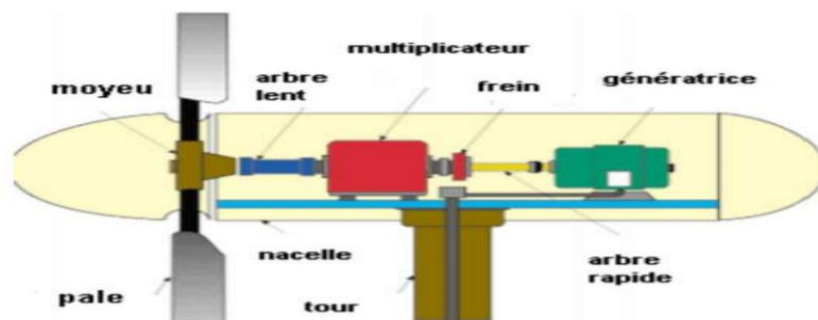
L'énergie éolienne est produite par des turbines qui convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique utilisée pour produire de l'électricité. L'énergie est alimentée par un générateur, reconvertie en énergie électrique, puis injectée dans le réseau pour être transmise à une centrale électrique³.

2.2.1 Le fonctionnement d'une éolienne :

L'aérogénérateur, ou éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (au niveau de la turbine), puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice, qui sera transmise au réseau électrique.

Le vent étant une ressource non maîtrisable, il est difficile d'assurer une transmission régulière d'énergie⁴.

Figure N° (2.02): la composition d'une éolienne



Source: Ouissem BOUKHARI, Ahmed CHOUMANE, **Energie éolienne en Algérie : potentiel et réalisations**, Colloque international des stratégies des énergies renouvelables et son rôle dans la réalisation du développement durable, Université de Blida 2 LOUNICI Ali, p, 05

CRC Press, 2017, p,85

¹ Dan chiras, **The Homeowner's Guide to Renewable Energy**, New Society Publisher, Canada, Second printing August 2006, P, 22

²Bahman Zohuri, **op cité**, P, 113

³ Khouildat salah and authers, **Trends and policies of renewable energy in Algeria between reality and crucial future programs**, Journal de développement et d'économie appliquée, Vol 03, n 01, p,03.

⁴ Ouissem BOUKHARI, Ahmed CHOUMANE, **Energie éolienne en Algérie : potentiel et réalisations**, Colloque international des stratégies des énergies renouvelables et son rôle dans la réalisation du développement durable, Université de Blida 2 LOUNICI Ali, p, 05

La quantité d'énergie éolienne disponible varie quotidiennement et selon les saisons. La quantité totale d'énergie éolienne pouvant être exploitée dépend de manière significative des caractéristiques, des performances et de la taille des éoliennes¹

2.3 L'énergie hydraulique

L'énergie hydroélectrique est le deuxième type d'énergie renouvelable le plus important en termes d'abondance et de faibles coûts de production. Elle est produite en convertissant le mouvement de l'eau à travers des turbines en énergie mécanique utilisée pour produire de l'électricité². L'eau qui coule passe à travers un tube appelé penstock, qui, à son tour, fait tourner un générateur pour produire de l'électricité. Les trois types d'énergie hydraulique sont l'énergie des vagues, l'énergie marémotrice et l'énergie hydrolienne³.

2.4 L'énergie de la biomasse

La biomasse, c'est la matière organique des plantes et des animaux qui contient l'énergie solaire stockée par le processus de photosynthèse⁴. Dans ce processus, les plantes convertissent l'énergie rayonnante du soleil en énergie chimique sous forme de glucose ou de sucre⁵.

Il existe deux façons d'obtenir de l'énergie à partir de la biomasse : soit par le processus de combustion directe, où l'énergie chimique de la biomasse est libérée sous forme de chaleur, soit par le processus de combustion indirecte, où la biomasse est convertie en biocarburant liquide ou en biogaz pouvant être brûlé comme combustible⁶.

Malgré les émissions de carbone résultant de la combustion de la biomasse, celle-ci a été classée comme source d'énergie renouvelable selon les cadres juridiques des Nations Unies et de l'Union européenne, car le bilan net de dioxyde de carbone après combustion du matériau est nul. En effet, les plantes absorbent du dioxyde de carbone et excrètent de l'oxygène au cours de leur processus de croissance, en plus de la possibilité de remplacer les stocks de plantes brûlées par une nouvelle croissance⁷.

2.4.1 Les ressources de la biomasse

La biomasse peut être obtenue à partir du bois, des cultures vivrières, des plantes herbacées, des résidus de l'agriculture ou de la foresterie, ainsi que des algues et des composants organiques des déchets⁸, ainsi que des résidus d'élevage tels que la bouse de vache⁹.

¹ Ouissem BOUKHARI, Ahmed CHOUMANE, *op cité*, p, 05

² Younes Zahraoui et autre, **Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria: A Review**. *Energies* 2021, 14, 2354. <https://doi.org/10.3390/en14092354>, P,05

³ Javid Mohtasham, *op cité*, p, p, 1291, 1992

⁴ Khouildat salah and al, **Trends and policies of renewable energy in algeria between reality and crucial future programs**, *Journal de développement et d'économie appliquée*, Vol 03, n 01, p,07.

⁵ Bahman Zohuri, *op cité*, P,108

⁶ Khouildat salah and al, *op cité*, p,07.

⁷ Bahman Zohuri, *op cité*, P,108

⁸ Javid Mohtasham, *op cité*, P, 1291

⁹ Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **A review of renewable energy sources, sustainability sustainability issues and climate change mitigation**, *Cogent Engineering* (2016), 3: 1167990, P,06

2.4.2 Les utilisations de la bioénergie

La bioénergie est utilisée pour le transport à l'aide de biodiesel, pour la production d'électricité, ainsi que pour la cuisine et le chauffage¹.

2.5 L'énergie thermique

L'énergie géothermique est une énergie renouvelable qui est obtenue en exploitant l'augmentation de la température de l'intérieur de la Terre, résultant des processus physiques qui se produisent naturellement et en permanence à l'intérieur de la planète². La décomposition des particules radioactives telles que le potassium et l'uranium, ainsi que les volcans, sont des exemples d'énergie géothermique qui atteint la surface de la Terre³.

2.5.1 Les utilisations de L'énergie géothermique:

L'énergie géothermique est utilisée dans les systèmes de chauffage, la production d'électricité et les pompes à chaleur géothermiques.⁴

3. L'importance des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont très importants en étant que:

3.1 Une réponse à de multiples défis

L'exploitation des énergies renouvelables contribue à répondre à de nombreux défis actuels, dont les plus importants sont le renforcement de la sécurité énergétique, la lutte contre le réchauffement climatique et la mise en place d'activités économiques qui fournissent de nombreux emplois susceptibles de faire progresser la croissance économique.

3.2 Des trésors d'opportunités pour lutter contre le changement climatique

Le remplacement des énergies fossiles par des énergies renouvelables entraîne une réduction de la proportion de gaz à effet de serre émis dans l'atmosphère, qui provoquent le réchauffement climatique.

3.3 Croissance économique et création d'emplois

Le développement du secteur des énergies renouvelables entraîne la création de multiples emplois dans le domaine de la recherche et du développement en plus des services énergétiques, et donc il nécessite onc des ingénieurs, des techniciens, d'ouvriers et d'employés du secteur des services.

¹ Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **op cité**, P,06

² Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **op cité**, p, 07

³ Vaughn Nelson, **introduction to Renewable energy**, Taylor & Francis Group, Boca Raton : CRC Press , 2011 P,03

⁴ Javid Mohtasham, **op cité**, P, 1993

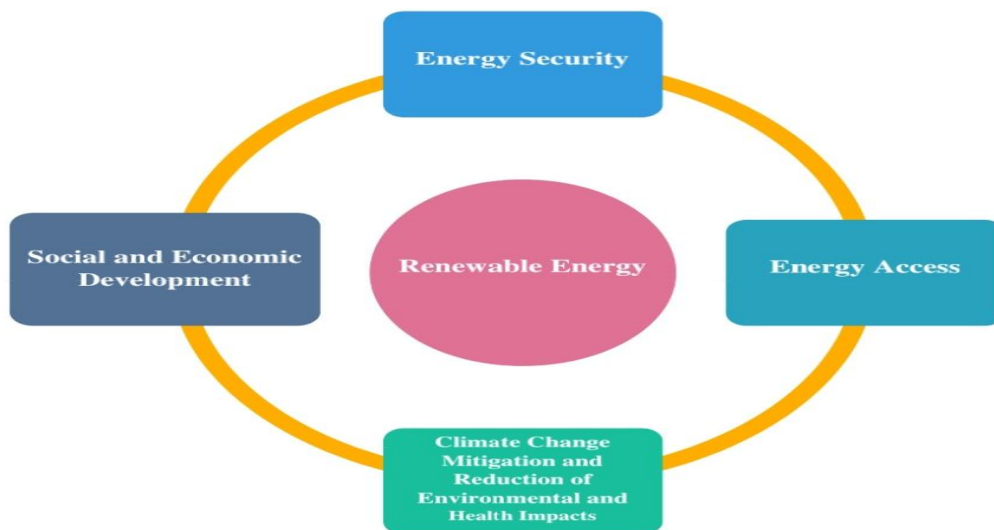
3.4 La sécurité énergétique : accès, indépendance et contrôle des prix

L'exploitation des sources d'énergie renouvelables répond à de nombreux problèmes, dont les fluctuations des prix des ressources fossiles et la possibilité de leur épuisement, ainsi que l'utilisation décentralisée et de la possibilité d'alimenter en électricité des lieux isolés, notamment en milieu rural¹.

3.5 Atteindre les dimensions du développement durable

L'énergie renouvelable a une relation directe avec le développement durable par son impact sur le développement humain et la productivité économique. Les sources d'énergie renouvelables offrent des opportunités en matière de sécurité énergétique, de développement social et économique, d'accès à l'énergie, d'atténuation du changement climatique et de réduction des impacts sur l'environnement et la santé. La figure 1 montre les opportunités des sources d'énergie renouvelables pour le développement durable².

Figure N° (2.03): Opportunités des sources d'énergie renouvelables.



Source: Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation**, *Cogent Engineering* (2016), 3: 1167990, p, 08.

4. La transition énergétique et l'efficacité énergétique

Dans cette partie on va parler sur la définition de la transition énergétique et l'efficacité énergétique

4.1 La transition énergétique

La transition énergétique est le passage de l'exploitation des combustibles fossiles à l'exploitation des énergies renouvelables, ou en d'autres termes, C'est le changement des modes de la production et de la consommation de l'énergie qui basés sur les combustibles fossiles, y

¹ Stéphane Pouffary et autres, **La transition énergétique Connaître et partager pour agir**, Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD), Québec, Canada, 2016, p, p , 53,54

² Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **op cité**, p, p, 08, 09

compris le pétrole, le gaz naturel et le charbon, vers l'énergie basés sur les sources renouvelables telles que le solaire et l'éolienne pour obtenir une économie flexible et bas de carbone capable d'offrir à chacun la possibilité d'accéder à une énergie moderne et renouvelable¹.

4.2 Efficacité énergétique

L'efficacité énergétique est la stratégie d'obtention d'un service spécifique en utilisant le moins d'énergie possible. Plus précisément, il s'agit de réduire au maximum les pertes subies tout au long de la chaîne énergétique, de l'énergie primaire à l'énergie finale destinée à la consommation².

Axe 02: le potentiel des énergies renouvelables en Algérie

Les conditions climatiques qui caractérisent l'Algérie, en raison de sa situation géographique, lui permettent de bénéficier de nombreux avantages dans l'utilisation des systèmes d'énergie renouvelable, en particulier dans les régions sahariennes. Sur la base de ces faits, l'Algérie bénéficie d'un énorme potentiel en énergies renouvelables.

1. Le potentiel d'énergie solaire en Algérie

Plus de 86% de la superficie totale de l'Algérie est couverte par le Sahara avec une durée d'ensoleillement d'environ 7,3 heures dans le nord, 8,3 heures dans les hauts plateaux et plus de 10 heures dans les régions du sud. Sur la base de ces faits, l'Algérie bénéficie d'un énorme potentiel solaire. ce type d'énergie pourrait conduire au développement et la mise en œuvre d'une vision régionale de l'économie de l'hydrogène dans le pays.

L'Algérie présente plusieurs caractéristiques qui contribuent à l'exploitation de l'énergie solaire, telles qu'un ensoleillement abondant, une faible humidité et des précipitations rares, et de nombreux terrains plats inutilisés à proximité des réseaux routiers et des réseaux de transmission. En raison de ces conditions, le potentiel de production d'électricité est énorme par rapport aux demandes énergétiques régionales et mondiales - environ 10 % du désert du Sahara algérien pourraient répondre à la demande de l'UE, le potentiel d'énergie solaire est illustré à la figure 2, tableau 2³.

Tableau N° (2.01): Potentiel solaire en Algérie.

Région	Zone côtière	Hautes plaines	Sahara
Superficie (km ²)	95,270	238,174	2,048,297
Durée moyenne d'ensoleillement	2650	3000	3500

¹ Peter A. O'Connor, **Energy Transitions**, The Frederick S. Pardee Center for the Study of the Longer-Range Future, Boston University, No. 12, November 2010, P,08

² Stéphane Pouffary et autres, **La transition énergétique Connaître et partager pour agir**, Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD), Québec, Canada, 2016, p, p, 49, 51

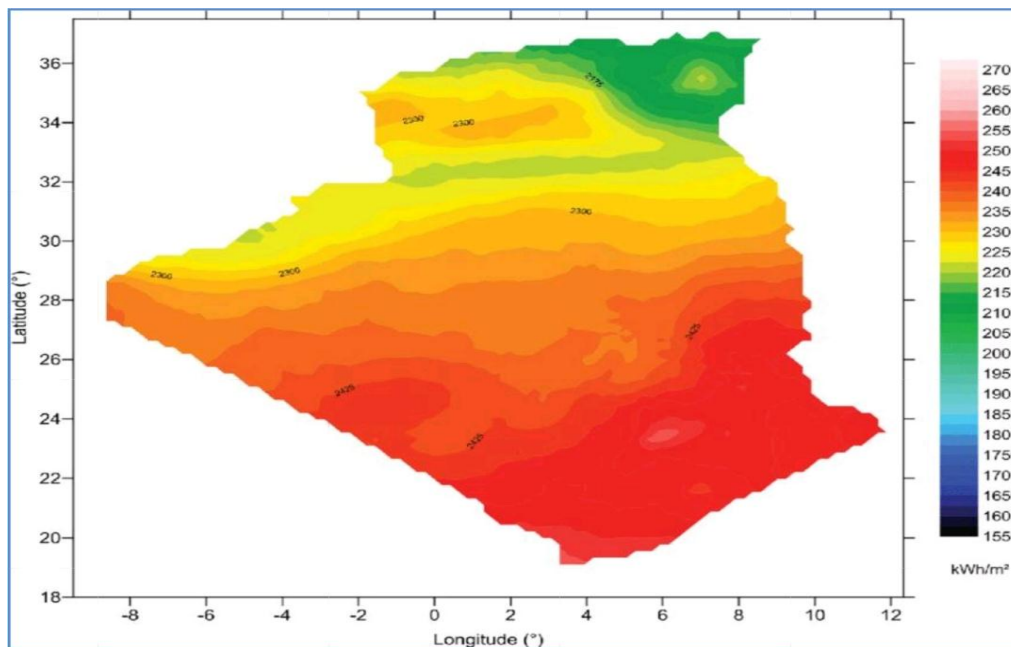
³ Khouildat salah and authers, **Trends and policies of renewable energy in algeria between reality and crucial future programs**, Journal de développement et d'économie appliquée, Vol 03, n 01, p,05.

(h / an)			
Densité d'énergie solaire journalière (Tep / m ²)	1127,254	1260,299	1756,194

Source: A. Boudghene Stambouli, A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues, 2012, p 4450.

Selon le Centre aérospatial allemand (DLR), l'Algérie possède le plus grand potentiel solaire du bassin méditerranéen : 40 987 536 000 000 Ktep/an. La durée d'ensoleillement sur presque tout le pays est de plus de 2000 heures par an et peut atteindre 3900 heures dans les Highlands et le Sahara

Figure N° (2.04): Potentiel de rayonnement solaire en Algérie



Source: S. Pahlavana et al, Feasibility study of solar water heaters in Algeria, a review, 2018, p 137

L'énergie journalière obtenue sur une surface horizontale est d'environ 1209,5 Tep sur la majeure partie du territoire national, environ 411 230 Tep/ m²² / an pour le Nord et 547419,7 Tep/ m² / an pour le Sud¹.

L'Algérie dispose de ressources inépuisables, à savoir le gisement solaire de 2 381 745 km², avec plus de 3000 heures d'ensoleillement par an. Ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable dans cette région, s'il est exploité de manière économique.

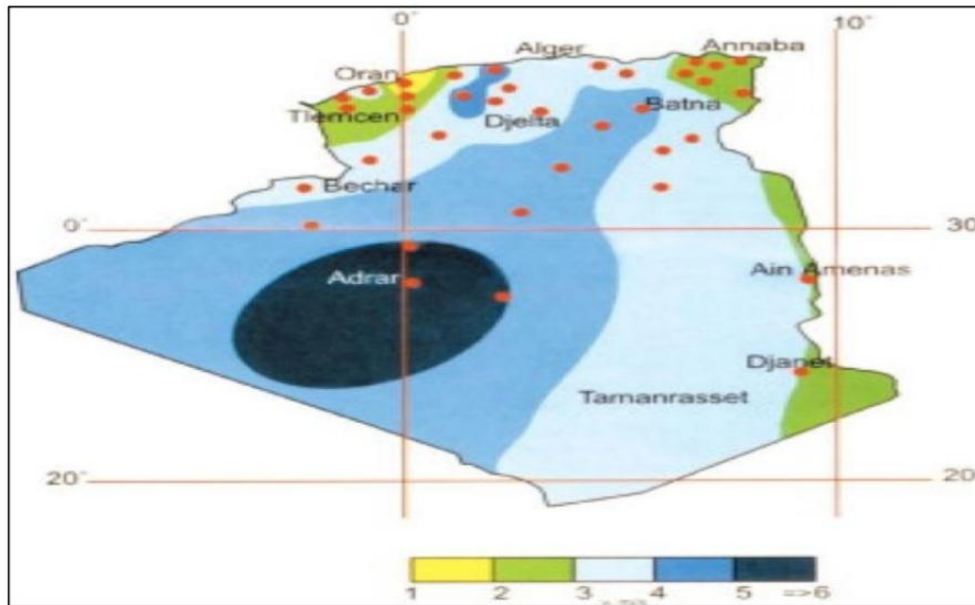
La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara), équivalent à 5000 fois la consommation algérienne et 60 fois la consommation européenne.

¹ Khouildat salah and al, **op cité**, p,05.

2. Le potentiel d'énergie éolienne en Algérie

La diversité du climat et des reliefs en Algérie a entraîné une différence dans le taux de disponibilité du vent d'une région topographique à l'autre. La région sud bénéficie de vitesses de vent plus élevées que la région nord d'environ 6 m/s, ce qui la rend plus appropriée pour l'implantation de parcs éoliens ou de systèmes hybrides.

Figure N° (2.05): Vitesses moyennes du vent en Algérie par zone.



Source : Centre de développement des énergies renouvelables Algérie

La ville d'Adrar est considérée comme l'endroit le plus approprié pour l'implantation de parcs éoliens, car elle est soumise à des vents forts, car la vitesse du vent dans cette ville atteint 6,3 m/s, suivie de Hassi R'mel à 6.1 m/s. D'autres régions telles que Tamanrasset, Jannat et Ain Salah ont un potentiel de vent exploitable¹.

Dans une étude menée par les chercheurs du Centre pour le développement des énergies renouvelables, ils sont parvenus aux résultats suivants

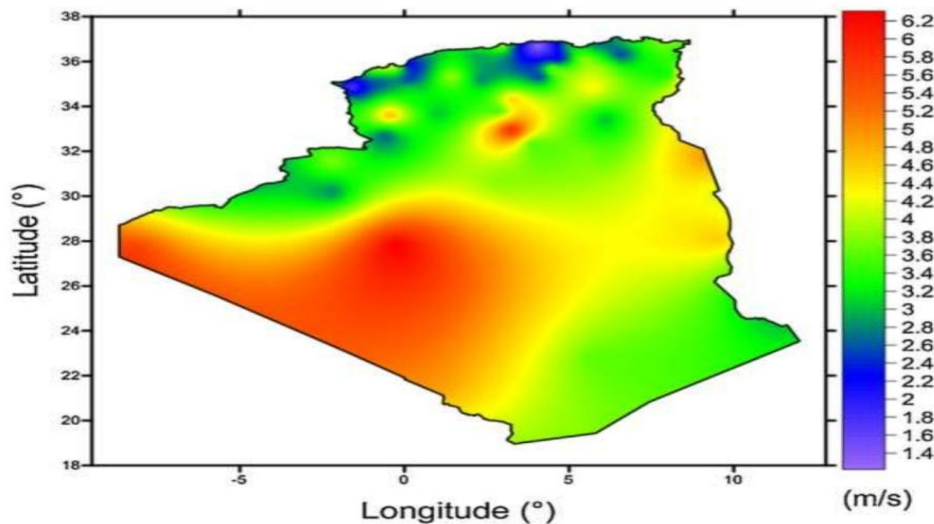
- ✓ Le printemps est la saison la plus active, suivi de l'été dans le sud et de l'hiver dans le nord avec des vents stables
- ✓ La vitesse annuelle du vent varie de 1.2 à 6.3 m/s à 10 m de hauteur
- ✓ La valeur maximale de l'intensité annuelle (densité de puissance moyenne) a été enregistrée dans la zone de Hassi R'mel de 295 w/m².
- ✓ La production annuelle d'énergie varie entre 66,181421 Tep à Adrar jusqu'à 1322,484233 Tep à Hassi R'mel, en utilisant des modèles d'éoliennes
- ✓ Le rendement électrique des éoliennes varie en fonction de la vitesse du vent : par exemple, lorsqu'on passe d'une vitesse de 5 m/s à une vitesse de 10 m/s, la quantité

¹ Lokman Hadji, **How is 100% Renewable Energy Possible for Algeria by 2030?**, Energy Network Institute (GENI), May 2016, p. 21

d'électricité produite est multipliée par 8 et non par 2.

Généralement, la carte des vents en Algérie peut être classée selon les zones suivantes (Océan Pacifique Nord-Ouest)

Figure N° (2.06): Carte des vents de l'Algérie à 10 m d'altitude (m/s).



Source: Sidi Mohammed Boudia, A. Benmansour, M. A. Tabet Hellal. Wind resource assessment in Algeria, Sustainable Cities and Society, vol.22, février 2016, Science Direct, Elsevier, Londres.

- ✓ Adrar et Hassi R'Mel avec des vitesses annuelles moyennes, respectivement, 6.3 m/s, suivi par Hassi R'mel avec 6.1 m/s, sont inclus dans la catégorie 5, qui est considérée comme ayant un bon potentiel éolien.
- ✓ Tindouf a une vitesse annuelle moyenne de 5.67m/s répertoriée dans la catégorie 4 adaptée aux applications éoliennes
- ✓ Ain Saleh a une vitesse moyenne de 5.13m/s, classée dans la catégorie 3 qui peut être utilisée pour des applications éoliennes mais avec des mâts très hauts.
- ✓ Meshria, Bordj Badji-Mokhtar, Timimoun, Djelfa, In Amenas, Biskra, Port Oran et Arzew sont inclus dans la catégorie 2 et sont considérés comme marginalisés pour l'utilisation éolienne.
- ✓ Le reste des sites sont inclus dans la catégorie 1 2¹.

3. Le potentiel d'énergie biomasse en Algérie

L'une des conditions pour réussir la production de biocarburants par des procédés biologiques est la présence de vastes étendues de terres agricoles. Heureusement, l'Algérie possède de nombreuses terres agricoles et un sol de haute qualité, non pollué et riche en minéraux, ce qui la rend propice à la culture du soja, du maïs, du blé, etc., à des fins énergétiques. "À chacun sa matière première de biocarburant" - c'est ce que pensait Nakheel, une société algérienne de biotechnologie, lorsqu'elle a pris la décision de rechercher et d'investir dans la production de bioéthanol en utilisant comme matière première les dattes, qui sont cultivées principalement dans la province de Biskra en Algérie, dans les oasis de Tolga et Mechouncha. Les biocarburants peuvent également être basés sur les déchets animaux, car ces derniers sont

¹ Ahmed CHOUMANE, Ouissem BOUKHARI, *op cité*, p, p, 07, 08.

généralement responsables de nombreux problèmes de pollution, mais ceux-ci peuvent être résolus par la production d'énergie renouvelable. Les déchets animaux ou végétaux peuvent éventuellement être convertis en une source d'énergie riche en calories.

Pour l'Algérie, la biomasse est un moyen efficace d'élimination des déchets qui sont quotidiennement collectés en grande quantité dans différentes villes.

Actuellement, l'Algérie a 37 000 Ktep comme réserve forestière dans la zone nord, et son taux de récupération est d'environ 10 %. Le gouvernement Algérien prévoit également de générer environ 241900 Ktep d'électricité d'ici 2030 à partir de la biomasse¹.

3.1 Potentiel de la forêt

L'investissement dans les énergies renouvelables en Algérie. L'Algérie se subdivise en deux parties :

- Les régions selvatiques qui occupent 25.000.000 hectares environ, soit un peu plus de 10% de la superficie totale du pays.
- Les régions sahariennes arides couvrant presque 90% du territoire. Dans le nord de l'Algérie, qui représente 10% de la surface du pays, soit 2 500 000 hectares, la forêt couvre 1 800 000 hectares et les formations forestières dégradées en maquis 1900 000 hectares.
- Le pin maritime et l'eucalyptus sont des plantes particulièrement intéressantes pour l'usage énergétique : actuellement elles n'occupent que 5% de la forêt algérienne.

3.2 Les déjections animales

La valorisation des déchets organiques, et principalement des déjections animales, pour la production de biogaz pourrait être considérée comme une solution économique, décentralisée et écologique avec une autonomie énergétique qui permettra un développement durable des zones rurales².

4. Le potentiel d'énergie hydraulique en Algérie

Il est considéré comme l'une des plus importantes sources d'énergie renouvelable en Algérie, car il génère 5% de l'énergie totale consommée dans le pays. C'est aussi l'une des sources d'énergie les plus efficaces, avec un rendement d'environ 90 %. L'Algérie utilise principalement la méthode hydroélectrique traditionnelle, qui ne convient que pour les grands barrages³.

Les quantités de précipitations sur les terres algériennes sont estimées à environ 65 milliards de m^3 , dont une petite partie est exploitée en raison du faible nombre de jours de précipitations, de la concentration dans des zones limitées, de la forte évaporation et de l'évacuation rapide vers la mer. Elle diminue également du nord au sud.

Les ressources utiles et renouvelables sont actuellement estimées à environ 25 milliards de m^3 , dont environ les deux tiers des ressources sont de surface. Plus de 70 barrages sont actuellement en exploitation avec une capacité de stockage d'environ 8,4 milliards de m^3 ⁴.

Tableau N° (2.02): Potentiel hydroélectrique Algérien

Centrale	Puissance installée Tep
Darguina	17,29585
Ighil Emda	5,8056
Mansouria	24,19
Erraguene	3,8704
SoukEl DJEMAA	1,9557615

¹Lokman Hadji, **How is 100% Renewable Energy Possible for Algeria by 2030?**, Energy Network Institute (GENI), May 2016, p.p, 20,21

² Khouildat salah and others, **Trends and policies of renewable energy in algeria between reality and crucial future programs**, Journal de développement et d'économie appliquée, Vol 03, n 01, p,07.

³Lokman Hadji, **op cité**, p,p, 24,25

⁴ Ministère de l'Énergie et des Mines, **Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique**, mars 2011.

Tizi MEDEN	1,0783902
IGHZERNCHEBEL	0,6560328
GHRIB	1,6933
GOURIET	1,5542075
BOUHANIFIA	1,37883
OUED FODDA	3,77364
BENI BEHDE	0,84665
TESSALA	1,0227532

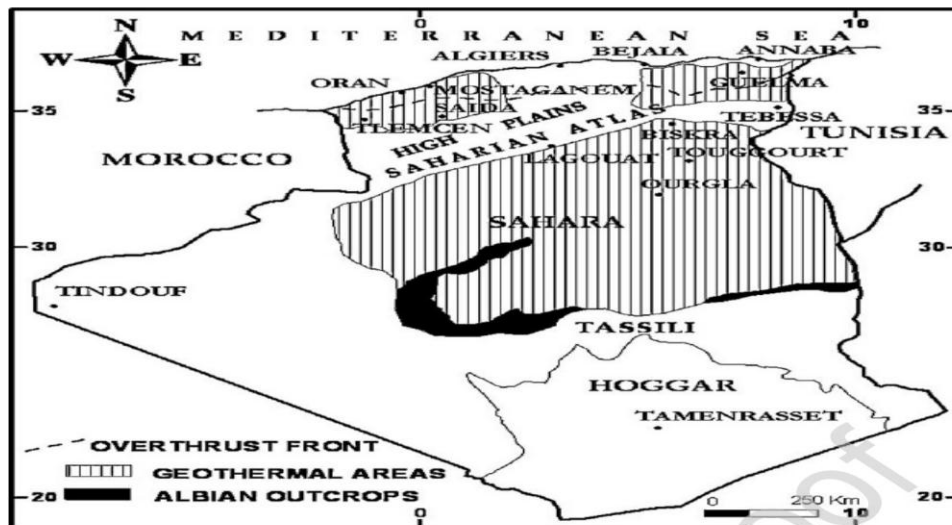
Source:

5. Le potentiel d'énergie géothermique en Algérie

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysiques a permis l'identification de plus de deux cents (200) sources chaudes qui ont été inventoriées dans la partie nord du pays. Environ un tiers (33 %) d'entre elles ont des températures supérieures à 45 °C. Les températures les plus élevées enregistrées sont de 98 °C dans la province de Guelma à Hammam El Maskhoutin et de 118 °C dans la province de Biskra. Le réservoir gréseux de l'Albien, situé au sud de l'Algérie, a une température moyenne de l'eau qui atteint 57 °C. Ces sources sont principalement utilisées à des fins récréatives et thérapeutiques, largement reconnues par les habitants.

Les emplacements des principales zones géothermiques en Algérie sont présentés dans la figure 07.¹

Figure N° (2.07): Localisation des principales zones géothermiques en Algérie.



Source:

Avec une telle quantité de sources chaudes dans un pays, il peut être envisagé d'utiliser la chaleur sous pression et d'en faire un travail utile. Ce type d'énergie peut être facilement compris, car il n'est pas nécessaire d'utiliser davantage de combustibles fossiles dans le processus. Cette méthode mérite d'être enrichie et mise en pratique².

Ces sources thermales sont localisées principalement dans les régions du Nord-Est et Nord-Ouest du pays. Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40 °C, la plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (96 °C). Ces émergences naturelles qui sont

¹ Ahmed Bouraiou et al, Status of Renewable Energy Potential and Utilization in Algeria, Journal of Cleaner Production (2019), <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>,P,17

²Lokman Hadji, op cité, p,p, 23,24

généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m^3/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs.

Plus au sud, la formation du continental intercalaire, constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de km^2 . Ce réservoir, appelé communément « nappe albienne » est exploité à travers des forages à plus de 4 m^3/s . L'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57 °C. Si on associe le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représenterait, en termes de puissance, plus de 169.33 Tep.

En ce qui concerne les efforts de promotion des ressources géothermiques en Algérie, la vision globale suggère que l'Algérie dispose de nombreuses sources d'énergie géothermique. Ce type de sources est exploité à des fins de production d'énergie renouvelable.

Cependant, les sources géothermiques en Algérie sont de type à faible enthalpie, et la plupart de cette énergie se situe dans le nord du pays et génèrent un rejet de chaleur de 58.056 Tep. Trois zones géothermiques ont été délimitées selon certaines considérations géologiques et thermiques :

- Les dolomites Télémcéniennes dans la partie nord-ouest de l'Algérie,
- les formations carbonatées dans la partie nord-est de l'Algérie et
- le réservoir de grès Albien au Sahara (sud de l'Algérie).¹

Section 02: le rôle du gaz naturel dans la stratégie de la transition énergétique en Algérie

L'Algérie dispose d'un grand potentiel dans le domaine des énergies renouvelables. En raison des dommages environnementaux résultant de la production d'énergie à partir de sources fossiles, ainsi que du risque de son épuisement, l'État a prévu de remplacer les énergies fossiles par des sources d'énergie renouvelables en lançant plusieurs programmes dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Ces programmes permettent la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, ce qui peut entraîner une réduction de la consommation domestique de gaz naturel, d'autant plus qu'une grande partie du gaz naturel est consommée par les centrales de production d'électricité. Ces programmes peuvent également contribuer indirectement à une augmentation de la consommation du gaz naturel en raison de l'incitation à sa consommation par les propriétaires de véhicules grâce à son inclusion dans le programme d'efficacité énergétique en tant que source d'énergie moins polluante pour l'environnement par rapport à l'essence

Dans cette section, nous présenterons les programmes les plus importants adoptés par le gouvernement algérien pour développer l'exploitation des énergies renouvelables et les résultats les plus importants obtenus, en plus de présenter les expériences de certains pays exportateurs de gaz naturel dans ce domaine.

¹ Senoci benabbou, benhabib abderrezzak, **energy transition challenges in Algeria**, 15 MEEA, Doha 23_25 march 2016, p, 11

Axe 01 : les programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique

Les travaux d'analyse et prospective engagés depuis les années 2000 ont permis de fonder la politique nationale de maîtrise de l'énergie, et d'élaborer des actions à moyen et long termes (2030), déclinés en programme à moyen et court termes axés autour du Programme National de Maîtrise de l'Energie.

Dans le cadre de la mise en œuvre de cette politique, le ministre de l'énergie a confié à l'APRUE le suivi et l'exécution des actions et projets inscrits dans le cadre de ce programme réalisé par tranches annuelles.

1. Historique

Pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, le gouvernement algérien a initié quelques actions isolées au début. Les deux secteurs n'ont commencé à se structurer de manière effective dans le pays qu'au milieu des années quatre-vingt du siècle dernier. Cela coïncide en fait avec la création du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) en 1988 et de l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE) en 1985.

Depuis, le gouvernement algérien a lancé plusieurs programmes sectoriels visant un déploiement assez limité de solutions énergétiques décentralisées, basées sur des ressources renouvelables en faveur des zones rurales enclavées, notamment dans les hauts plateaux et le sud du pays. Ces programmes ont été initiés avec un appui financier direct de l'État. À ce titre, il y a lieu de citer les programmes du Grand Sud, dont celui du balisage solaire, entrepris par le CDER, ainsi que celui de l'électrification solaire autonome de 18 villages, réalisé par Sonelgaz (1998-2001).

Il en a été de même pour le programme de l'efficacité énergétique à travers des actions visant à réduire le gaspillage de l'énergie moyenne, l'encouragement des solutions à base de ressources renouvelables telles que les chauffe-eau solaires ou l'efficacité énergétique prouvée, comme les lampes basse consommation (LBC) pour l'éclairage électrique¹.

Dix-huit villages du Grand Sud ont également été électrifiés par l'énergie solaire, dans le cadre du Programme National d'Électrification 1995-1999. Une deuxième opération du même type est prévue dans le cadre du programme de soutien à la croissance 2005-2009. L'affaire concerne l'électrification de 16 villages dans les états des hauts plateaux et du sud du pays à l'énergie solaire.

Par ailleurs, un important programme a été mis en œuvre en faveur de la région steppique des hauts plateaux. Ainsi, plus de 3 000 foyers ont été électrifiés à l'énergie solaire et ont bénéficié d'équipements d'irrigation solaire et de l'énergie éolienne.

Pour renforcer la politique sectorielle dans ce domaine, la société NEAL a été créée entre le secteur public (SONATRACH et SONELGAZ) et le secteur privé (société SIM) en février 2002. NEAL a déjà lancé, dans la wilaya de Laghouat, un projet de production d'électricité à base d'énergie solaire thermique et de gaz naturel, d'une capacité de 36,285 tep avec une part

¹ CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables**, (Édition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 45.

d'énergie solaire de 30 % en combinaison avec l'utilisation du gaz torché. Ce projet a été attribué à la société espagnole Abner avec un investissement de 300 millions de dollars américains. Elle a également lancé la construction d'un parc éolien de 2,311 tep dans la wilaya de Tindouf.

Ces projets s'inscrivent dans le cadre d'un important programme de développement des énergies renouvelables qui prévoit de porter la part des énergies renouvelables dans le bilan national de la production électrique à 5 % d'ici 2015¹.

Le comité intersectoriel de maîtrise de l'énergie a approuvé en juillet 2005 l'avant-projet du programme national de maîtrise de l'énergie 2006-2010. « Le PNME a été élaboré par l'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE). À l'horizon 2020, le potentiel d'économie cumulé est estimé à 120 000 ktep. Ce premier programme est financé par un fonds alimenté par une taxe révisable, prélevée sur les grands consommateurs d'énergie du pays. Il donne la priorité aux actions permettant d'économiser du fioul, les capacités de raffinage algériennes étant proches de leur pleine utilisation, et de l'électricité afin d'éviter des investissements très importants en infrastructures dus à la hausse de la demande².

2. Programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique 2011-2030

Ce programme vise à fournir à l'Algérie 5 084,2 Tep de capacité installée pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables entre 2011 et 2030, dont 2311 Tep destinés à l'exportation³.

Le gouvernement Algérien a élaboré une politique stratégique pour exploiter son potentiel à partir des sources d'énergie renouvelables à travers la création du programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, dont il a été décidé d'être mis en œuvre durant la période 2011-2030 en quatre phases présentées à travers cinq chapitres.

2.1. Programme des énergies renouvelables

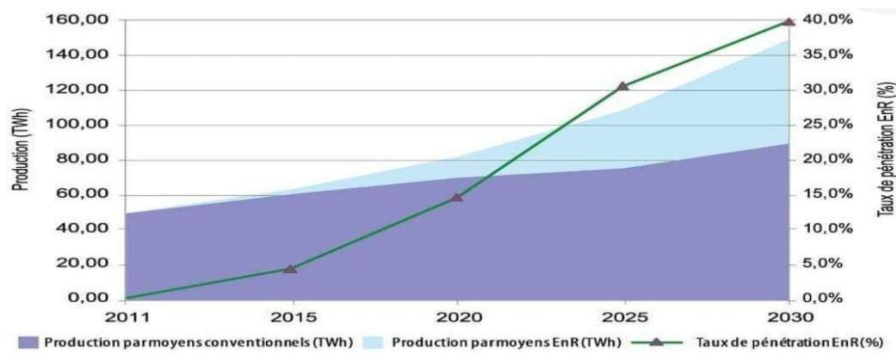
Le programme consacre une part essentielle au solaire thermique et au solaire photovoltaïque. Il vise également à ce que l'énergie solaire atteigne plus de 37 % de la production nationale d'électricité d'ici 2030. L'énergie éolienne occupe la deuxième place en termes de préoccupations du programme, et sa part devrait avoisiner les 3 % de la production d'électricité en 2030.

¹ Ministère de l'énergie et des mines, **Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines 2000_2006**, p, 18

² CDER, **L'Algérie s'engage dans la maîtrise de l'énergie**, bulletins des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, N°9 Juin 2006, p, 07

³ Ministère de l'énergie et des mines, **Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines 1962_2010**, p, 50

Figure N° (2.08): pénétration des EnR dans la production nationale en TWh



Source: Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Mars 2011, Ministère de l'Energie et des Mines, p, 09

Le programme prévoit également l'installation de quelques unités pilotes afin de tester différentes technologies en matière d'énergie biomasse, d'énergie géothermique et de dessalement des eaux saumâtres par différentes filières d'énergies renouvelables¹.

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases :

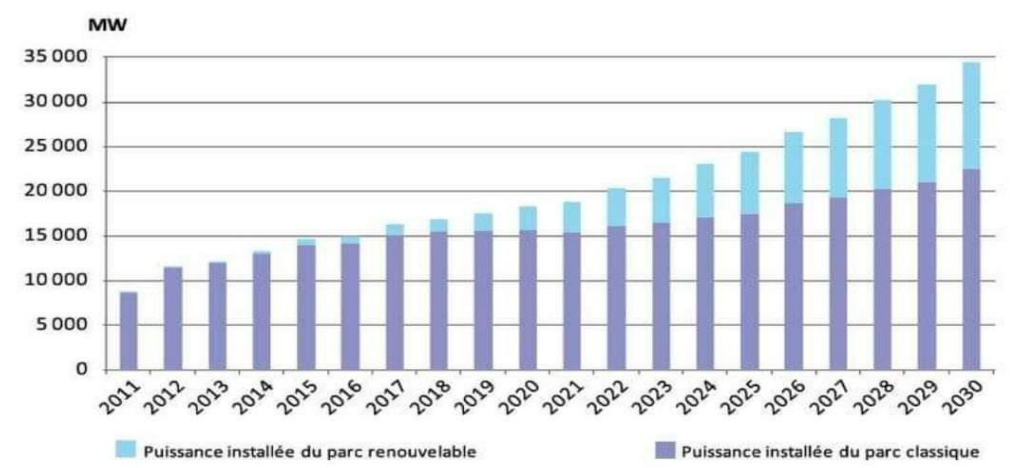
Tableau N° (2.03): Planning de réalisation du programme (Version 2011).

Etap	Action
2011-2013	Réalisation des projets pilotes totalisant une capacité de 25,421 Tep pour tester les différentes technologies ;
2014-2015	l'installation d'une puissance totale de près de 150,215 Tep ;
2016-2020	Déploiement à l'horizon 2020 d'une capacité minimale de 1063,06 Tep, dont 600,86 Tep sont destinés au marché intérieur et 462,2 Tep à l'exportation.
2021-2030	Déploiement à grande échelle du programme en vue d'atteindre à l'horizon 2030 les objectifs respectifs de 277,32 Tep, prévus pour la consommation locale et 2311 Tep à mettre sur le marché international.

Source : CEREFÉ (2020) : Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables, (Edition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 47.

¹ Ministère de l'Energie et des Mines, **Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique**, Mars 2011, p, 08

Figure N° (2.09): structure du parc de la production nationale en MW



Source: Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, Mars 2011, Ministère de l'Energie et des Mines, p, 09

La synthèse de ce programme, par type de filière de production, se présente comme suit¹ :

Tableau N° (2.04): les projets a été lancer par type de filière de production

Le type de l'énergie	La période	Les projets a été lancer
Energie solaire photovoltaïque	2011-2020	Renforcement de la production d'énergie solaire photovoltaïque avec de nouveaux projets d'une capacité totale d'environ 184,88 Tep
	2021-2030	planification de la mise en œuvre des projets d'une capacité totale de 46,22 Tep
Energie solaire thermique	2011-2013	Renforcer la capacité nationale de la production d'électricité avec deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration, d'une capacité totale de stockage d'environ 34,665 Tep
	2016-2020	il est prévu de mises en service de quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 277,32 Tep
	2021-2030	Installation de centrales thermiques d'une capacité totale de 115,55 Tep par an jusqu'en 2023, puis augmentation de la capacité totale installée à 138,66 Tep par an jusqu'en 2030.
Energie éolienne	2011-2013	l'installation de la première ferme éolienne d'une puissance de 2,311 Tep à Adrar

¹ Ministère del'Energie et des Mines, **op cité**, p, p, 10, 12

	2014-2015	deux fermes éoliennes de 4,622 Tep chacune devraient être réalisées
	2016-2030	Des études seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets pour une puissance d'environ 392,87 Tep

Source : fait par l'auteur selon le rapport de Ministère de l'Energie et des Mines

2.1.1 Programme d'efficacité énergétique

Ce programme est basé sur la rationalisation de la consommation d'énergie en donnant accès aux mêmes biens et services tout en utilisant le moins d'énergie possible. Il s'agit également de mesures qui nécessitent de modifier les comportements et d'améliorer les équipements qui favorisant l'utilisation des formes d'énergie les plus adaptées aux différents usages. Ceci est réalisé en se concentrant sur les secteurs de consommation où la demande énergétique constitue une part importante de la demande énergétique locale :

2.1.1.1 Immeuble et résidence :

La consommation énergétique de ce secteur dépasse 40 % de la consommation énergétique finale de l'Algérie, et le programme vise à isoler thermiquement les bâtiments existants, en construction ou en projet. Pour atteindre cet objectif, il faut promouvoir l'utilisation généralisée d'appareils et d'équipements électroménagers performants sur le marché local, notamment les chauffe-eau solaires et les lampes à économie d'énergie. L'objectif ultime est d'améliorer le confort intérieur des maisons en utilisant moins d'énergie.

Ainsi, plus de 30 millions de tonnes d'équivalente énergie devraient être fournies d'ici 2030, réparties comme suit :

2.1.1.2 Eclairage public : L'objectif est de réduire la facture énergétique des collectivités responsables de la composante en économisant environ un million de TEP¹.

2.1.1.3 Promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel:

Le secteur industriel représente environ un quart de la consommation finale d'énergie de l'Algérie. Pour faire face à la consommation énergétique de ce secteur, il est prévu de cofinancer des études de faisabilité pour permettre aux entreprises d'identifier les solutions économiques et techniques les plus appropriées pour réduire leur consommation énergétique, en plus de cofinancer les coûts supplémentaires liés à l'introduction de l'efficacité énergétique dans des projets techniquement et économiquement viables.

2.1.1.4 Le secteur de transport : les promotions dans ce secteur sont

- ✓ Promotion du GPL/C: A l'horizon 2020, il est prévu d'augmenter la part de marché du gaz de pétrole liquéfié carburant (GPL/C) dans le parc automobile à hauteur de 20%. Ce programme prévoit l'octroi d'une aide financière directe aux bénéficiaires qui souhaiteraient convertir leurs véhicules au GPL/C.
- ✓ Promotion du GN/C: Dès le début des années 1990, un programme d'études a été initié pour la conversion au gaz naturel carburant (GN/C) des véhicules utilitaires roulant au gasoil. Des installations ont été réalisées par Sonelgaz pour la distribution de ce carburant à une flotte expérimentale. Il est prévu

¹ CEREF (2020), *op cit*, p. 49.

d'ici 2013 de faire fonctionner au GN/C plusieurs dizaines de bus pour la ville d'Alger et d'étendre l'opération aux autres grandes villes d'Algérie d'ici 2020¹.

2.1.1.5 L'industrie

Le programme encourage les fabricants à rationaliser leur consommation d'énergie. En effet, celle-ci devrait augmenter suite à la reprise économique, et sa consommation énergétique devrait augmenter suite à la reprise économique, jusqu'à 30 000 Ktep d'énergie, et représente donc un défi majeur en termes de maîtrise de l'énergie car sa consommation énergétique devrait augmenter suite à la reprise économique.

2.1.2 Développement des capacités industrielles

L'Algérie envisage de renforcer le secteur industriel Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche.

2.1.2.1 Solaire photovoltaïque

- ✓ **Durant la période 2011-2013:** Le but est l'atteindre un taux d'intégration de l'industrie algérienne de 60 % par la réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité équivalente à 27,732 Tep/an par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouiba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013 et La constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouiba-Eclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTs) en partenariat avec des centres de recherche.
- ✓ **Durant la période 2014-2020 :** L'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire Il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium. Il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des EnR.

- ✓ **Durant la période 2021-2030:** l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de porter la capacité de production des unités photovoltaïques à 46,22 Tep/ an par Le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. La maîtrise totale des activités d'engineering, de procurement et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

2.1.2.2 Solaire thermique

- ✓ **Durant période 2011-2013 :** le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique.
- ✓ **Durant la période 2014-2020:** il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers de la réalisation d'une usine pour la fabrication de miroirs; La réalisation d'usines pour la fabrication d'équipements de fluide caloporteur et de stockage d'énergie; La réalisation d'une usine de fabrication des équipements du bloc de puissance et le développement de l'activité engineering et capacités de conception, procurement et réalisation.
- ✓ **Durant la période 2021-2030:** le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à l'extension de la capacité de fabrication des miroirs; Extension de la capacité de

¹ Ministère de l'Energie et des Mines, **op cité**, p, p, 14, 16

fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie et Extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance plus la Conception, procurement et réalisation des centrales par des moyens propres.

2.1.2.3 Eolien

- ✓ **Durant la période 2011-2013:** le lancement des études pour la mise en place de l'industrie éolienne.
- ✓ **Durant la période 2014-2020:** le but c'est l'atteindre d'un taux d'intégration de 50% par la réalisation d'une usine de fabrication de mâts et de rotors d'éoliennes; la Création d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle et Montée en compétence de l'activité engineering et capacités de conception, procurement et réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration d'au moins 50% par des entreprises algériennes.
- ✓ **Durant la période 2021-2030:** Le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle.¹

2.1.3 Recherche et développement

En effet, comme tout projet, le projet de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, en tant qu'il nécessite un capital physique, nécessite également un capital humain à la mesure de ses objectifs et de ses ambitions. Pour assurer une bonne formation du capital humain de nombreux centres de recherche ont été créés établis, dont certains sont rattachés au Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, et d'autres sont affiliés aux les plus importantes entreprises dans le secteur de l'énergie

2.1.3.1 Les centres de recherche rattachés au Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

- ✓ **Le CDER**, centre de développement des énergies renouvelables,
- ✓ **L'UDTS**, unité de développement de la technologie du silicium,
- ✓ **IAER** institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité

✓ 2.1.3.2 Les centres de recherche affiliée aux plus importantes entreprises dans le secteur de l'énergie

- ✓ **CREDEG** : le Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz filiale du Groupe Sonelgaz
- ✓ **APRUE** : agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie affiliée au secteur de l'énergie et des mines
- ✓ **NEAL** : une société spécialisée dans le développement des énergies nouvelles et renouvelables affilié au secteur de l'énergie et des mines².

2.1.4 Cadre juridique

Afin d'ouvrir la voie à une activité économique compatible avec l'aspect décentralisé de la production d'électricité à partir de ressources renouvelables, la législation algérienne en la matière a pris les devants en 2004 en décrétant.

2.1.4 .1 Loi n°04/09 du 14 août 2004, instituant un programme national de promotion des énergies renouvelables (ER), jusqu'en 2020.

2.1.4 .2 Loi n°09/09 du 30 décembre 2009 loi de finances 2010 Ces lois sont relatives à la création d'un fonds national pour les énergies renouvelables (FNER), et le budget de ce

¹ Ministère de l'Energie et des Mines, **op cité**, p, p, 18, 21

² Ministère de l'Energie et des Mines, **op cité**, p, p, 24, 25

fonds provient des recettes de l'industrie pétrolière estimées à environ 5 %¹.

2.1.4.3 Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011 portant de 0,5% à 1% le pourcentage de la contribution des revenus pétroliers qui alimentent principalement le Fonds National des Energies Renouvelables (FNER)

2.1.4.4 Décret exécutif n° 13-218, publié en juin 2013, qui fixe les conditions d'attribution des primes pour les coûts de diversification de la production nationale d'électricité.

Adopté le 2 février 2014, JO n° 23 en date du 23 avril 2014, qui a été préparé en prélude à l'invitation aux investisseurs dans les installations solaires photovoltaïques d'une capacité comprise entre 0,2311 et 2,311 Tep.

En conclusion, pas une seule demande d'investissement n'a émergé dans le cadre de cette initiative, reconnue comme une alternative éprouvée dans le monde entier lorsqu'il s'agit d'encourager toute contribution des citoyens au développement durable dans la base des ressources renouvelables².

3. Programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique 2015-2030 (Version réactualisée en 2015 du PNEREE)

Les changements importants intervenus dans le monde en termes de coûts d'investissement et de production d'électricité à partir de différentes ressources renouvelables ont été la principale raison de la mise à jour de la première version du PNEREE 2011. En effet, il est à rappeler que c'est le (CSP) qui a été initialement adopté pour générer 1 663,92 Tep d'électricité solaire (Tableau 6), soit plus de 2.5 fois la part du solaire photovoltaïque (647,08 Tep).

Tableau N° (2.05): Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues en 2011.

Solaire thermique à concentration (CSP)	Photovoltaïque	Eolien	Total
1663,92 Tep	647,08 Tep	462,2 Tep	2773,2 Tep

Source: CEREFEE (2020), **Transition Énergétique en Algérie: Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables**, (Edition 2020): Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 46.

Les coûts de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie solaire concentrée en 2011 étaient sensiblement les mêmes (0,35 \$/kW). Après cela, le coût de l'énergie solaire photovoltaïque a chuté à moins de 0,15 \$/kWh en 2015, tandis que le coût de l'énergie solaire concentrée est tombé à 0,25 \$/kWh.

C'est la principale raison pour laquelle nous avons revu la première version du programme, même s'il a été lancé relativement récemment. Ainsi, la part du solaire concentré a été revue à la baisse (462,2 Tep au lieu de 1 663,92 Tep) avec son développement effectif reporté après 2021, tandis que la part du solaire PV a été multipliée par 5 (3 137,1 825 Tep au lieu de 647,08 Tep), soit 62 % du total 5 084,2 Tep prévu pour 2030. Mieux encore, plus de 1039,95 Tep, dont les 2/3 de solaire photovoltaïque, sont programmés pour être réalisés avant 2020 selon le planning en présente dans le Tableau 7.

¹ Khouildat salah and authers, **op cité**, p,p ,07, 09.

² CEREFEE (2020), **op cité**, p,p, 47, 48.

Tableau N° (2.06): Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en Tep).

Type d'énergie	1ère Phase 2015-2020	2ème Phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	693,3	2443,8825	3137,1825
Eolien	233,411	924,4	1157,811
Csp	-	462,2	462,2
Cogénération	34,665	57,775	92,44
Biomasse	83,196	147,904	231,1
Géothermie	1,1555	2,311	3,4665
Total	1045,7275	4038,4725	5084,2

Source: CEREFÉ (2020), **Transition Énergétique en Algérie: Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies renouvelables**, (Edition 2020): Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 50.

Cependant et avec le recul, on observe qu'à ce jour (2020), au même titre que la première version du programme, le planning tracé n'a été ni suivi ni même vu un début d'application quelconque. En effet, la seule activité visible sur le terrain dans le domaine des énergies renouvelables dans le pays depuis 2015 a essentiellement été dominée par la réception (étalée jusqu'en 2017) des centrales solaires photovoltaïques totalisant 79,2673 Tep du programme lancé en 2014 par SKTM. A côté de cela, Sonatrach, a mis en service en 2018 une première centrale solaire photovoltaïque de 2,311 Tep à Bir Rebaa Nord (BRN), wilaya de Ouargla et ce dans le cadre de sa stratégie SH 2030 qui vise à déployer une capacité totale de 531,53 Tep en énergie solaire à l'horizon 2030¹.

4. Programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique 2020-2035(Programme National de Transition Énergétique 2020)

Le gouvernement met en œuvre un plan d'action axé sur le triple axe du renouveau, qui comprend l'économie numérique, la sécurité alimentaire et la transformation énergétique. La transition énergétique occupe une place importante dans le plan d'action du gouvernement, qui met l'accent sur le « triple axe du renouveau économique fondé sur la sécurité alimentaire, la transformation énergétique et l'économie numérique ». Outre la diversification des sources d'énergie par le développement des énergies renouvelables, le programme de transition énergétique vise à renforcer l'efficacité énergétique comme effort complémentaire de grande importance. Le pays ambitionne de s'affranchir progressivement de sa dépendance aux ressources traditionnelles et d'initier l'émergence d'énergies vertes et durables, disponibles localement et en abondance, comme l'énergie solaire. Cette approche repose en fait sur les considérations suivantes :

- Conservation et valorisation des ressources fossiles ;
- Changement du modèle de production et de consommation d'énergie ;
- Développement durable et protection de l'environnement ;

¹ CEREFÉ (2020), **op cité**, p, 50.

4.1 Au titre du développement des énergies renouvelables

Un programme d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique algérien, d'une capacité de 3.697,6 Tep métriques, est prévu pour 2035. Ce programme repose sur la pénétration de l'énergie solaire photovoltaïque, composante clé de la transition énergétique de l'Algérie, selon le ministère de l'Energie. Ainsi, 3 466,5 Tep d'énergie solaire devraient être produites exclusivement par des centrales solaires connectées au réseau électrique national. Le premier lot de 924,4 tonnes devrait être mis en œuvre d'ici 2024, tandis que les 231,1 Tep restantes seront déployées de manière indépendante d'ici 2030.

C'est dans cette optique qu'un projet intitulé « Tafouk I » visant la réalisation de 924,4Tep de solaire photovoltaïque a été présenté en mai 2020, avec pratiquement un contenu identique à celui de capacité (935,955 MWc) évoqué précédemment (voir section 2.3) et qui n'a jamais eu de suite. Ce dernier a en effet été repris tel qu'il était, mais sans la composante industrielle et moyennant de légères modifications (huit lots de 115,55 Tep au lieu de trois de 311,985 Tep précédemment), ainsi qu'une adaptation du volet financement selon la nouvelle restructuration de Sonelgaz qui a eu lieu entre-temps. En effet, c'est la nouvelle société de distribution, la SADEG en l'occurrence, née en 2017 du regroupement de l'ensemble des quatre anciennes filiales régionales (SDA, SDC, SDO et SDE), qui est appelée à représenter Sonelgaz dans son association avec Sonatrach pour le montage de la société destinée à prendre en charge le projet.

Sur un autre plan, l'hybridation des moyens de production d'électricité à base de ressources conventionnelles (diesel, gaz) au niveau du sud du pays avec le solaire photovoltaïque a également été présentée comme étant une action prioritaire.

Concernant le volet développement des énergies renouvelables en hors réseau (productions autonomes), le plan d'action du gouvernement comprend :

- ✓ La réalisation d'une capacité cumulée de 231,1 Tep à l'horizon 2030, dont la moitié avant 2024, et ce à l'aide de moyens de production autonomes mais sans aucune indication des moyens d'accompagnement en matière de stockage.
- ✓ Promouvoir la maîtrise locale de l'énergie ;
- ✓ Renforcer le cadre réglementaire en incluant la certification obligatoire des installateurs, l'agrément des bureaux d'études impliqués et définir les mécanismes financiers aidant au développement des énergies renouvelables horsréseau.

4.2 Au titre de la politique d'efficacité énergétique

Les mesures fortes que le gouvernement envisage de mettre en œuvre en matière d'efficacité énergétique, visent essentiellement une réduction drastique du gaspillage. Il a été préconisé d'encourager cette tendance, dont la mise en œuvre au niveau des différents secteurs d'activité, sera axée sur les mesures suivantes :

- ✓ La généralisation des procédés d'isolation thermique dans les nouvelles constructions, La mise en place d'un programme national pour la conversion des véhicules touristiques au GPLc et le développement du GNC pour ceux de transport collectif;
- ✓ L'équipement du réseau d'éclairage public et les divers édifices abritant les services administratifs nationaux avec des dispositifs à basse consommation;
- ✓ La mise en place d'un cadre réglementaire prohibant l'importation et la production d'équipements énergivores;
- ✓ L'élargissement du dispositif incitatif à l'investissement aux filières permettant la fabrication locale d'équipements et de composants dédiés à l'efficacité énergétique¹.

5. Les réalisations des programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique en Algérie

Après avoir présenté les programmes de transition énergétique en Algérie, nous évaluerons et

¹ CEREFÉ (2020), *op cité*, p, p, 52,53.

présenterons dans cette section les résultats les plus importants obtenus grâce à la mise en œuvre de ces programmes dans le domaine des énergies renouvelables.

5.1. Les réalisations du programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique 2011-2030

Réalisations dans le cadre du PNEREE 2011: Le planning de réalisation n'a jamais été suivi dès la première étape. En effet, sur l'ensemble des projets pilotes totalisant les 25,421 Tep prévus, seules trois réalisations ont vu le jour, avec une puissance globale de 8,38893 Tep soit :

5.1.1 La centrale hybride (gaz-solaire thermique) de Hassi-Rmel, avec 5,7775 Tep de solaire thermique à concentration CSP (mise en service en 2011).

5.1.2 La centrale photovoltaïque (PV) de 0,25421 Tep de Ghardaïa englobant les quatre technologies PV, avec et sans poursuite du soleil (mise en service en 2014).

5.1.3 La centrale éolienne de 2,35722 Tep de Kabertène (Adrar) englobant 12 aérogénérateurs de puissance nominale de 0,196435 Tep chacun (mise en service en 2014).

Pour le reste, seul un programme totalisant 79,2673 Tep de centrales solaires photovoltaïques a été lancé début 2014, sous forme de projet en EPC (Engineering, Procurement & Construction), par SKTM (Sharikat Kahrab wa Takat Moutadjadida), filiale de production d'électricité de Sonelgaz, créée en avril 2013. Celle-ci, a pour missions principales l'exploitation des réseaux d'énergie électriques isolés du sud (production en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national. C'est dans ce contexte que dix centrales solaires photovoltaïques totalisant 61,2415 Tep et partitionnées en trois lots (Est, Centre et Ouest) ont été réalisées au niveau des hauts plateaux, tandis que dix autres l'ont été dans le cadre du lot sud (18,0258 Tep)¹.

5.2 Consistance physique des principales réalisations recensées

Afin de donner un aperçu global aussi détaillé et précis que possible de l'ensemble des réalisations effectives relève du domaine des énergies renouvelables en Algérie, notamment depuis le lancement du PNEREE en 2011, il convient de distinguer celles connectées au réseau de celles qui ne le sont pas. Installations connectées au réseau : L'ensemble des installations de génération d'électricité à base de ressources renouvelables connectées au réseau, réalisées à ce jour, relèvent toutes de programmes initiés par des institutions publiques (SKTM, CREG, Sonatrach) et réalisées sur fonds propres du gouvernement. Un récapitulatif de celles-ci est donné ci-après (tableau 8)

Tableau N° (2.07): Bilan global des installations connectées au réseau.

Réalisations	Capacité (Tep)	Année de mise en service
Centrale pilote hybride (gaz-solaire thermique à concentration ou CSP) de Hassi-Rmel	5,7775	2011

¹ CEREFÉ (2020), **op cité**, p. 47.

Centrale pilote à base de solaire photovoltaïque de Ghardaïa	0,25421	2014
Centrale éolienne de kabertène (Adrar)	2,35722	2014
Centrales solaires photovoltaïques du programmes lancé début 2014 par SKTM (au nombre de 22)	79,2673	2018
Centrale solaire photovoltaïque de 10 MWc de Sonatrach (Bir Rebaa Nord ou BRN) près de Ouargla	2,311	2018
Total	89,96723	

Source: CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables**, (Edition 2020) : Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 54.

Etant donné le niveau de puissance unitaire très modeste des installations de production autonome d'électricité à base de ressources renouvelables et le manque de références réglementaires quant à leur réalisation, un bilan précis reste difficile à établir en la matière. Néanmoins, le Commissariat a entrepris un recensement dans ce sens en adressant un questionnaire à l'ensemble des institutions publiques plus ou moins concernées, afin de recueillir toute information utile dans le domaine. Ceci étant, afin d'établir un inventaire assez représentatif de la réalité, qui pourrait aider à donner un aperçu fiable de la dynamique instaurée dans le pays quant à ce volet des installations autonomes et en tenir compte dans les projections à venir en matière de transition énergétique. Les réponses aux questionnaires ainsi reçues, montrent que pratiquement tous les secteurs ont plus ou moins intégré, à divers degrés, les énergies renouvelables dans leurs plans de développement respectifs (Tableau 9). Ceci étant soit pour satisfaire la demande en électricité de certaines applications isolées, pour lesquelles l'accès au réseau de distribution est difficile ou trop coûteux, soit dans le but d'assurer une certaine autonomie à l'aide d'une production locale destinée à des besoins précis¹.

Tableau N° (2.08): Bilan cumulé en 2019, des réalisations par secteur en matière d'installations solaires photovoltaïques hors réseaux.

Secteurs recensés	Capacités installées Tep
Ministère de la Défense Nationale	0,8918149
Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire	2,1136406
Ministère de l'Energie	0,0794984
Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural	0,9699267
Ministère de la Poste et de la Télécommunication	0,2165407
Ministère de l'Habitat, de l'Urbanisme et de la Ville	0,0591616

¹ CEREFÉ (2020), **op cité**, p, 54.

Ministère du Tourisme de l'Artisanat et du Travail Familial	0,1414332
Ministère de la Culture	0,004622
Ministère du Transport et des Travaux Publics	0,3977231
Ministère des Ressources en Eaux	0,0563884
Ministère de Commerce	0,0062397
Ministère de l'Enseignement et de la Formation Professionnels	0,0027732
Total	4,9397625

Source : CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables**, (Edition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 55.

5.2.1 Nature des principales réalisations hors réseau recensées

Comme l'indique le tableau ci-dessus, c'est le Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT), ainsi que celui de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR), qui semblent avoir été les plus actifs, au vu des capacités cumulées de leurs installations solaires photovoltaïques, qui ont respectivement atteint 2,1136406 Tep et 0,9699267 Tep. Ce sont donc quelques détails sur les applications qui en sont faites par ces deux secteurs qui vont être développés ci-après.

Tableau N° (2.9): Réalisations des projets d'énergie solaire par le Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire (MICLAT).

Applications	Capacités cumulées en 2019 (Tep)
Eclairage public (404 551 nouveaux points lumineux dont 15150 à l'énergie solaire photovoltaïque). Il a également été procédé à la substitution de 265 758 lampes énergivores dans le réseau d'éclairage public existant par des luminaires LED.	4,9397625
Electrification de 348 écoles primaires à l'aide d'installations solaires photovoltaïques, dont 96 situées dans des zones éloignées du réseau public d'électricité.	0,3501165
Installation de 3550 Kits solaires individuels au profit des foyers dépourvus de tout moyen d'électrification.	0,834271
1. Installation de 3500 points lumineux solaires aux abords des plages, forêts récréatives. 2. Installation de bornes solaires destinées à la recharge des batteries de faibles capacités.	0,9292531
Total	0,9699267

Source : CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables**, (Edition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 56.

Remarque:

- 1- Le Ministère de l'Habitat et de la Ville a également contribué avec 2 561 unités d'éclairage public solaire, totalisant une capacité cumulée de 0,0591616 Tep, réalisés dans le cadre des nouvelles villes dont il a la charge.
- 2- Les installations solaires destinées aux écoles primaires et autres institutions concernées par le programme solaire du MICLAT, pourraient être mieux rentabilisées si leur connexion au réseau Basse Tension de proximité reste possible. En effet, certains mécanismes de rémunération du surplus d'énergie électrique produite et injectée sur le réseau, notamment en dehors du temps d'occupation des lieux (Vacances, jours fériés...), pourraient être envisagés moyennant une réglementation spécifique.
- 3- Pour l'éclairage public solaire, il est impératif d'établir un référentiel national pour assurer la qualité des installations et les adapter aux conditions environnementales et climatiques spécifiques aux diverses régions du pays.

Tableau N° (2.10): Réalisations des projets d'énergie renouvelable par le Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR).

Applications	Institution impliquée	Capacités cumulées en 2019 (Tep)	Capacités prévues en 2020 (Tep)
Kits solaires distribués dans les zones isolés	CDARS (29 unités)	0,0034665	
	HCDS	0,265765	0,32354
	DGF (5503 unités)	0,50842	
Systèmes solaires pour le pompage d'eau	CDARS (26 unités)	0,009244	
	HCDS	0,0448334	0,006933
	DSA (281 unités)	0,099373	0,1673164
Systèmes éoliens pour le pompage d'eau	CDARS (42 unités)	0,0106306	
Systèmes hybrides solaire PV/Diesel	HCDS	0,0281942	
Total		0,9699267	

Source: CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables**, (Edition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger, p, 56.

Concernant le ministère de l'Agriculture, différents programmes ont été menés depuis plusieurs années et ont consisté en la distribution de kits solaires pour les ménages isolés dans le cadre du développement rural, ainsi que des installations de systèmes solaires et éoliens pour le pompage d'eau, notamment pour les puits de parcours pour l'abreuvement du cheptel. Les institutions ayant contribué à ces programmes sont le Haut-Commissariat au Développement de la Steppe (HCDS), la Direction Générale des Forêts (DGF), le Commissariat au Développement de l'Agronomie Saharienne (CDARS) et les Directions des Services Agricoles (DSA). La capacité totale recensée pour l'ensemble des projets est de l'ordre de 0,9699267 Tep.

En conclusion, le bilan global montre que l'Algérie n'a réalisé qu'environ 0,0949821 Tep en comptabilisant l'ensemble des projets liés aux énergies renouvelables qu'ils soient en mode raccordé au réseau avec environ 0,090129 Tep, soit environ 95% du total, ou autonome avec près de 0,0048531 Tep, dont la part ne représente que 5 %¹.

4.2.1 Bilan des énergies renouvelables en Algérie durant la période

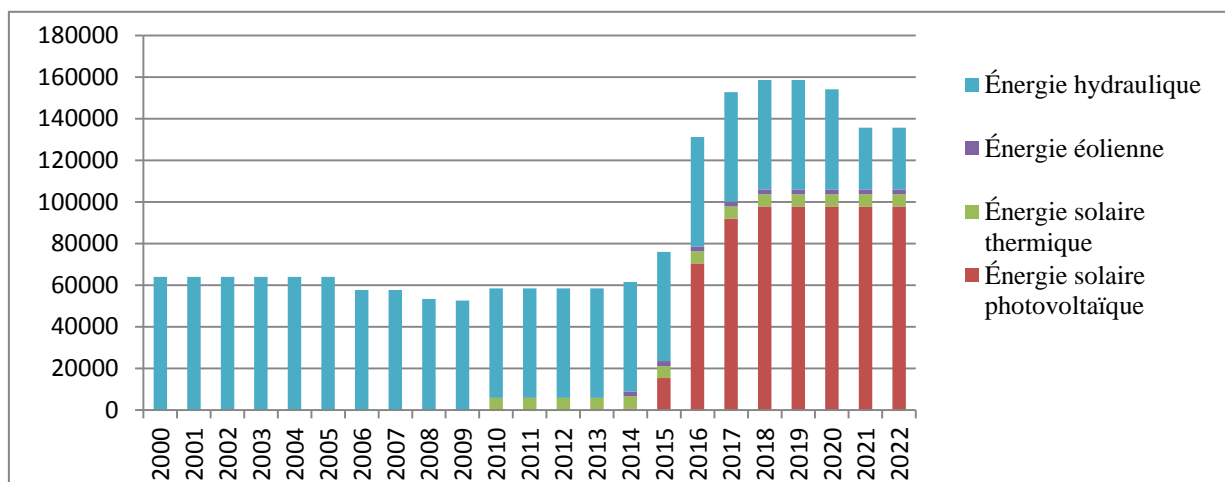
Tableau N° (2.11): La part des énergies renouvelables dans la capacité électrique (%)

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
La part des énergies renouvelables dans la capacité électrique (%)	4,52	4,52	4,18	4,1	3,93	3,52	3,02	2,81	2,57	1,93	2,1	2,09
Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
La part des énergies renouvelables dans la capacité électrique (%)	1,86	1,59	1,59	1,82	2,83	3,21	3,09	2,8	2,63	2,28	2,26	

Source : L'Agence international des énergies renouvelables

La capacité de la production d'électricité d'origine des énergies renouvelables (Tep) par type d'énergie durant la période (2000-2022) présentera dans **la Figure N° (2.10)**

Figure N° (2.10): la capacité de la production d'électricité d'origine des énergies renouvelables par type d'énergie en Tep durant la période (2000-2022)



Source : fait par l'auteur selon les données d'ARENA

Le graphique montre la capacité installée d'origine renouvelable par type d'énergie durant la période (2000-2022), on remarque que le domaine des énergies renouvelables a été diminué par l'énergie hydraulique durant la période (2000-2016) après cela, le secteur a connu une progression dans la capacité installée de l'énergie solaire photovoltaïque

¹ CEREFÉ (2020), *op cité*, p, p, 55, 57.

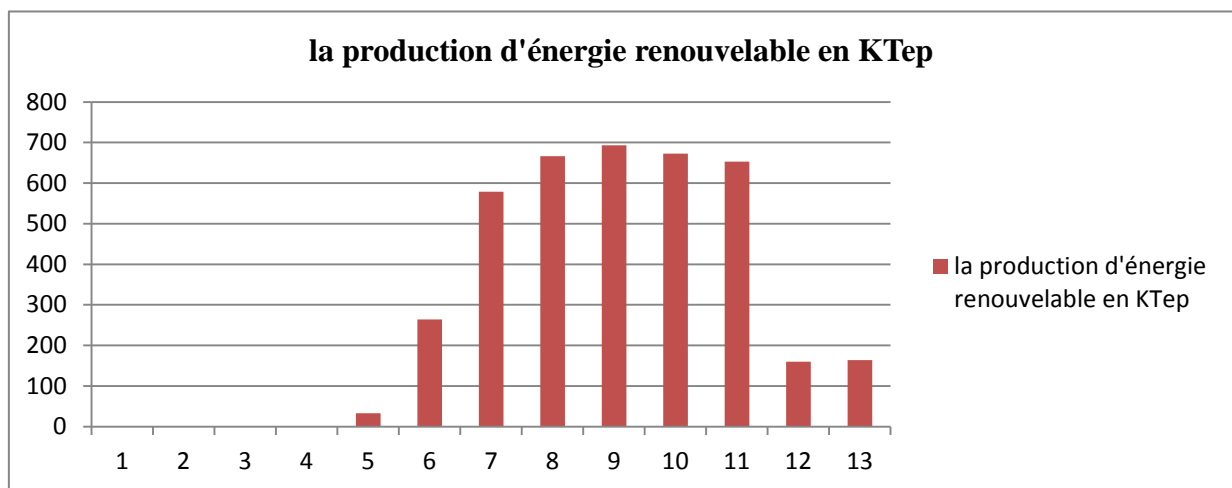
Tableau N° (2.12): La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité (%)

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité (%)	0,21	0,26	0,21	0,9	0,8	1,69	0,62	0,61	0,7	0,89	0,38	0,94
Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité (%)	1,02	0,49	0,61	0,47	0,61	0,84	1,02	1,03	1,06	0,91	0,90	

Source : Agence international des énergies renouvelables

La production d'énergie d'origine renouvelable par type d'énergie présentera dans la Figure N° (2.01)

Figure N° (2.11): La production d'énergie d'origine renouvelable en Tep durant la période (2011-2023)



Source : fait par l'auteur selon les données d'ARENA

Le graphique montre la production d'énergie renouvelable au cours de la période (2011-2023). Nous constatons que la production d'énergie renouvelable en Algérie est faible par rapport à ce qui était prévu dans le cadre du programme de transition énergétique et d'efficacité énergétique. Cela peut être dû au manque de planification adéquate pour exploiter le potentiel du pays en matière d'énergie renouvelable.

Axe 02: les expériences des pays exportateurs du gaz naturel dans le domaine des énergies renouvelables : Le cas de Nigéria

Le Nigéria est un pays africain situé dans l'Afrique de l'Ouest, Il est bordé à l'ouest par le Bénin, au nord par le Niger et le Tchad, à l'est par le Cameroun, au sud par le golfe de la Guinée équatoriale. Il est le pays le plus peuplé d'Afrique avec une population a atteint 230 844 184 habitants (2023) dans une Superficie estimé à 923 768 km^2 avec une densité de 249,89 habitants / km^2 et une Croissance démographique de 2,56 % / an¹.

L'économie du Nigéria est une économie rentière dépendant des hydrocarbures. Il est l'un des principaux producteurs d'hydrocarbures du continent africain, avec un PIB estimé à 440,834 milliards \$USD (2021) avec un taux de croissance atteignant 3,60 % / an (2021), la forte dépendance aux revenus pétroliers (90 % des exportations, deux tiers des recettes fiscales), Le

¹ <https://www.populationdata.net/pays/nigeria/>, consulté le 18/08/2023.

Nigéria dispose par ailleurs des premières réserves prouvées de gaz naturel en Afrique (les 10e au niveau mondial) et est le 3eme producteur de gaz naturel du continent, derrière l'Algérie et l'Égypte, avec une production de 43 375 500 Tep en 2021. Soulignons par également que le Nigéria est à la fois l'un des principaux exportateurs mondiaux de gaz naturel liquéfié (GNL) et l'un des pays « brulant » le plus de gaz, en raison du manque d'infrastructures pour capter du gaz associé sur les champs pétroliers¹.

Le Nigeria produit la majeure partie de son électricité à partir d'énergie thermique et hydraulique, avec une capacité installée d'environ 2 893,8342 Tep. 70,43 % de l'électricité produite provient du gaz naturel, suivi de l'hydroélectricité avec environ 27,27 % et du charbon (1,80 %) en 2022. Cependant, près de 40 % de la population n'a pas accès à l'électricité connectée au réseau, et ceux qui y sont connectés en souffrent. Le réseau a souffert de pannes de courant généralisées, et le pays envisage de diversifier les types de combustibles utilisés pour produire de l'énergie afin de libérer du pétrole. À l'export, Il souhaite accroître les énergies renouvelables dans le mix de production²

Selon les estimations de la Banque mondiale, environ 55 % des ménages nigériens avaient accès à l'électricité en 2020, contre 48 % en 2010. Les disparités entre les taux d'électrification urbains et ruraux sont importantes ; 84 % des habitants des zones urbaines avaient accès à l'électricité en 2020 (contre 80 % en 2010), contre environ 25 % des habitants des zones rurales (en légère hausse par rapport à 24 % en 2010).

Le secteur de l'énergie électrique du Nigeria est confronté à de nombreux défis, tels qu'une infrastructure électrique médiocre et sous-développée ainsi que des pertes élevées dans le transport et la distribution. Même ceux qui ont accès à l'électricité sont confrontés à de fréquents délestages qui entraînent des pannes de courant. En conséquence, les résidents et les entreprises dépendent de générateurs électriques coûteux alimentés au mazout ou de biomasse et de déchets traditionnels hors réseau pour répondre à leurs besoins énergétiques³.

Le potentiel énergétique renouvelable est assez élevé au Nigéria, ce qui pourrait réduire les écarts énergétiques entre les zones rurales et urbaines du pays, en particulier dans le nord. Le Nigeria dispose de ressources énergétiques renouvelables telles que l'hydroélectricité et l'énergie solaire⁴

1. Le potentiel des énergies renouvelables du Nigéria

La situation géographique et la diversité climatique permettent au Nigeria de disposer de nombreuses sources d'énergie renouvelables, dont la plus importante est l'hydroélectricité en raison de sa disponibilité sur de nombreux fleuves, en plus de l'énergie solaire et éolienne.

1.1 L'énergie solaire

Le Nigeria est situé dans la région de la ceinture d'ensoleillement élevé entre 3° et 14° de longitude à l'est de Greenwich et 4° et 14° de latitude nord de l'équateur avec une superficie de 923 768 km^2 . La moyenne annuelle du rayonnement solaire total varie d'environ 0,00080885 Tep/ m^2 /jour dans les régions côtières à environ 0,0016177 Tep/ m^2 /jour le long des zones semi- arides de la région frontalière nord. En moyenne, le pays reçoit un

¹ <https://www.connaissancedesenergies.org/situation-energetique-du-nigeria-230504>

² Nigeria power market: study période : 2019-2028, **Mordor intlligence**, 2022, p, 10.

³ Country analysis brief : Nigeria, **EIA**, April 2023, p,08

⁴ Olusola Bamisile et al, **A review of renewable energy potential in Nigeria; solar power development over the years**, Engineering and Applied Science Research October – December 2017;44(4):242-248, 244

rayonnement solaire d'environ 8 288,28 Tep/m²/jour. Les heures d'ensoleillement moyennes sont estimées à 6 heures par jour. Le rayonnement solaire est assez bien réparti.

La moyenne minimale est d'environ 0,000820405 Tep/m²/jour à Katsina dans l'extrême Nord pendant le mois de janvier et de 0,00078574 Tep/m²/jour à Calabar dans la région du Sud-Est vers le mois d'août et la moyenne maximale est de 0,0018488 Tep/m²/jour à Nguru dans le Nord-Est au cours du mois de mai.

Avec une intensité de rayonnement moyenne de 0,0011555 Tep/m²/jour et une efficacité conventionnelle, et si des modules de capteurs solaires étaient utilisés pour couvrir 1 % des superficies du Nigeria, ils généreraient environ l'équivalent énergétique quotidien de 44 371,2 Tep d'énergie à partir d'une centrale à gaz fonctionnant à pleine capacité 24 h/24.

1.2 L'énergie éolienne

Le Nigeria a une vitesse de vent moyenne annuelle de 4,570 m/s dans la région nord et de 2,747 m/s dans la région sud, avec une hauteur de 10 m. de 2 m/s dans la région côtière du sud et de 8 m/s dans la région de l'extrême nord à une hauteur de 50 m¹.

Une étude réalisée par la Commission de l'énergie du Nigeria (ECN) révèle que la réserve totale d'énergie éolienne exploitable à 10 m de hauteur peut varier de 1,8488 Tep/an à Yola à 11,7861 Tep/an dans la zone montagneuse de Jos, et pourrait atteindre jusqu'à 22,4167 Tep/an à Sokoto. Une estimation potentielle de la vitesse du vent pour 10 sites sélectionnés au Nigeria donne une vitesse comprise entre 3,6 et 5,4 m/s. Les potentiels élevés d'énergie éolienne pour certains États sélectionnés du Nigeria sont décrits dans le tableau 14. En supposant une capacité de production moyenne de 1,1555 Tep/km² (a) et un facteur de capacité de 30 % (b), seulement 1 % de la superficie éolienne effective de ces États sélectionnés a un potentiel de production de 11 565,6306Tep/an d'électricité. Le tableau 14 montre les potentiels détaillés et les densités d'énergie éolienne à 25 m de hauteur, dans 22 États sélectionnés du pays².

Tableau N° (2.13): Estimation de l'énergie éolienne à 25 m de hauteur.

Site	Vitesse moyenne du vent au niveau 25 m (m/s)	Énergie éolienne moyenne mensuelle (Tep)	Énergie éolienne annuelle (Tep)	Énergie éolienne annuelle provenant d'une éolienne	
				Diamètre de lame de 10 m	Diamètre de lame de 25 m
Benin City	2.135	0,00053615	0,00643845	0,00296039	3,16001056
Calabar	1.702	0,00025883	0,00310136	0,05056699	1,52237818
Enugu	3.372	0,00180951	0,0217026	0,24350776	10,6532386
Ibadan	2.62	0,00095907	0,01150416	1,70453583	5,64720351
Ilorin	2.078	0,00028425	0,0034041	0,90353167	1,67098473
Jos	4.43	0,00370916	0,0445191	0,26739657	21,8528114

¹ Yusuf. N. Chanchangil and all, **Nigeria's energy review: Focusing on solar energy potential and penetration**, Environment, Development and Sustainability (2023) 25:5755–5796, p,p, 5775, 5777

² Mohamed Shaaban, J.O. Petinrin, **Renewable energy potentials in Nigeria: Meeting rural energy needs**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 29 (2014), p, 77

Kaduna	3.605	0,0022902	0,04365017	3,49645056	13,485859
Kano	3.516	0,00198053	0,02377095	0,21649679	11,6685348
Lagos	2.671	0,0010076	0,01209115	1,86696677	5,93523037
Lokoja	2.235	0,00060086	0,00721263	0,94745916	3,54049129
Maiduguri	3.486	0,00194586	0,02334341	1,02867925	11,4586706
Mina	1.589	0,00024266	0,00291186	1,83345727	1,42935581
Makurdi	2.689	0,00102608	0,0123107	0,22869656	6,04299924
Nguru	4.259	0,00334633	0,04015131	0,96680916	19,7092295
Oshogbo	1.625	0,00024728	0,00296039	3,38450341	1,4531776
Port Harcourt	2.64	0,000963687			
Potiskum	3.636	0,00218158	0,01155038	0,90717843	5,66977967
Sokoto	4.476	0,00380622	0,02617208	2,05548429	12,8471864
Sokoto	4.476	0,00380622	0,04568385	3,58800083	22,4250057
Wari	2.027	0,00046682	0,00559262	0,43924253	2,74527157
Yelwa	3.36	0,00179334	0,02152234	1,69046877	10,5646417
Yola	1.824	0,0003351	0,00400727	0,31473047	1,96706543
Zaria	2.891	0,00122945	0,01476267	1,15948879	7,24660732
Total		0,03102055	0,38836355	27,7502338	182,695733

Source: Nigeria Climate Assessment, LCD Power Sector, preliminary report (2011).

Néanmoins, compte tenu du rendement énergétique brut prometteur et du grand potentiel de l'énergie éolienne au Nigeria, la prospection éolienne en est encore à ses balbutiements. Le Nigeria n'a pas encore utilisé le potentiel de l'énergie éolienne pour le bien de ses citoyens, en particulier des habitants des zones rurales. Le Nigeria doit faire un pas en direction d'Escom, la compagnie d'électricité sud-africaine, qui a commencé à produire de l'électricité à partir de trois éoliennes sur le site de Klipheuwel en 2002, en vue d'étudier le potentiel de l'énergie éolienne à grande échelle pour production d'électricité en masse¹.

1.3 L'énergie hydraulique

L'hydroélectricité est l'une des principales sources de la production d'électricité de base. Malgré son coût d'investissement initial élevé, l'hydroélectricité constitue l'une des sources d'électricité les moins chères et les plus propres. Le pays est bien doté en grandes rivières et en quelques chutes naturelles qui, ensemble, sont responsables du fort potentiel hydroélectrique du pays. Les fleuves Niger et Bénoué et leurs nombreux affluents constituent le cœur du système fluvial nigérian, qui offre une source d'énergie renouvelable pour le développement hydroélectrique à grande échelle (supérieure à 23,11Tep). En outre, il existe plusieurs dizaines de petites rivières et ruisseaux qui peuvent être exploités pour des projets hydroélectriques à petite échelle (moins de 2,311 Tep).

Le potentiel hydroélectrique total à grande échelle techniquement exploitable du pays est estimé à plus de 2 311Tep, capable de produire 83 19600 Tep d'électricité par an. En 2001, seulement un cinquième de ce potentiel avait été exploité. Le potentiel de la petite hydroélectricité est estimé à 169,6274 Tep. Il est urgent de développer de petites centrales hydroélectriques pour fournir de l'électricité aux zones rurales et aux établissements isolés.

¹ Mohamed Shaaban, J.O. Petinrin, **op cité**, p, 77

Au Nigeria, la production hydroélectrique représente une part substantielle du mix total de production d'électricité. Au début de 1999, l'hydroélectricité représentait environ 32 % de la capacité de production d'électricité installée connectée au réseau¹.

1.4 L'énergie de la biomasse

Le Nigéria dispose d'une capacité estimée à environ 816 Tep de ressources en biomasse, 13 millions d'hectares de terres boisées et 61 millions de tonnes par an de résidus de cultures et de déchets animaux².

Les ressources agricoles sont classées en cultures vivrières ou en résidus agricoles, et ces ressources sont actuellement utilisées pour la cuisine domestique ou pour des applications industrielles. Les diverses ressources agricoles disponibles au Nigéria comprennent le manioc, la canne à sucre, la tige de maïs, la balle de riz, la coque de palmiste, la noix de coco, les noix de cajou, l'arachide, le sésame, le jatropha curcas et l'huile de ricin. Ces ressources présentent un excellent potentiel pour la production de biocarburant. En raison de sa dépendance excessive aux combustibles fossiles conventionnels, le pays compte très peu d'entreprises de biocarburants. Il a été rapporté que le potentiel des ressources agricoles du Nigeria est estimé à 697,15 TJ. Il s'agit d'une quantité considérable et peut être viable pour la production d'énergie utile.

Les ressources en déchets solides municipaux sont des substances produites par les activités humaines. En raison de la forte population du Nigéria, le pays dispose d'énormes ressources potentielles de déchets solides municipaux, avec une moyenne de déchets solides municipaux par habitant variant selon les villes du pays. Le pays génère environ 74 428,85 tonnes de déchets solides municipaux par jour, soit 2,04 millions de m^2 .

Les déchets solides municipaux peuvent être convertis en bioénergie grâce à la digestion anaérobie, aux chaudières à vapeur, à la combustion des ressources et à la gazéification. Un petit nombre d'entreprises privées et gouvernementales génèrent des quantités suffisantes d'énergie dans le pays à partir de cette source.

Les résidus d'animaux impliquent des déchets, des décharges et des restes d'animaux. Ce composé chimique peut générer de l'énergie par diverses méthodes et constitue une source d'énergie renouvelable très efficace. Le Nigeria accède à ces ressources par le biais de décharges d'animaux provenant de bovins, de volailles (poulets, dindes et autres oiseaux domestiques), de chèvres, de moutons, de porcs, de chameaux, de chevaux, d'ânes et de restes d'abattoirs (constitués de sang, d'intestins et d'autres restes d'animaux).

Environ 227 500 tonnes de déchets animaux sont produites quotidiennement, principalement dans le nord du Nigeria, où la pauvreté énergétique est exceptionnellement élevée. Cette quantité de déchets peut être transformée en environ 6,8 millions de km^2 de biogaz. Cette ressource n'est pas utilisée de manière adéquate, seules quelques entreprises utilisant des biodigesteurs ont été identifiées dans le pays³. Comme indiqué précédemment,

¹ Energy commission of Nigeria, **National énergie policy**, April 2003, p, 28

² Mohamed Shaaban, J.O. Petinrin, **op cité**, p, 78

³ Yusuf. N. Chanchangi1 and all, **Nigeria's energy review: Focusing on solar energy potential and penetration**,

le bois de chauffage est la ressource biomasse la plus utilisée et la plus largement disponible au Nigeria. Le pays possède une vaste superficie et il a été signalé que 12 % des terres sont principalement constituées de forêts. En 2014, le Nigeria avait une superficie agricole estimée à 70 800 000 ha et une superficie boisée de 7 402 600 ha.

Le potentiel de bois de chauffage a été estimé à environ 73 800 m^3 , et le contenu énergétique du bois de chauffage utilisé dans le pays est estimé à environ 2 511.6 milliards Tep. La dépendance excessive à l'égard du bois de chauffage ne cesse d'augmenter en raison de l'augmentation continue des problèmes économiques de la population, ce qui a déjà conduit à une déforestation excessive et à la perte d'environ 300 000 ha de territoire. L'utilisation des ressources forestières comme le bois de chauffage, favorise la déforestation et les émissions de gaz, préjudiciables à la santé humaine et à l'environnement¹.

1.5L'énergie géothermique

La présence généralisée de manifestations géothermiques physiques (de surface) existe au Nigéria, ce qui donne du crédit à la disponibilité et à l'abondance des réserves géothermiques. Par exemple, la ville d'Akiri, dans l'État de Nasarawa, possède également une source chaude avec une température de surface mesurée d'environ 53,5 °C, Ruwan Zafi, située à Lamurde, dans l'État d'Adamawa, possède une source chaude avec une température de 54 °C et la source chaude d'Ikogosi, dans l'État d'Ekiti, possède une source chaude d'environ 53,5 °C. Température mesurée de 71 °C à la source. La source chaude Wikki existe également dans l'État de Bauchi.

Les sources chaudes sont des indicateurs d'un potentiel géothermique probablement élevé ; par conséquent, il est évident qu'il pourrait y avoir des traces de réservoirs géothermiques souterrains qui devraient être explorés au Nigeria. Le plateau de Biu compte plus de 80 volcans et le plateau de Jos de vastes coulées de lave basaltique. Les bassins sédimentaires du Nigéria sont explorés pour les hydrocarbures depuis plusieurs décennies, les compagnies pétrolières possèdent donc un large éventail de données sur la température souterraine.

Avec la disponibilité de plusieurs sources chaudes et suintements au Nigéria, dont la plupart sont situés dans le bassin sédimentaire de la Fosse de Bénoué, il pourrait y avoir des ressources géothermiques potentielles dans cette région, car ces caractéristiques sont des phénomènes géologiques apparaissant comme une manifestation visible de l'énergie géothermique dans le sous-sol.

La source chaude d'Ikogosi est située dans la partie sud-ouest du Nigéria. Il s'agit d'une source thermale située dans la formation de quartzite-schiste du complexe de sous-sol nigérian. La température de l'eau de la source est de 37°C. Il sert jusqu'à présent de centre touristique local et est utilisé pour la piscine. Il s'agit probablement de la seule utilisation directe de l'énergie géothermique au Nigeria à l'heure actuelle.

Il existe une autre source chaude à Rafin Reewa, près de Lere, au nord-ouest du plateau de Jos (bouclier central). La température de l'eau de cette source est de 42°C et elle coule de

Environment, Development and Sustainability (2023) 25:5755–5796, p,p, 5774, 5775

¹ Yusuf. N. Chanchangi1 and all, **op cité**, p,p, 5774, 5775

formations rocheuses migmatiques et gneissiques. Plusieurs sources sont actuellement connues sur le plateau de Jos et toutes fournissent de l'eau froide et douce, couramment utilisée par la communauté locale.

Les sources de la fosse de la Bénoué moyenne coulent des grès poreux du Crétacé, certaines d'entre elles sont situées dans des zones célèbres pour l'exploitation minière de barytine et la production traditionnelle de sel à base de sédiments salés. Dans cette zone, l'une des sources les plus chaudes (53,5 °C) se trouve près d'Akiri. Cependant, la source chaude nigériane la plus célèbre est Wikki (32 °C), qui coule du grès de Gombe dans la réserve de chasse de Yankari.

Une autre source chaude (54 °C) est située au nord de la fosse de la Bénoué, au sein d'une immense structure tectonique appelée anticlinal de Lamurde. Elle est proche de Numan et s'appelle Ruwan Zafi Spring.

Dans la fosse de la Bénoué moyenne, plusieurs infiltrations thermiques mineures ont été trouvées près d'Awe, où la température de l'eau varie de 34 à 38,5 °C, pouvant atteindre environ 54 °C. Tout cela suggère l'apparition de certaines anomalies géothermiques.

Le Benue Trough abrite 8 des 10 sources thermales ou chaudes bien connues au Nigeria. Ces sources sont se trouvent dans les parties nord et centrale du creux.

Les sources chaudes du Nigeria comprennent les sources chaudes d'Ikogosi, les sources chaudes de Kerang, les sources chaudes de Ngeji, le lac Nike et les sources chaudes de Wikki. D'autres sources chaudes ou thermales incluent les sources thermales de Keana-Awe¹.

2. Présentation des programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique du Nigéria

Le secteur de l'électricité du Nigeria est géré depuis des années avec l'utilisation d'un système de modèle de réseau par la Nigerian Electric Power Authority (conformément à un décret gouvernemental de 1973). L'autorité électrique est autorisée par la loi à attribuer de l'électricité aux habitants des zones rurales et urbaines du Nigeria. Le réseau national nigérian est connu pour avoir un total de huit centrales électriques pour la production d'électricité, 28 stations de transmission qui sont utilisées pour le transport d'électricité majeur et 45 districts de distribution qui distribuent l'électricité produite à une population de plus de 200 millions de personnes. La capacité totale installée en 2018 était de 2542,1 Tep.

Il convient de mentionner que la capacité effective installée n'est que de 1 851,5732 Tep, car la plupart de ces centrales ont plus de 30 ans et leur calendrier de maintenance a pesé sur la situation énergétique du Nigeria. La capacité moyenne en Tep selon la Nigerian Electric Power Authority (NEPA) est d'environ 1 746,05294 Tep, tandis que la disponibilité moyenne en Tep est d'environ 1505,658098 Tep, soit un facteur de disponibilité de capacité de 42 %.

¹ Abraham EM, Nkitnam EE (2017) **Review of Geothermal Energy Research in Nigeria: The Geoscience Front.** Int J Earth Sci Geophys 3:015, p, p, 3,7

Les rapports ont montré qu'en 2019, 44 % de la population n'avait pas accès à l'électricité, ce pourcentage pouvant atteindre près de 70 % de la population des zones rurales. Alors que les 56 % restants qui étaient connectés au réseau national disposaient d'un peu plus de 6 heures d'électricité par jour, la moyenne d'heures de disponibilité d'électricité pour les zones rurales était d'environ 3 heures par jour. Le réseau national a été confronté à une myriade de problèmes tout au long de sa chaîne d'approvisionnement, allant des centrales électriques obsolètes aux pillages et au vandalisme, en passant par les connexions illégales au niveau de la distribution¹.

Le système d'approvisionnement électrique nigérian a été gêné par la concentration géographique des installations de production dans le sud-sud et les difficultés associées inhérentes au système de transport avec des pertes et des délestages élevés. Il a également été confronté à des défis géographiques. L'énergie électrique doit être transportée vers les petites villes sur de longues distances et à travers des forêts sans protection adéquate – et cela un grand nombre de branchements illégaux et tous les problèmes de facturation qui en découlent.

Il existe un écart important entre les villes et les zones rurales, puisque le taux d'électrification urbaine au Nigeria est de 55 %, contre seulement 35 % pour l'électrification rurale².

- Le secteur de l'énergie électrique du Nigeria est confronté à de nombreux défis, tels qu'une infrastructure électrique médiocre et sous-développée et des pertes élevées dans le transport et la distribution. Même ceux qui ont accès à l'électricité sont confrontés à de fréquents délestages électriques qui entraînent des pannes de courant. En conséquence, les résidents et les entreprises dépendent de générateurs électriques coûteux alimentés au mazout ou de biomasse et de déchets traditionnels hors réseau pour répondre à leurs besoins énergétiques.
- En 2022, le gouvernement nigérian a dévoilé son plan de transition énergétique, qui décrit sa stratégie visant à réduire ses émissions de carbone dans cinq secteurs clés (électricité, transports, pétrole et gaz naturel, cuisine et industrie) pour devenir neutre en carbone d'ici 2060. Le plan de transition nécessiterait environ 1 900 milliards de dollars, soit 410 milliards de dollars de plus que les niveaux de dépenses normaux projetés, pour atteindre cet objectif. Le gouvernement cherche à lever des fonds pour aider à mettre en œuvre ce plan.
- Selon l'Association internationale de l'hydroélectricité, le Nigeria possède des ressources naturelles qui offrent un potentiel hydroélectrique important, mais l'hydroélectricité dans le pays est sous-développée. Le gouvernement nigérian cherche à construire des centrales hydroélectriques et à augmenter sa capacité hydroélectrique pour l'aider à mieux répondre aux besoins nationaux en électricité.

¹ Tansu A, Ogungbemi AT, Tansu Hocanın F. **The challenges and serviceability of solar power: suggestion on solving the Nigeria energy crisis.** Int J Energy Studies 2022; 7(2): 127-141, p,

² Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), **The Nigerian Energy Sector : An Overview with a Special Emphasis on Renewable Energy, Energy Efficiency and Rural Electrification**, 2nd Edition, June 2015, Abuja, Nigéria, p, 41.

En 19 novembre 2022, le gouvernement nigérian a lancé un appel d'offres aux investisseurs privés pour exploiter la centrale hydroélectrique de 161,77 Tep de Zungeru, actuellement en service. Elle est en construction et devrait être achevée en 2023. La centrale hydroélectrique de Zungeru est la plus grande centrale hydroélectrique du Nigeria et est située sur la rivière Kaduna, dans l'État du Niger, à environ 150 kilomètres (113 miles) d'Abuja, la capitale nationale.

- Le soutien du gouvernement a augmenté pour les projets d'énergie solaire qui amélioreront l'accès à l'électricité dans les zones isolées et rurales. En octobre 2022, l'Agence d'électrification rurale du gouvernement nigérian, avec le soutien du Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD) au Nigeria et du Fonds pour l'environnement mondial (FEM), a lancé le programme Africa Minigrids. Ce programme soutient le développement de mini-réseaux solaires et offre aux utilisateurs finaux un accès hors réseau ainsi qu'une alternative plus propre et moins chère aux générateurs diesel¹.

Pour réduire les écarts énergétiques entre les zones rurales et urbaines du pays et pour résoudre les problèmes du secteur d'électricité le gouvernement nigérienne a lancé un programme pour élever la pénétration des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Le gouvernement nigérian a créé le Comité national pour le plan directeur énergétique (NCEM) le 4 mai 2006, afin d'articuler le premier plan directeur national de l'énergie (NEMP) pour le pays. L'objectif est de fournir un cadre pour la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, qui a été approuvée par le gouvernement fédéral en avril 2003.

Les membres du Comité national comprennent des sous-comités sur : le pétrole, le gaz et d'autres sources d'énergie conventionnelles ; énergie nucléaire; Sources d'énergie nouvelles et renouvelables ; Efficacité et conservation de l'énergie, électricité, consommation d'énergie ; d'autres questions énergétiques; Financement de l'énergie, planification énergétique, mise en œuvre, suivi et évaluation. Chaque sous-comité a tenu plusieurs réunions séparément pour obtenir les commentaires de ses membres et d'autres sources pertinentes sur les sujets spécifiques qui lui étaient assignés. Dans certains cas, des études ont été menées pour compléter les apports.

Les rapports soumis par les sous-comités ont été examinés par le Comité de coordination, composé des présidents, des secrétaires et des secrétaires adjoints des sous-comités, ainsi que des directeurs de l'Autorité nigérienne de l'énergie, qui a approuvé le format dans lequel le Programme national de gestion de l'énergie (NEMP) est actuellement présenté.

En 2013, la Commission de l'énergie du Nigeria (ECN) a révisé la politique énergétique nationale (NEP) pour refléter les évolutions récentes du paysage énergétique national et international. Au cours du dernier trimestre de 2014, la Politique environnementale nationale (NEMP) de 2007 a été révisée conformément à la nouvelle politique économique (NEP) révisée de 2013. Elle a été réexaminée en 2020 et 2021 et validée en 2022. La NEMP comprend quatorze chapitres : Chapitre un : Introduction; Chapitre deux : Prévisions/objectifs

¹ EIA, **Country Analysis Brief: Nigeria**, April 26, 2023, p, 8

en matière d'offre et de demande d'énergie ; Chapitre trois : Ressources pétrolières ; Chapitre quatre : Charbon et sables bitumineux ; Chapitre cinq : Énergie nucléaire ; Chapitre six : Énergies renouvelables ; Chapitre Sept : Bioénergie ; Chapitre huit : Électricité ; Chapitre neuf : Utilisation de l'énergie ; Chapitre dix : Efficacité énergétique et conservation ; Chapitre onze : Environnement et changement climatique. Chapitre douze : Autres questions énergétiques ; Chapitre treize : Politique de financement de l'énergie et Chapitre quatorze : Planification et mise en œuvre des politiques¹.

Une étude complète a été entreprise pour projeter les niveaux de besoins énergétiques nécessaires à l'industrialisation du Nigéria d'ici 2030, à l'aide du modèle d'analyse de la demande énergétique (MAED) développé par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

Le Nigéria envisageait une croissance de son économie à un taux de 11 à 13 %, de sorte qu'il pourrait être considéré parmi les 20 premières économies du monde d'ici 2020.

Trois scénarios ont été envisagés dans l'étude (en prenant 2009 comme année de référence), à savoir : le scénario de référence, dans lequel le PIB réel croît sur la période à un taux de 7 % par an, une hypothèse cohérente avec le programme de transformation industrielle du Nigéria d'ici 2020 ; le Scénario de croissance élevée, dans lequel le PIB réel augmente de 10 % par an sur la période, conformément à l'objectif du gouvernement de développer l'économie pour accélérer le développement économique du Nigeria ; Et le scénario optimiste est celui dans lequel le PIB réel croît au cours de la période à un taux de 11,5 %. Il s'agit d'un scénario très optimiste qui vise à accélérer le rythme du développement économique.

Les scénarios de croissance suivants ont été envisagés :

1. Scénario de croissance de référence :

1.1 Le PIB croît en moyenne de 7 % par an

1.2 Le principal moteur de la croissance est le secteur manufacturier

1.3 L'industrie manufacturière représente 15 % du PIB d'ici 2020, contre 4 % en 2011.

1.4 Conformément à l'objectif du Millénaire pour le développement visant à réduire la pauvreté de moitié d'ici 2015.

Tableau N° (2.14): Projections de la demande d'électricité par scénario de Croissance de référence (7%) en Tep

Scénario	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Croissance de référence (7%)	0,9364172	1,719384	5,634218	10,512739	18,4413178	26,7322614

Source: Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 11

Les objectifs d'exploitation des énergies renouvelables varient selon le type d'énergie et sa disponibilité dans le pays, comme le montre le tableau.

¹ Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, p, 7, 8

Tableau N° (2.15): Projection de l’approvisionnement en électricité renouvelable en Tep (taux de croissance du PIB de 7 %)

S/N	System	Court terme	Moyen terme	Long terme
1	Hydro (LHP)	0,6933	1,3866	1,3866
2	Hydro (SHP)	9,9373	123,1763	123,1763
3	Solair PV	0,32354	0,6933	4,622
4	Solair Thermique	-	10,3995	1,3866
5	Biomass	1,1555	3,6976	11,555
6	Éolienne	4,622	5,0842	6,933
	Tout renouvelable (Tep)	1,0325548	2,3170086	7,5368643
	Toutes les ressources énergétiques (Tep)	6,0086	12,0172	36,976
	% ER	17%	19%	20%

Source: Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 12

2. Scénario de forte croissance :

2.1 Le PIB croît en moyenne de 10 % par an

2.2 Le secteur manufacturier contribue à hauteur de 22 % au PIB d’ici 2030, contre 4 % en 2011.

2.3 Le Nigeria est en train de passer d’une économie agraire à une nation en voie d’industrialisation

Tableau N° (2.16): Projections de la demande d’électricité par scenario de forte Croissance (10%) en Tep

Scenario	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Forte croissance (10%)	0,9364172	1,945862	6,9875396	14,6431893	24,0018149	45,4978125

Source: Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 11

Les objectifs d’exploitation des énergies renouvelables varient selon le type d’énergie et sa disponibilité dans le pays, comme le montre le tableau.

Tableau N° (2.17): Projection de l’approvisionnement en électricité renouvelable en Tep (taux de croissance du PIB de 10 %)

S/N	System	court terme	Moyen terme	Long terme
1	Hydrolique (LHP)	0,9244	1,8488	1,8488
2	Hydrolique (SHP)	80,885	0,3078252	0,3078252
3	Solair PV	0,4622	0,9244	5,7775
4	Solair Thermique	-	216,3096	2,7732
5	Biomass	1,1555	5,3153	17,7947
6	Éolienne	6,4708	7,3952	9,7062
	Tout renouvelable (Tep)	1,4751113	3,3100453	10,7348261
	Toutes les ressources énergétiques (Tep)	7,3952	16,6392	53,153
	% ER	20%	20%	20%

Source: Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 12

3. Scénario de croissance optimiste :

3.1 Le PIB croît en moyenne de 13 % par an

3.2 Le secteur manufacturier contribue à hauteur de 22 % au PIB d'ici 2030, contre 4 % en 2011.

3.3 Le Nigeria est en train de passer d'une économie agraire à une nation en voie d'industrialisation¹

Tableau N° (2.18): Projections de la demande d'électricité par scenario de Croissance optimiste (13%) en Tep

Scenario	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Croissance optimiste (13%)	0,9364172	2,364153	9,5058363	20,4019702	39,4952211	72,8226143

Source: Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 11

Les objectifs d'exploitation des énergies renouvelables varient selon le type d'énergie et sa disponibilité dans le pays, comme le montre le tableau.

Tableau N° (2.19): Projection de l'approvisionnement en électricité renouvelable en Tep (taux de croissance du PIB de 13 %)

S/N	System	court terme	Moyen terme	Long terme
1	Hydrolique (LHP)	2,5899377	2,8037052	2,8037052
2	Hydrolique (SHP)	73,952	175,636	0,60086
3	Solaire PV	0,57775	1,1555	6,933
4	Solaire Thermique	-	0,32354	4,1903052
5	Biomass	1,1555	6,933	23,11
6	Éolienne	8,3196	9,4751	12,4794
	Tout renouvelable (Tep)	3,2511148	4,4747893	14,5634598
	Toutes les ressources énergétiques (Tep)	11,0928	20,799	72,7965
	% ER	29%	22%	20%

Source: Source: Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 13

3. Les réalisations du programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique du Nigeria

Le Nigeria souhaite intégrer l'énergie solaire dans le mix énergétique du pays, et quelques grands parcs solaires d'une capacité de 1,64081Tep ont été mis en service à l'université Bayero de Kano et de 0,27732 Tep au barrage Usman, à Abuja. En plus du lancement de plusieurs projets de parcs solaires tels que 23,11 Tep à Sokoto, 11,555 Tep dans l'État de Nasarawa, 23,11 Tep dans l'État de Katsina, 23,11 Tep dans l'État de Kaduna et 23,11 Tep dans l'État de Bauchi. Au total, 6,461556 Tep de capacité photovoltaïque auraient été installés fin 2019.

Cependant, un grand nombre de projets solaires connectés au réseau sont en cours dans le pays, comme le projet solaire de 0,2311 Tep lancé par la compagnie pétrolière française dans le

¹ Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria, p, 09

nord du Nigeria ; 58 projets lancés par la Commission de l'énergie du Nigéria (ECN) et 0,6933 Tep de projets solaires photovoltaïques à grande échelle par le gouvernement de l'État du Delta ;

Électrification solaire de l'État de Zamfara: 600 projets de l'Agence d'électrification rurale ;

La centrale solaire de 69,33 Tep dans l'État du Niger, la centrale Angid Kafanchan de 3,4665 Tep, etc. Le gouvernement nigérian a signé un protocole d'accord avec une entreprise américaine pour fournir 277,32 Tep d'électricité provenant de projets solaires photovoltaïques d'ici deux ans, pour un coût de plus de 2 milliards de dollars américains.

Malgré cet abondant potentiel éolien dans la partie nord du pays, l'énergie éolienne ne contribue pas au mix d'approvisionnement national. Peu de projets éoliens ont été enregistrés dans le pays, et le premier et le seul projet de parc éolien notable (projet de 2,311 Tep dans le village de Rimi, État de Katsina) qui était censé contribuer au réseau national a été abandonné. La seule application d'énergie éolienne réussie et célèbre du pays est de 0,000173325 Tep dans le village de Dan Jawa de l'État de Sokoto et la centrale électrique de 0,0011555 Tep à Sayya Gidan Gada, dans l'État de Sokoto. Une autre méthode unique d'utilisation de l'énergie éolienne dans le pays est le pompage de l'eau installé dans l'État de Kano à l'époque coloniale¹.

Tableau N° (2.20): La part des énergies renouvelables dans la capacité et la production d'électricité (%)

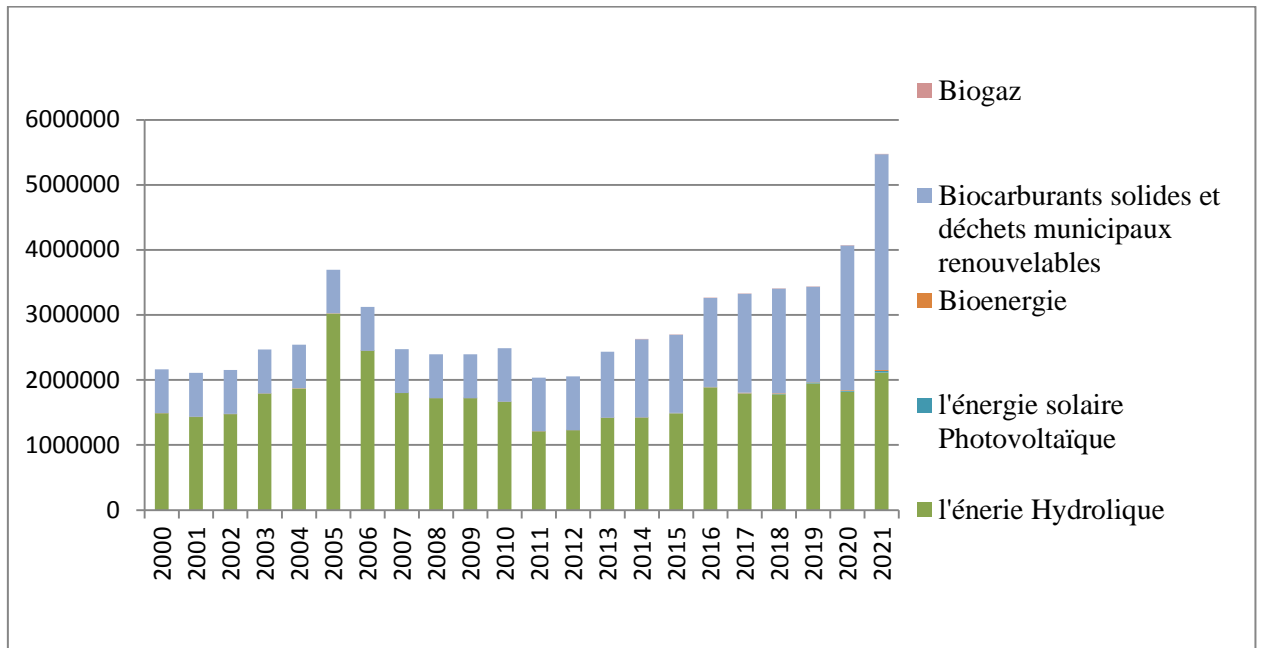
Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
La part des énergies renouvelables dans la capacité d'électricité (%)	23,3	21,18	20,06	20,11	17,03	17,02	16,44	16,47	16,5	16,67	16,69
La part des énergies renouvelables dans et la production d'électricité (%)	18,77	20,69	19,77	20,08	28,54	24,58	22,96	25,34	22,6	25,34	

Source: International renewable Energy Agency (IRENA)

La production d'énergie renouvelable par type d'énergie Durant la période 2000-2021 par type d'énergie représentera dans la **Figure N° (2.12)**

¹ Yusuf. N. Chanchangi1 and all, **Nigeria's energy review: Focusing on solar energy potential and penetration**, Environment, Development and Sustainability (2023) 25:5755–5796, p, 5777

Figure N° (2.12): La production d'énergie renouvelable par type d'énergie durant la période 2000-2021



Source: fait par auteur selon les données de ARENA

Le graphique montre la production d'énergie d'origine renouvelable dans l'économie nigérienne, on remarque que l'énergie hydraulique représente la grande partie de la production d'énergie d'origine renouvelable dans l'économie nigérienne durant la période (2000-2021). Cela est dû aux rivières que contient le Nigéria et à la facilité de leur production, alors que le reste des énergies renouvelables reste très limité.

Dans ce chapitre, nous avons traité la place du gaz naturel dans la stratégie de la transition énergétique en Algérie, dans le but de découvrir la place du gaz naturel dans les programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique algérien et le potentiel des énergies renouvelables en Algérie en plus des capacités installées en termes de la production d'électricité d'origine des énergies renouvelables par la présentation et l'évaluation des programmes des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

Nous y avons conclu que l'Algérie regorge de diverses sources d'énergie renouvelables dont les plus importantes sont l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et l'énergie géothermique. De nombreux programmes ont été mis en place pour développer l'exploitation de ces sources afin de produire de l'électricité, atteindre l'autosuffisance, et d'orienter le reste vers l'exportation. Cependant, la mise en œuvre de ces programmes reste très difficile sur le terrain en raison du manque de considération, car les programmes sont élaborés sans planification stratégique et sans études de terrain réalistes. En effet, seulement 2 % de ce qui était prévu a été réalisé, que ce soit en termes de capacité installée ou en termes de la quantité d'électricité produite à partir des sources renouvelables, prolongeant ainsi la dépendance totale à l'égard du gaz naturel comme une source principale de la production d'électricité, et la consommation domestique du gaz naturel continue d'augmenter contrairement à ce qui était prévu, ce qui pourrait entraîner une diminution des exportations Algériennes du gaz naturel.

Nous avons également présenté l'expérience du Nigeria dans le domaine des énergies renouvelables, par l'exposition des stratégies économiques de la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique de la production d'électricité par la présentation du potentiel des énergies renouvelables du Nigeria et la présentation des programmes des énergies renouvelables et les réalisations de ces programmes.

Nous avons remarqué que les programmes des énergies renouvelables du Nigeria ont été élaborés par le but de la protection de l'environnement et l'indépendance aux hydrocarbures dans le contexte de la classification du Nigeria parmi les pays industrialisés par l'augmentation du taux de croissance économique. Pour atteindre cet objectif, trois stratégies ont été proposées pour contribuer à la pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique du Nigeria en ciblant trois valeurs de taux de croissance économique dans trois scénarios attendus, scénario faible, scénario moyen, scénario optimiste.

Ces programmes sont proposés par un comité spécialisé composé des experts et des cadres issus de divers domaines.

L'énergie hydraulique contribue à 20% de la production d'électricité, le reste étant produit par le gaz naturel.

CHAPITRE N°03

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Le processus de prévision est basé sur l'étude du comportement futur des variables économiques en fonction de la série temporelle des valeurs passées et est considéré comme un processus important et utile dans les politiques économiques.

Il existe de nombreuses méthodes de prévision en fonction de la nature des variables économiques étudiées, Et les données disponibles, ainsi que de l'objectif de l'étude. Elles se divisent en modèles causaux et modèles non causaux.

Les modèles causaux s'appuient sur des théories économiques et des relations mathématiques entre les variables pour construire des modèles standards tels que les Modèles économétriques, les modèles de simulation.

Alors que les modèles non causaux dépendent de la tendance générale des séries chronologiques des variables économiques, en plus de la décomposition des séries temporelles comme modèles statistiques pour séries temporelles, Modèles autorégressifs, Modèles de moyenne mobile, Modèles de Box-Jenkins.

Après avoir présenté la place du gaz naturel dans l'économie Algérienne et son rôle dans la politique de transition énergétique, nous étudions dans ce chapitre l'avenir du gaz naturel en Algérie pour répondre à la problématique de l'étude, en suivant la méthodologie de Box-Jenkins pour l'analyse des séries temporelles basée sur les données du Ministère algérien de l'Energie et des Mines durant la période 1980-2023.

L'analyse des séries temporelles joue un rôle important dans les techniques statistiques et prédictives en aidant les décideurs à ajuster les politiques, en particulier les politiques économiques.

En fait, certaines séries temporelles sont souvent non stationnaires. Le chercheur doit effectuer une démarche différentielle. Le processus de prévision peut ensuite être appliqué à l'aide du modèle ARMA basé sur le programme E-Views, une méthode de prévision de séries temporelles proposée par Box et Jenkins dans les années 1970.

Le modèle ARMA se compose d'AR et de MA, AR représente le modèle autorégressif et MA représente le modèle de moyenne mobile.

Section n°01 : les perspectives de la production du gaz naturel Algérien en 2035

Dans cette section, nous prévoyons l'avenir de la production de gaz naturel en Algérie au cours de la période 2022-2035 en suivant la méthodologie de Box-Jenkins en utilisant le programme E-views basé sur les données du ministère algérien de l'Énergie et des Mines. Nous avons divisé la recherche en deux axes, où dans la premier axe nous avons présenté de la manier générale de la méthodologie de Box-Jenkins en plus de modéliser la production de gaz naturel pendant la période 1980-2023 et de la prévoir pendant la période 2024-2035, dans le deuxième axes nous avons modélisé la production de gaz naturel pendant la période 1980-2023 et de la prévoir pendant la période 2024-2035.

Axe n°01 : la méthodologie de Box-jenkins

Dans cette axe, nous avons présenté la méthode Box-Jenkins en plus de modéliser la production de gaz naturel gazeux durant la période 1980-2021 et de la prévoir sur la période 2022-2035.

1. Présentation de la méthodologie de modèle ARMA

Le processus de prévision peut être appliqué à l'aide du modèle ARMA, basé sur le programme EViews, une méthode de prévision de séries temporelles proposée par Box et Jenkins dans les années 1970.

Le modèle ARMA est un modèle de série temporelle couramment utilisé et un outile de prédiction à court terme de haute précision. L'idée de base du modèle est que certaines séries temporelles sont un ensemble de variables aléatoires qui dépendent du temps, mais les changements de l'ensemble de la série temporelle sont soumis à certaines règles, qui peuvent être approchées par le modèle mathématique correspondant. Grâce à l'analyse de ce modèle mathématique, il est possible de comprendre plus fondamentalement la structure et les caractéristiques des séries temporelles et obtenir la prédiction optimale dans le sens de la variance minimale.

La forme du modèle ARMA (p,q) est :

$$\Delta y_{t-1} = c + \phi_1 \Delta y_{t-1} + \phi_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \phi_p \Delta y_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q}$$

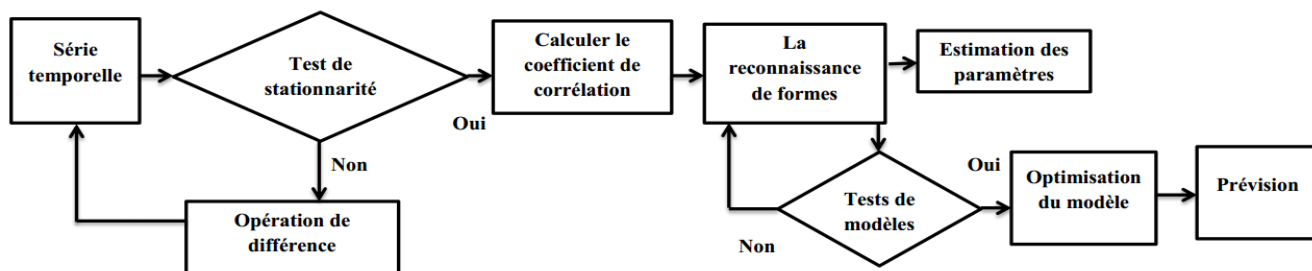
Le modèle ARMA (p, q) est utilisé sur des séries temporelles stationnaires, tandis que les séries temporelles non stationnaires doivent être converties en séries temporelles stationnaires en utilisant les différences selon le degré d'intégration de la série temporelle étudiée. La stationnarité des séries temporelles est testée par les tests de racine unitaire. Dont le plus célèbre de ces tests c'est le test développé de Dickey-Fuller augmenté.

Dans le cas de la non stationnarité des séries temporelles et de leur traitement par différences selon le degré d'intégration des séries, on va estimer le modèle ARIMA (p, D, q) à la place du model ARMA (p, q), où D est le degré d'intégration de la série temporelle¹.

1.1 Procédure de modélisation ARIMA

La modélisation ARIMA est une procédure de détermination des paramètres p, D et q.

Figure N° (3.01) : L'organigramme des procédures de modélisation et de prévision ARIMA.



Source : Lihua Ma et autre, **ARIMA model forecast based on Eviews software**, IOP Conference Series : Earth and Environmental Science, 2018, p, 02

Le processus détaillé de la modélisation ARIMA est le suivant :

- 1.1.1 Identifier la stationnarité de la série chronologique. La stationnarité de la séquence est jugée sur la base de graphiques linéaires, de nuages de points, de fonctions d'autocorrélation et de fonctions d'autocorrélation partielle de la série temporelle. La racine unitaire de Dickey-Fuller Augmenté (ADF) est généralement utilisée pour tester la variance, la tendance et la variation saisonnière et identifier la stationnarité.
- 1.1.2 Détermination de l'ordre d'un seul entier D. Si la série temporelle est une séquence stationnaire, passez directement à l'étape (3). Si la série temporelle est une séquence non stationnaire, une transformation appropriée (y compris la différence, la stationnarité de la variance, le logarithme, la racine carrée) doit être utilisée pour la convertir en une séquence stationnaire. Le nombre de différences est de l'ordre d'un seul entier.
- 1.1.3 Modélisation ARMA. Quant à la séquence de résultats de l'étape (2), le coefficient d'autocorrélation (ACF) et le coefficient d'autocorrélation partielle (PACF) de la séquence sont calculés. les valeurs de l'ordre d'autocorrélation p et de l'ordre de moyenne mobile q du modèle ARMA peuvent être estimées. Le principe de base pour déterminer l'ordre p et q est donné dans le tableau 1.

Tableau N° (3. 01) : Principe de base de détermination de l'ordre d'ARMA (p,q).

Coefficient d'autocorrélation (ACF)	Coefficient d'autocorrélation partielle (PACF)	Model ordre
/	troncature d'ordre p	AR(p)

¹ Lihua Ma et autre, **ARIMA model forecast based on EViews software**, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018, p, 02

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

troncature d'ordre q	/	MA(q)
Traînant	Traînant	ARMA(p,q)

Source : Lihua Ma et autre, **ARIMA model forecast based on Eviews software**, IOP Conference Series : Earth and Environmental Science, 2018, p, 02

1.1.4 Effectuer une estimation des paramètres. Les graphiques d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle sont utilisés pour juger du nombre de coefficients d'autocorrélation et de coefficients d'autocorrélation partielle ayant un niveau significatif remarquable. Dans cette étape, le modèle approximatif de la séquence peut être sélectionné.

1.1.5 Test de diagnostic et optimisation. Le modèle est diagnostiqué et optimisé en effectuant un test de bruit blanc sur le résidu. Si le résidu n'est pas un bruit blanc, revenez à l'étape (4) et présélectionnez le modèle.

Si les résidus est un bruit blanc, revenez à l'étape (4) et créez plusieurs modèles, puis choisissez le modèle optimal parmi tous les modèles ajustés du test².

Axe 02 : Modélisation de la production du gaz naturel (GN)

Avant de modéliser la production du gaz naturel, nous avons introduit le logarithme décimal dans la série chronologique de la production du gaz naturel.

1. L'étude de stationnarité

Pour étudier la stationnarité des séries temporelles, nous avons utilisé le test de Dickey-Fuller augmenté. Les résultats du test sont présentés dans le tableau N° (3. 02).

Tableau N° (3. 02): les résultats de l'étude de stationnarité de la série de la production du gaz naturel

Au niveau				
Trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-3.8896	0.0210
Test critical values:	1% level		-4.1864	
	5% level		-3.5180	
	10% level		-3.1897	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPGN(-1)	-0.1737	0.0446	-3.8896	0.0004
C	1.8890	0.4559	4.1430	0.0002
@TREND("1980")	0.0029	0.0017	1.6315	0.1106
Constan				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-5.0786	0.0001
Test critical values:	1% level		-3.5924	
	5% level		-2.9314	

² Lihua Ma et autre, **ARIMA model forecast based on EViews software**, op cité, p, 03

	10% level		-2.6039	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPGN(-1)	-0.1095	0.0215	-5.0786	0.0000
C	1.2488	0.2368	5.2715	0.0000

Source: fait par l'auteur à partir de l'annexe n°01

1.1 Test de la présence de la composante de tendance général dans la série chronologique de la production du gaz naturel

D'après le tableau N° (3. 02), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de la composante de la tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5%, ce qui signifie que le paramètre de tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la production du gaz naturel ne contient pas la composante de la tendance générale.

1.2 Vérification de la présence de la constante dans la série temporelle de la production du gaz naturel

D'après le tableau N°2, nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de la constante est inférieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de la constante est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la production du gaz naturel contient du constante, et donc le modèle permettant de tester la présence de la racine unitaire dans la série temporelle de la production du gaz naturel c'est le modèle numéro 05

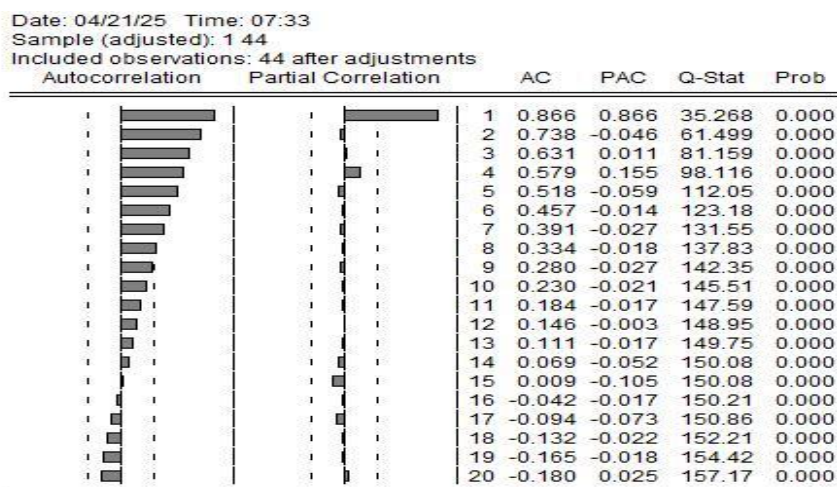
1.3 Test de l'existence d'une racine unitaire dans la série temporelle de la production du gaz naturel à travers le modèle n° 05

D'après le tableau N° 2, nous remarquons que la valeur calculée de la statistique Dickey-Fuller augmentée est inférieure à la valeur tabulée de la statistique Dickey-Fuller augmentée au niveau de signification de 1 %, ce qui signifie que le paramètre de la racine unitaire n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la production du gaz naturel ne contient pas de racine unitaire et que la série temporelle de la production du gaz naturel est stationnaire au niveau

2. Identification du modèle ARMA (p,q)

Les graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LPGN sont tracés dans la figure N° 02.

Figure N° (3.02): Graphiques de fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LPGN.



Source : fait par l'auteur utilisant le programme **EVIEWS 13**

La figure N° 02 indique que le coefficient d'autocorrélation de la séquence LPGN est significativement non nul lorsque l'ordre de décalage est 8. Et il se situe essentiellement dans la bande de confiance lorsque l'ordre de décalage est supérieur à 8, donc q peut être pris 8.

Le coefficient d'autocorrélation partielle est significativement différent de zéro lorsque l'ordre du décalage est égal à 1, donc p =1 Les résultats d'estimation des modèles ARMA (p,q) dans le tableau n°03

Tableau N° (3. 03): les résultats des tests ARMA (p, q)

(p,q)	R ² Ajusté	AIC	SC	SE of régression
(0,1)	0.6275	0.5758	0.6975	0.3071
(0,2)*	0.6341	0.6672	0.7888	0.3043
(0,3)*	0.5629	0.9125	1.0342	0.3364
(0,4)	0.5066	0.9605	1.0822	0.3534
(0,5)*	0.5460	0.9997	1.1213	0.3390
(0,6)*	0.5041	1.1175	1.2391	0.3543
(0,7)	0.3528	1.2307	1.3524	0.4048
(0,8)*	0.3353	1.2616	1.3833	0.4102
(1,0)	0.9582	-1.5427	-1.4211	0.1028
(1,1)*	0.9617	-1.6054	-1.4432	0.0984
(1,2)*	0.9624	-1.6179	-1.4557	0.0975
(1,3)*	0.9581	-1.5147	-1.3525	0.1029
(1,4)*	0.9594	-1.5430	-1.3808	0.1012
(1,5)*	0.9615	-1.5802	-1.4180	0.0986
(1,6)*	0.9618	-1.5832	-1.4210	0.0982
(1,7)*	0.9601	-1.5496	-1.3874	0.1004
(1,8)*	0.9606	-1.5584	-1.3962	0.0998

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°01

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Après avoir sélectionné le modèle ARMA optimal en fonction de la valeur AIC et la valeur SC minimales, nous effectuons un test de signification des paramètres et un test de caractère aléatoire résiduel sur le résultat de l'estimation. S'il réussit le test, le modèle peut être considéré comme le modèle optimal ; s'il ne réussit pas le test, la deuxième plus petite valeur AIC et la deuxième valeur SC sont sélectionnées et le test statistique approprié est effectué. Et ainsi de suite jusqu'à ce que le modèle approprié soit sélectionné. Dans le tableau 5, le modèle qui n'a pas réussi le test de signification des paramètres et le test du caractère aléatoire résiduel a été identifié par « * ».

Enfin, il est préférable de choisir le modèle ARMA (1, 0) et faire des tests pour voir si le modèle optimale ou bien non.

2.1 L'estimation du model ARMA (1.0)

Nous avons estimé le modèle **ARMA (1.0)** par le logiciel E-views, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau N° (3. 04)

Le tableau N° (3. 04): Les résultats d'estimation du model ARMA (1.0)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.5527	0.9341	11.2962	0.0000
AR(1)	0.9945	0.0252	39.3193	0.0000
SIGMASQ	0.0098	0.0015	6.4513	0.0000
R-squared	0.9601	F-statistic		494.2816
Adjusted R-squared	0.9582	Prob(F-statistic)		0.0000
Durbin-Watson stat	1.2614			

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°01

Selon les résultats d'estimation du modèle l'équation mathématique du model représente comme suite :

$$\Delta LPGN_{t-1} = 10.55 + 0.99\Delta LPGN_{t-1}$$

2.2 Diagnostic du paramètre

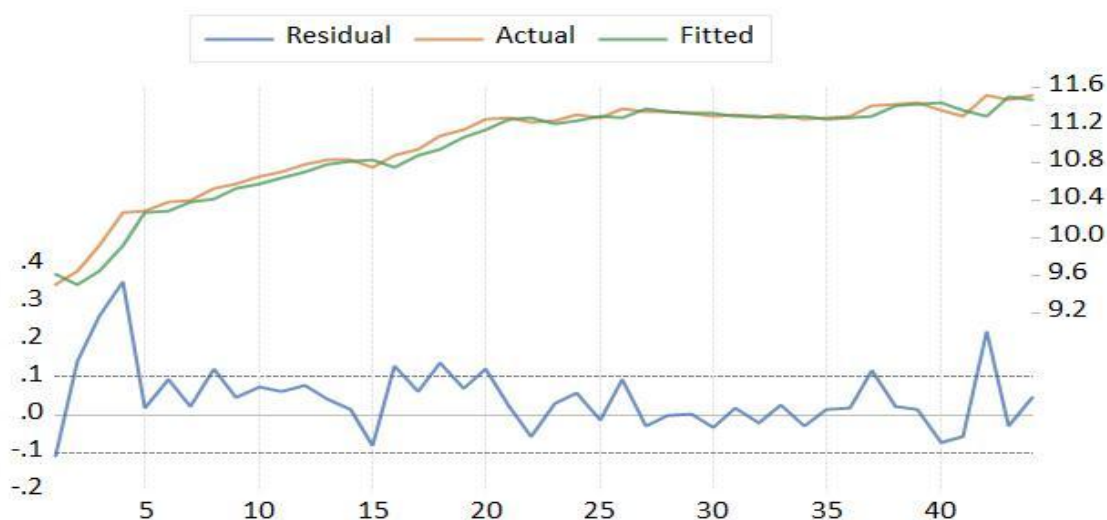
Il peut être constaté à partir de la statistique T des coefficients du modèle et de sa valeur P que les estimations des paramètres de toutes les variables explicatives du modèle sont significatives au niveau de signification de 1 %.

2.3 Diagnostic des résidus

Le modèle est utilisé pour ajuster les données LPGN, et le résultat est illustré à la figure 7.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Figure N° (3.03): Séries réelles, séries ajustées et séries résiduelles de la séquence LPGN.



Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVEWS 13

Sur la figure N° (3.03), les données réelles sont représentées par la ligne rouge, et les lignes pointillées supérieures et inférieures correspondent aux valeurs ajustées et au résidu du modèle.

Figure N° (3.04): Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle.

Date: 04/21/25 Time: 20:16

Sample (adjusted): 1 44

Q-statistic probabilities adjusted for 1 ARMA term

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.165	0.165	1.2831	
		2	0.079	0.053	1.5855	0.208
		3	-0.161	-0.187	2.8591	0.239
		4	0.078	0.138	3.1668	0.367
		5	0.073	0.069	3.4440	0.486
		6	0.100	0.026	3.9774	0.553
		7	0.046	0.053	4.0933	0.664
		8	0.126	0.126	4.9837	0.662
		9	0.012	-0.032	4.9918	0.758
		10	0.026	0.007	5.0323	0.831
		11	-0.146	-0.131	6.3339	0.786
		12	-0.013	-0.003	6.3438	0.849
		13	0.071	0.092	6.6761	0.878
		14	0.134	0.044	7.8929	0.851
		15	-0.001	-0.039	7.8929	0.895
		16	0.121	0.173	8.9595	0.880
		17	-0.031	-0.048	9.0337	0.912
		18	-0.044	-0.106	9.1874	0.934
		19	-0.094	0.003	9.8999	0.935
		20	-0.086	-0.125	10.531	0.939

Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Selon les Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle On remarque qu'il n'y'a pas de problème d'autocorrélation entre les résidus, indiquant que le modèle est valide.

Tableau N° (3. 05) : Test ARCH

F-statistic	1.5148	Prob. F(3,37)	0.2267
Obs*R-squared	4.4850	Prob. Chi-Square(3)	0.2136

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°01

La probabilité correspondant à la statistique d'un multiplicateur de Lagrange apparaît supérieure à 5% dans le cas d'un effet ARCH dans la série LPGN, ce qui indique l'homogénéité de la variance d'erreur

3. Prévision de la production du gaz naturel durant la période (2024-2035)

Après avoir estimé les modèles possibles de la série de la production et choisi le modèle optimal parmi eux, nous effectuons le processus de prévision à l'aide du programme Eviews. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau N° (3.06).

Tableau N° (3.06): les valeurs de la production du gaz naturel durant la période (2024-2035)

année	la production du GN en KTep	Taux de croissance (%)
2024	5230772461.912528	01,047276
2025	5285829506.673614	01,041597
2026	5341161186.608304	01,035949
2027	5396765706.424614	01,03033
2028	5452641248.17902	01,024743
2029	5508785971.633652	01,019185
2030	5565198014.61561	01,013657
2031	5621875493.378214	01,00816
2032	5678816502.964181	01,002691
2033	5736019117.570329	00,997253
2034	5793481390.914029	00,991844
2035	5851201356.601146	00,986463

Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

Nous remarquons à partir du tableau N°6 que la production du gaz naturel va augmenter en 2024 de 5230772461.912528 à 5851201356.601146 en 2035 avec un taux de croissance moyenne de 01,016596%, Ce taux est très faible, et il est possible que l'Algérie ne puisse pas être en mesure à l'avenir de satisfaire la demande en gaz naturel, notamment la demande étrangère, dans le cas où la consommation intérieure du gaz naturel n'est pas contrôlée et que des alternatives au gaz naturel sont trouvées dans le domaine de la production d'électricité, qui occupe environ quarante pour cent de la consommation intérieure du gaz naturel.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Section N°02 : les perspectives des utilisations du gaz naturel algérien en 2035

Dans cette section, nous modéliserons la consommation nationale de gaz naturel ainsi que les exportations de gaz naturel.

Axe 01: la prévision de la consommation domestique Algérien en 2035

Dans cette partie nous ferons la modélisation de la consommation interne et la consommation externe (les exportations)

1. La consommation de gaz naturel intérieur

Avant la modélisation de la consommation nous allons étudier la stationnarité de la série temporelle de la consommation du gaz naturel

1.1 Etude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation de gaz naturel

Nous avons étudié la stationnarité de la série chronologique de la consommation du gaz naturel en utilisant le test Dickey-Fuller Augmenté par le programme statistique eviews. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau N° (3. 07)

Tableau N° (3. 07) : Les résultats d'étude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation de gaz naturel

Au niveau				
Trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-1.4006	0.8467
Test critical values:	1% level		-4.1864	
	5% level		-3.5180	
	10% level		-3.1897	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-statistic	Prob.
LCGN(-1)	-0.0935	0.0668	-1.4006	0.1690
C	1.7257	0.4807	1.5097	0.1390
@TREND("1980")	0.0058	0.0040	1.4563	0.1531
Constan				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			0.2072	0.9700
Test critical values:	1% level		-3.5924	
	5% level		-2.9314	
	10% level		-2.6073	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-statistic	Prob.
LCGN(-1)	0.0023	0.0113	0.2072	0.8369
C	0.0395	0.0966	0.4093	0.6844
Au niveau				

None				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			7.0966	0.9999
Test critical values:	1% level		-2.9168	
	5% level		-1.9486	
	10% level		-1.6120	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-statistic	Prob.
LCGN(-1)	-0.0069	0.0009	7.0966	0.0000

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

1.1.1 Test de la présence de la composante de la tendance générale dans la série chronologique de la production du gaz naturel

D'après le tableau N° (3. 07), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la consommation du gaz naturel ne contiennent pas la composante de la tendance générale.

1.1.2 Vérification de la présence de la constante dans la série chronologique de la consommation individuelle du gaz naturel

D'après le tableau N° (3. 07), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique du constante est inférieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre du constant est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la consommation du gaz naturel contient de la constante, et donc le modèle permettant de tester la présence d'une racine unitaire dans la série temporelle de la production du gaz naturel est le modèle numéro 05

1.1.3 Test de l'existence d'une racine unitaire dans la série chronologique de la consommation individuelle du gaz naturel à travers le modèle n° 05

D'après le tableau N° (3. 07), nous remarquons que la valeur calculée de la statistique Dickey-Fuller augmentée est supérieure à la valeur tabulée de la statistique Dickey-Fuller augmentée à le niveau de signification de 1 pour cent, ce qui signifie que le paramètre de la racine unitaire est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série chronologique de la consommation du gaz naturel contient une racine unitaire et donc la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel non stationnaire au niveau de type DS

1.2 l'étude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation du gaz naturel à la première déférence

Les résultats de l'étude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation du gaz naturel à la première déférence dans le tableau N° (3. 08)

Tableau N° (3. 08) : Les résultats d'étude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation du gaz naturel à la première déférence

Au niveau				
Trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-5.3801	0.0004
Test critical values:	1% level		-4.1923	
	5% level		-3.5207	
	10% level		-3.1912	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-statistic	Prob.
DLCGN(-1)	-0.8863	0.1647	-5.3801	0.0000
C	0.0468	0.0199	2.3454	0.0242
@TREND("1980")	0.0002	0.0007	0.3495	0.7286
Constan				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-5.4435	0.0000
Test critical values:	1% level		-3.5966	
	5% level		-2.9331	
	10% level		-2.6048	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-statistic	Prob.
DLCGN(-1)	-0.8783	0.1613	-5.4435	0.0000
C	0.0520	0.0131	3.9644	0.0003

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

1.2.1 Test de la présence de la composante de tendance général dans la série temporelle de DLCGN

D'après le tableau N° (3. 08), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel ne contiennent pas la composante de la tendance générale.

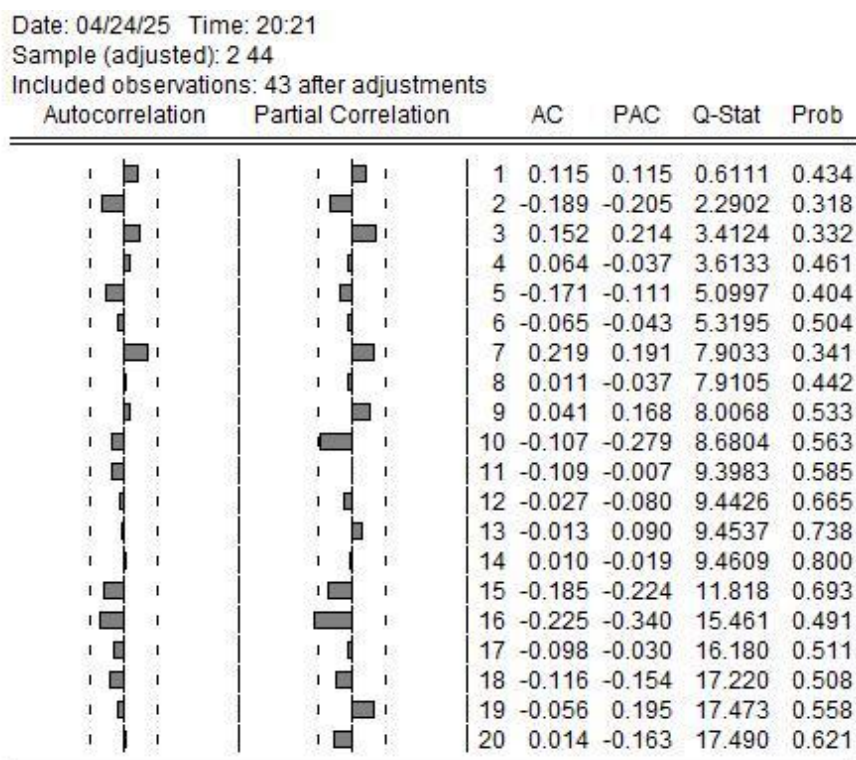
1.2.2 Vérification de la présence de la constante dans la série temporelle de DLCGN

D'après le tableau N° (3. 08), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique du constante est inférieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre du constant est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de DLCGN contient du constante, et donc le modèle permettant de tester la présence d'une racine unitaire dans la série temporelle de DLCGN c'est le modèle numéro 05

1.2.3 Test de l'existence d'une racine unitaire dans la série temporelle de DLCGN du gaz naturel à travers le modèle n° 05

D'après le tableau N° (3. 08), nous remarquons que la valeur calculée de la statistique Dickey-Fuller augmentée est inférieure à la valeur tabulée de la statistique Dickey-Fuller augmentée à le niveau de signification de 1%, ce qui signifie que le paramètre de la racine unitaire n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de DLCGN ne contient pas d'une racine unitaire et donc la série de DLCGN est stationnaire

Figure N° (3.05) : Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série DLCGN



Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

La figure N° (3.05) indique que le coefficient d'autocorrélation de la séquence LCGNP est significativement nul donc on ne peut pas estimer le modèle de la consommation du gaz naturel selon la méthodologie de Box-Jenkins alors on va estimer le modèle de la consommation du gaz naturel individuel

2. Les perspectives de la consommation du gaz naturel individuel en Algérie

Dans cette partie, nous allons étudier les perspectives de la consommation du gaz naturel individuel en Algérie

2.1 Etude de la stationnarité de la série temporelle de la consommation individuelle de gaz naturel

Nous avons étudié la stationnarité de la série chronologique de la consommation individuelle du gaz naturel en utilisant le test Dickey-Fuller Augmenté par le programme statistique Eviews. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau N° (3. 09)

Tableau N° (3. 09) : les résultats d'étude de la stationnarité de la consommation individuelle du gaz naturel

Au niveau				
Trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-1.3793	0.8530
Test critical values:	1% level		-4.1864	
	5% level		-3.5297	
	10% level		-3.1897	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-statistic	Prob.
LCGNP (-1)	-0.0819	0.0594	-1.3793	0.1754
C	-0.7640	0.5713	-1.3372	0.1887
@TREND("1980")	0.0039	0.0024	1.5992	0.1176
Constan				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			0.5714	0.9873
Test critical values:	1% level		-3.5924	
	5% level		-2.9314	
	10% level		-2.6039	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP (-1)	0.0094	0.0145	0.5714	0.5708
C	0.1209	0.1448	0.8353	0.4084
NONE				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-4.5222	0.0000
Test critical values:	1% level		-2.6128	
	5% level		-1.9498	
	10% level		-1.6120	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP (-1)	-0.0043	0.0009	-4.5222	0.0000

Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

2.2 Test de la présence de la composante de tendance générale dans la série temporelle de la production du gaz naturel

D'après le tableau N° (3. 09), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le

paramètre de tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel ne contient pas la composante de la tendance générale.

2.3 Vérification de la présence de la constante dans la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel

D'après le tableau N°(3. 09), nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de la constante est inférieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de la constante est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel contient d'une constante, et donc le modèle permettant de tester la présence d'une racine unitaire dans la série temporelle de la production du gaz naturel c'est le modèle numéro 05

2.4 Test de l'existence d'une racine unitaire dans la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel à travers le modèle n° 05

D'après le tableau n° (3. 09), nous remarquons que la valeur calculée de la statistique Dickey-Fuller augmentée est inférieure à la valeur tabulée de la statistique Dickey-Fuller augmentée à la niveau de signification de 1 %, ce qui signifie que le paramètre de la racine unitaire n'est pas statistiquement significatif. c'est-à-dire que la série temporelle de la production du gaz naturel ne contient pas de racine unitaire et, par conséquent la série de la consommation individuelle du gaz naturel est stationnaire au niveau.

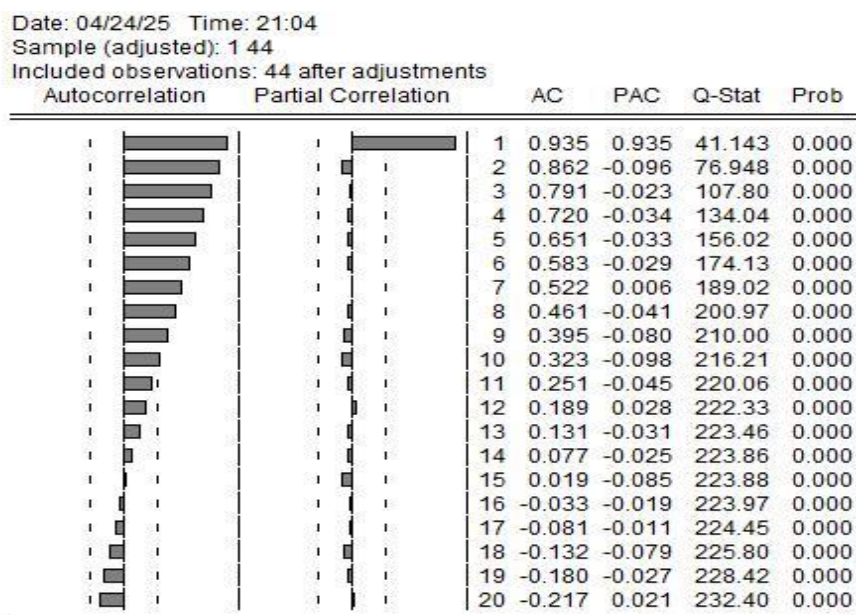
3. L'estimation du modèle de la consommation du gaz naturel

Après l'établissement de la stationnarité, on va faire l'estimation du modèle de la consommation individuelle du gaz naturel

3.1 Identification du modèle ARMA (p,q)

Les graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LCGNP sont tracés dans la figure 7.

Figure N° (3.06): Graphiques de fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LCGNPC.



Source : Fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

La figure 7 indique que le coefficient d'autocorrélation de la séquence LCGNP est significativement non nul lorsque l'ordre de décalage est 9. Il se situe essentiellement dans la bande de confiance lorsque l'ordre de décalage est supérieur à 9, donc q peut être pris 9.

Le coefficient d'autocorrélation partielle est significativement différent de zéro lorsque l'ordre du décalage est égal à 1, donc p=1 Les résultats d'estimation des modèles ARMA (p,q) dans le tableau suivant

Tableau N° (3. 10) : les résultats des tests ARMA (p, q)

(p,q)	R ² Ajusté	AIC	SC	SE of régression
(0,1)*	0.7196	0.4475	0.5691	0.2804
(0,2)*	0.6798	0.6363	0.7579	0.2997
(0,3)*	0.6786	0.6851	0.8068	0.3002
(0,4)*	0.6434	0.8276	0.9493	0.3163
(0,5)*	0.6249	0.9112	1.0328	0.3243
(0,6)*	0.6112	0.9768	0.0985	0.3302
(0,7)*	0.5862	1.0659	1.1875	0.3407
(0,8)*	0.5761	1.1140	1.2357	0.3448
(0,9)*	0.5795	1.1286	1.2503	0.3434
(1,0)	0.9831	-2.3370	-2.2157	0.0687
(1,1)	0.9860	-2.4943	-2.3321	0.0626
(1,2)*	0.9832	-2.3194	-2.1572	0.0686
(1,3)	0.9856	-2.4626	-2.3004	0.0634
(1,4)*	0.9847	-2.4032	-2.2410	0.0654
(1,5)*	0.9833	-2.3245	-2.1623	0.0683

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

(1,6)*	0.9837	-2.3430	-2.1808	0.0675
(1,7)	0.9860	-2.4661	-2.3039	0.0626
(1,8)*	0.9852	-2.4070	-2.2448	0.0643
(1,9)*	0.9859	-2.4340	-2.2718	0.0627

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

Après avoir sélectionné le modèle ARMA optimal en fonction de la valeur minimale de l'AIC et de la SC minimale, nous effectuons un test de signification des paramètres et un test de caractère aléatoire résiduel sur le résultat de l'estimation. S'il réussit le test, le modèle peut être considéré comme le modèle optimal ; s'il ne réussit pas le test, la deuxième plus petite valeur AIC et la deuxième valeur SC sont sélectionnées et le test statistique approprié est effectué. Et ainsi de suite jusqu'à ce que le modèle approprié soit sélectionné. Dans le tableau 5, le modèle qui n'a pas réussi le test de signification des paramètres et le test du caractère aléatoire résiduel a été identifié par « * ».

Enfin, il est préférable de choisir le modèle ARMA (1, 1) et faire des tests pour voir si le modèle est optimal ou non.

1.1 L'estimation du modèle ARMA(1,1)

Les résultats de l'estimation du modèle ARMA(1,1) dans le tableau n°12

Tableau N° (3. 11): Les résultats d'estimation du modèle ARMA(1,1)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.6512	0.7134	-12.1257	0.0000
AR(1)	0.9930	0.0283	34.9822	0.0000
MA(1)	0.5009	0.1511	3.3147	0.0020
SIGMASQ	0.0035	0.0013	2.7291	0.0094
R-squared	0.9869	F-statistic	1011.641	
Adjusted R-squared	0.9860	Prob(F-statistic)	0.0000	
Durbin-Watson stat	1.9902			

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

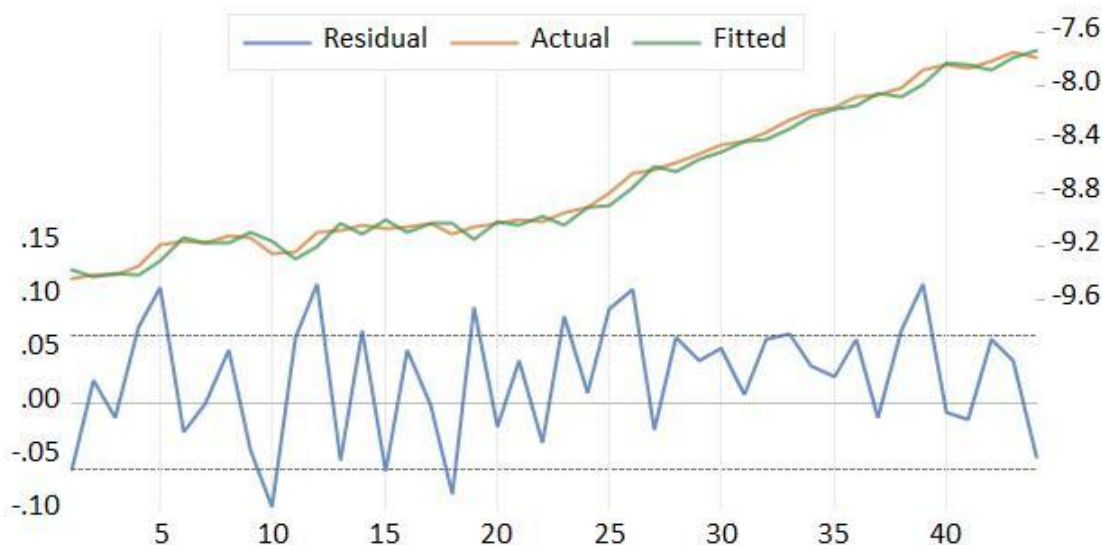
Selon les résultats d'estimation du modèle l'équation mathématique du modèle est représentée comme suit :

$$\Delta LCGNP_{t-1} = -8.65 + 0.99\Delta LCGNP_{t-1} + 0.50\varepsilon_{t-1}$$

1.1.1 Diagnostic du paramètre

Il peut être constaté à partir de la statistique T des coefficients du modèle et de sa valeur P que les estimations des paramètres de toutes les variables explicatives du modèle sont significatives au niveau de signification de 0,01.

Figure N° (3.07): Séries réelles, séries ajustées et séries résiduelles de la séquence LCGNP.



Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

Sur la figure N° 07, les données réelles sont données par la ligne rouge, et les lignes pointillées supérieures et inférieures correspondent aux valeurs ajustées et aux résidus du modèle.

Figure N° (3.08): Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle.

Date: 04/26/25 Time: 09:08
 Sample (adjusted): 1 44
 Included observations: 44 after adjustments

	Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1			-0.041	-0.041	0.0807	0.776
2			-0.182	-0.184	1.6795	0.432
3			-0.056	-0.075	1.8335	0.608
4			-0.088	-0.134	2.2262	0.694
5			-0.097	-0.145	2.7165	0.744
6			0.032	-0.038	2.7724	0.837
7			0.317	0.272	8.2754	0.309
8			-0.071	-0.060	8.5628	0.381
9			-0.112	-0.035	9.2891	0.411
10			-0.086	-0.102	9.7266	0.465
11			0.002	0.022	9.7268	0.555
12			-0.241	-0.286	13.386	0.342
13			0.324	0.328	20.228	0.090
14			0.292	0.141	25.997	0.026
15			-0.112	0.040	26.874	0.030
16			0.001	0.106	26.874	0.043
17			-0.180	-0.131	29.295	0.032
18			-0.033	-0.008	29.379	0.044
19			-0.193	-0.159	32.385	0.028
20			0.135	-0.102	33.933	0.027

Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Selon les Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle On remarque qu'il n'y'a pas un problème d'autocorrélation entre les résidus, indiquant que le modèle est valide.

Tableau N° (3. 12) : Test ARCH

F-statistic	0.5930	Prob. F(3,37)	0.6235
Obs*R-squared	1.8809	Prob. Chi-Square(3)	0.5975

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

La probabilité correspondant à la statistique du multiplicateur de Lagrange apparaît inférieure à 5 % dans le cas d'un effet ARCH dans la série LCGNP, ce qui indique l'homogénéité de la variance d'erreur

4. La prévision de la consommation individuelle du gaz naturel

On a calculé les valeurs de la prévision de la consommation individuelle du GN, les résultats dans le tableau n°13

Tableau N° (3. 13) : les valeurs de la prévision de la consommation individuel du GN

Année	La consommation individuel du GN	Taux de croissance (%)
2024	$5.806401309568046 \times 10^{-10}$	0,942
2025	$5.861227422191439 \times 10^{-10}$	0,935
2026	$5.916183213459464 \times 10^{-10}$	0,929
2027	$5.971265390212415 \times 10^{-10}$	0,922
2028	$6.026470660355428 \times 10^{-10}$	0,916
2029	$6.081795733497275 \times 10^{-10}$	0,910
2030	$6.137237321580895 \times 10^{-10}$	0,903
2031	$6.192792139505576 \times 10^{-10}$	0,897
2032	$6.248456905740501 \times 10^{-10}$	0,891
2033	$6.304228342929898 \times 10^{-10}$	0,885
2034	$6.360103178489265 \times 10^{-10}$	0,879
2035	$6.416078145193016 \times 10^{-10}$	0,872

Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

D'après le tableau n°13, nous remarquons une augmentation des valeurs de la consommation individuelle au cours de la période 2024-2035, avec un taux moyen de 0,907 %, et comme la croissance démographique est en constante augmentation, les valeurs prédites indiquent une augmentation de la consommation totale de gaz naturel au cours de la période 2024-2035.

L'augmentation de la consommation de gaz naturel pourrait se faire au détriment d'une diminution des exportations si la production de gaz naturel reste au même niveau ou diminue. Il est donc important de comprendre les variables qui effectuent la consommation de gaz naturel pour contrôler la consommation de gaz naturel en Algérie.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Selon la fonction de demande sur le gaz naturel, parmi les facteurs les plus importants qui influencent la demande intérieure de la consommation du gaz naturel figurent les prix du gaz naturel, le revenu et la population.

Étant donné que les prix du gaz naturel en Algérie sont subventionnés, il peut être exclu et étudié la relation entre la consommation de gaz naturel, le revenu et le nombre de la population.

D'autre part, la plus grande partie de la consommation locale de gaz naturel se fait dans le secteur de la distribution publique, donc il est entendu qu'il y a un effet positif et statistiquement significatif de la population sur la consommation locale de gaz naturel.

Cependant, lorsque nous avons estimé la relation entre le gaz naturel et (la population, le PIB), nous avons constaté que l'effet de la population sur la consommation nationale de gaz naturel n'est pas statistiquement significatif. Par conséquent, nous incluons indirectement la population dans l'équation de consommation de gaz naturel en étudiant la relation entre la consommation de gaz naturel par habitant et le revenu par habitant.

5. Modélisation de la relation entre la consommation de gaz naturel par habitant et la production intérieure brute par habitant

Avant d'étudier la relation entre la consommation individuelle de gaz naturel et la croissance économique, il convient de noter qu'il existe quatre hypothèses concernant la nature de la relation entre les deux variables³.

- ✓ **L'hypothèse de la consommation** repose sur l'existence d'une causalité unidirectionnelle de la croissance économique à la consommation de gaz naturel. Dans ce cas, la politique gouvernementale ciblant la consommation de gaz naturel n'aura aucun impact sur la croissance économique, et le contrôle de la consommation de gaz naturel passe par le contrôle de son prix. Ces résultats apparaissent souvent dans les pays exportateurs d'hydrocarbures.
- ✓ **L'hypothèse de la croissance** repose sur l'existence d'une causalité unidirectionnelle de la consommation de gaz naturel à la croissance économique. Selon cette hypothèse, il est possible de contrôler la croissance économique par des politiques ciblant la consommation de gaz naturel. Ces résultats apparaissent souvent dans les pays industrialisés.
- ✓ **Hypothèse de rétroaction** Cette hypothèse repose sur l'existence d'une relation réciproque entre la consommation de gaz naturel et la croissance économique. Dans ce cas, les politiques macroéconomiques ainsi que les politiques énergétiques doivent être coordonnées en conséquence, car elles peuvent s'influencer mutuellement.
- ✓ **L'hypothèse de neutralité** selon cette hypothèse il n'y a aucune relation entre les deux variables, Si les résultats de l'étude soutiennent l'hypothèse de neutralité, il faudra trouver un autre moyen d'influencer la croissance économique et la consommation de gaz naturel.

³ Hassiba Zian, Kamel Malik BENSARFA (2021), *Natural gas consumption and economic growth in Algeria: Bounds test cointegration and Toda-Yamamoto causality analysis*, *Economic Researcher Review*, Volume 09. (issue 02), Algeria: University of skikda, p.111-112

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Étant donné que l'Algérie est un pays exportateur d'hydrocarbures, il est attendu que la relation entre la consommation de gaz naturel par habitant et le PIB par habitant soit soumise à l'hypothèse de la consommation, c'est-à-dire à l'existence d'une relation unidirectionnelle du PIB par habitant à la consommation de gaz naturel par habitant.

5.1 Présentation du modèle

La forme de la fonction de demande de gaz naturel est donnée comme suit:

$$CGN_i = Y_t^\beta$$

Toutes les séries ont été converties en unités par habitant en utilisant des séries de population. De plus, nous avons transformé toutes les variables en forme logarithmique pour des résultats empiriques fiables et efficaces. L'équation estimable est modélisée comme suit:

$$LCGNP_i = \beta_0 + \beta_1 LYP_t + U_t$$

Où:

- $LCGNP_i$: Logarithme de la consommation du gaz naturel par habitant
- β_0 : Constant
- β_1 : L'élasticité à long terme de la demande du gaz naturel par habitant par rapport à IYP
- LYP_t : Logarithme de la croissance économique par la production intérieure brute (PIB) réel par habitant
- U_t : Le terme d'erreur aléatoire représente les variables restantes qui affectent la consommation individuelle du gaz naturel et qui n'ont pas été incluses dans le modèle.

5.2 L'étude de la stationnarité de la série temporelle de LGDPP

Nous avons étudié la stationnarité de la série temporelle de LGDPP en utilisant le test Dickey-Fuller Augmenté par le programme statistique Eviews. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau n° 10

Tableau N° (3. 14) : les résultats d'étude de la stationnarité de LGDPP

Au niveau				
Trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-3.9373	0.0205
Test critical values :	1% level		-4.2349	
	5% level		-3.5403	
	10% level		-3.2024	
Variable	Coefficient	Std.Err or	t-statistic	Prob.
LGDPP(-1)	-0.2987	0.0758	-3.9373	0.0006
C	-3.5101	0.8912	3.9382	0.0005
@TREND(« 1980 »)	0.0028	0.0007	3.6249	0.0012

Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

5.2.1 Test de la présence de la composante de tendance général dans la série temporelle de la production intérieure brute (PIB) réel par habitant

D'après le tableau¹⁰, nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la consommation individuelle du gaz naturel ne contient pas la composante de la tendance générale.

C'est-à-dire que la série temporelle de la production du gaz naturel ne contient pas de racine unitaire et donc la série de la consommation individuelle du gaz naturel est non stationnaire type DS

5.3 L'étude de stationnarité de la série temporelle de DLGDPP

Pour étudier la stationnarité des séries temporelles, nous avons utilisé le test de Dickey-Fuller augmenté. Les résultats du test sont présentés dans le tableau n°15.

Tableau N° (3. 15): les résultats de l'étude de stationnarité de la série de DLGDPP

Au niveau				
Trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-3.9865	0.0168
Test critical values:	1% level		-4.1923	
	5% level		-3.5207	
	10% level		-3.1912	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLGDPP(-1)	-0.5828	0.1462	-3.9865	0.0003
C	-0.0010	0.0076	-0.1368	0.8924
@TREND("1980")	0.0001	0.0003	0.6467	0.5216
Constan				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-3.9651	0.0037
Test critical values:	1% level		-3.5966	
	5% level		-2.9331	
	10% level		-2.6048	
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLGDPP (-1)	-0.5708	0.1439	-3.9651	0.0003
C	0.0033	0.0036	0.8994	0.3738
NONE				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-3.8752	0.0003
Test critical values:	1% level		-2.6211	
	5% level		-1.9488	
	10% level		-1.6119	

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLGDPP (-1)	-0.5473	0.1412	-3.8752	0.0004

Source: fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

5.3.1 Test de la présence de la composante de tendance général dans la série temporelle DLGDPP

D'après le tableau N°15, nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de la composante de la tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5%, ce qui signifie que le paramètre de tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de DLGDPP ne contient pas la composante de la tendance générale.

5.3.2 Vérification de la présence de la constante dans la série temporelle de DLGDPP

D'après le tableau N°15, nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique du constante est inférieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de la constant est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de la production de gaz naturel contient une constante, et donc le modèle permettant de tester la présence d'une racine unitaire dans la série temporelle de DLGDPP c'est le modèle numéro 05

5.3.3 Test de l'existence d'une racine unitaire dans la série temporelle de DLGDPP à travers le modèle n° 05

D'après le tableau N° 15, nous remarquons que la valeur calculée de la statistique Dickey-Fuller augmentée est inférieure à la valeur tabulée de la statistique Dickey-Fuller augmentée au niveau de signification de 1%, ce qui signifie que le paramètre de la racine unitaire n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle de DLGDPP ne contient pas de racine unitaire et donc la série temporelle de DLGDPP est stationnaire

6. **Test de causalité de Granger** : les résultats du Test de causalité de Granger sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau N°(3.16):Résultats du test de causalité de Granger

Null Hypotheses	observation	F-statistic	probability
LGDPP ne cause pas LNGCP	42	3,9112	0,0288
LNGCP ne cause pas LGDPP		0,5810	0,5643

Source: fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02.

Selon le résultat du test de causalité de Granger, il existe une causalité unidirectionnelle allant du LGDPP au LNGCP

7. L'estimation du modèle économétrique de la consommation individuelle

Étant donné que les séries temporelles des variables étudiées sont stationnaires au niveau I(0) et à la première différence I(1), Nous nous appuyerons dans la méthode d'estimation sur le modèle ARDL développé par Pesaran et al (2001),

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Après avoir déterminé les décalages du modèle UECM à l'aide du critère AIC et l'avoir estimé à l'aide de la méthode des moindres carrés ordinaires, le test des bornes sera utilisé pour tester la cointégration, qui repose sur l'hypothèse suivante :

$$H_0: \phi_1 = \phi_2 = 0$$

$$H_1: \phi_1 \neq \phi_2 \neq 0$$

Nous comparons la statistique de Fisher calculée F_{stat} avec la statistique de Fisher tabulée F_{pss} calculée par Pesaran et al (2001) qui comprend deux valeurs critiques, où la borne inférieure $I(0)$ suppose que toutes les variables sont stationnaires au niveau, tandis que la borne supérieure $I(1)$ suppose que toutes les variables sont stationnaires à la première différence, et la décision est la suivante⁴:

- Si $F_{Stat} < F_{pss}$ pour la limite supérieure, alors nous rejetons l'hypothèse nulle, c'est-à-dire qu'il existe une relation de cointégration entre les variables.
- Si $F_{Stat} > F_{pss}$ pour la limite inférieure, alors nous acceptons l'hypothèse nulle, c'est-à-dire qu'il n'y a pas de relation de cointégration entre les variables.
- Si F_{Stat} se situe entre les valeurs supérieure et inférieure de F_{pss} , alors nous sommes confrontés à un cas d'incertitude sur l'existence d'une relation de cointégration entre les variables.

Nous avons estimé le meilleur modèle selon le critère AIC qui est ARDL (3,0), les résultats sont présentés dans le tableau n°.

7.1 Estimation du modèle UECM

Les résultats de l'estimation du modèle UECM présenté dans le tableau N° 17

Tableau N°(3.17) : les résultats de l'estimation du modèle UECM

UECM			
Les variables	Coefficient	t-Statistic	Prob
LCGNP(-1)	0.8974	5.7830	0.0000
LCGNP(-2)	-0.3208	-1.5119	0.1393
LCGNP(-3)	0.3531	2.3902	0.0222
LGDP	0.4234	3.7688	0.0006
C	-5.6375	-3.7666	0.0008

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

Après avoir estimé le modèle de cointégration restreint UECM, nous avons utilisé le test des limites pour tester la cointégration entre les variables de l'étude.

7.2 Le test des limites pour la cointégration (Bound test)

Les résultats de test des limites pour la cointégration présenté dans le tableau N°(3.18)

⁴ Pesaran et al, **Bounds testing approaches to the analysis of level relationships**, Journal of Applied Econometrics, Vol 16, Issue 3, May/June 2001, P 289–326.

Tableau N°(3.18) : les valeurs critiques du tes de limites pour le cointégration

F_{stat}		F_{pss}	Taux de signification		
valeur	prob		1%	5%	10%
23.25	0.00	I(0)	3.21	3.937	5.593
		I(1)	3.73	4.523	6.333

Source: fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

Il ressort du tableau (3) que la statistique $F_{stat} = 23,25$, qui est supérieure à la valeur limite supérieure I(1), qui est égale à $F_{pss} = 3,73$, à un niveau de signification de 1 %, ce qui indique l'existence d'une relation de cointégration entre les variables de l'étude.

7.3 L'estimation des paramètres du modèle à court et à long terme.

Après avoir confirmé l'existence d'une relation de cointégration, nous avons estimé les paramètres du modèle à court et à long terme les résultats de l'estimation présentes dans le tableau N°(3.19)

Tableau N°(3.19) : les résultats de l'estimation des paramètres du modèle à court et à long terme.

Le modèle de cointégration			
Les variables	Coefficient	t-Statistic	Prob
COINTEQ*	-0.0702	-5.6835	0.0000
D(LCGNP(-1))	-0.0323	-0.2249	0.8232
D(LCGNP(-2))	-0.3531	-2.5259	0.0158
La relation à long terme			
LGDP	6.0278	4.2989	0.0001
C	-80.2443	-4.8409	0.0000
Teste de diagnostique			
Adjusted R^2 : 0.29		Jarque Bera : 5.21 [0.07]	
Serial Correlation LM (1): 0.08 [0.95]		Breusch Pagan :	
0.001 [0.97]		Ramsey Reset : 0.56 [0.45]	

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°02

En ce qui concerne les tests de diagnostic du modèle, nous remarquons dans le tableau (19) que la probabilité correspondant à la statistique du multiplicateur de Lagrange (LM) est supérieure à un niveau de signification de 5 %, ce qui confirme que le modèle est exempt du problème d'autocorrélation des erreurs du premier et du second ordre. Il apparaît également que la probabilité correspondant à la fois à la statistique de (Jarque Bera) et à la statistique (Breusch Pagan Godfrey) est supérieure à un niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que les erreurs suivent une distribution normale et que leur variance est constante. Le test (de Ramsey) a également confirmé la validité du modèle estimé.

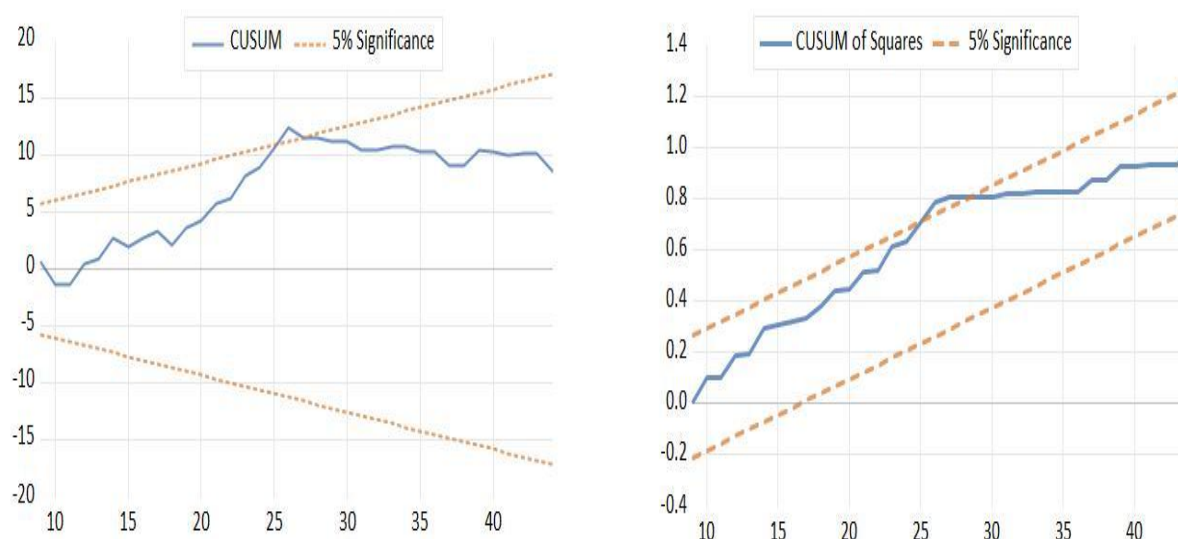
Il ressort également du tableau (19) que le paramètre de correction d'erreur a un signe négatif et est statistiquement significatif au niveau de 1 %, Cela confirme l'existence d'une relation d'équilibre à long terme entre les variables étudiées. Par conséquent, la vitesse d'ajustement du court terme au long terme est estimée à environ 07,02 %.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Il est également évident qu'il existe un impact positif et statistiquement significatif du produit intérieur brut individuel à long terme sur la consommation individuelle du gaz naturel, car le produit intérieur brut individuel augmente de 1 %, ce qui entraînera une augmentation de la consommation individuelle de gaz naturel par 06,02 %.

Test de stabilité : Les résultats du test de stabilité sont présentés à la figure N° 09.

Figure N°(3.09): Résultats des tests CUSUM et CUSUMSQ



Source : fait par l'auteur utilisant le programme EViews 13

La figure N° 09 montre que les courbes CUSUM et CUSUMSQ (lignes continues) se situent dans les limites critiques à un seuil de signification de 5 % (lignes pointillées). Par conséquent, les résultats estimés pourraient être fiables pour des analyses et des prévisions ultérieures.

Nous concluons donc que la relation entre la consommation individuelle de gaz naturel et le PIB individuel est soumise à l'hypothèse de consommation. Cela est dû au fait que l'Algérie est un pays exportateur d'hydrocarbures, en plus du fait que les prix de l'énergie dans le pays sont subventionnés.

En outre, environ 40% de la consommation de gaz naturel est attribuée au secteur de la distribution publique.

Ainsi, pour contrôler la consommation de gaz naturel, il faut contrôler ses prix.

Axe 02 : la prévision de la consommation externe (les exportations) Algérienne en 2035

Dans cette partie, nous allons faire la modélisation des exportations de gaz naturel

1. Etude de la stationnarité des séries temporelles des exportations de gaz naturel

Nous avons étudié la stationnarité des séries chronologiques des exportations de gaz naturel en utilisant le test Dickey-Fuller Augmenté par le programme statistique E-Views. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau N° 20.

Tableau N°(3.20) : les résultats de l'étude de la stationnarité de la série temporelle des exportations de gaz naturel

À la première différence				
trend				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-3.2381	0.0907
Test critical values:	1% level		-4.1864	
	5% level		-3.5180	
	10% level		-3.1897	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-Statistic	Prob.
LEXGN(-1)	-0.1493	0.0461	-3.2381	0.0024
C	1.6138	0.4526	3.5655	0.0010
@TREND("1980")	4.7759e-05	0.0020	0.0036	0.9813
constan				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic			-4.8180	0.0000
Test critical values:	1% level		-3.5924	
	5% level		-2.9314	
	10% level		-2.6039	
Variable	Coefficient	Std.Error	t-Statistic	Prob.
LEXGN(-1)	-0.1484	0.0308	-4.8180	0.0000
C	1.6065	0.3240	4.9582	0.0000

Source: fait par l'auteur à partir de l'annexe n°03

2.1.2 Test de la présence de la composante de tendance générale dans la série temporelle des exportations de gaz naturel

D'après le tableau N° 20, nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de tendance générale est supérieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de la tendance générale n'est pas statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle des exportations de gaz naturel ne contient pas la composante de la tendance générale.

2.1.3 Vérification de la présence de la constante dans la série temporelle de la production de gaz naturel

D'après le tableau N°20, nous remarquons que la probabilité correspondant à la statistique de la constante est inférieure au niveau de signification de 5 %, ce qui signifie que le paramètre de la constante est statistiquement significatif, c'est-à-dire que la série temporelle des exportations de gaz naturel contient de la constante, par conséquent le modèle permettant de tester la présence

d'une racine unitaire dans la série temporelle des exportations de gaz naturel c'est le modèle numéro 05

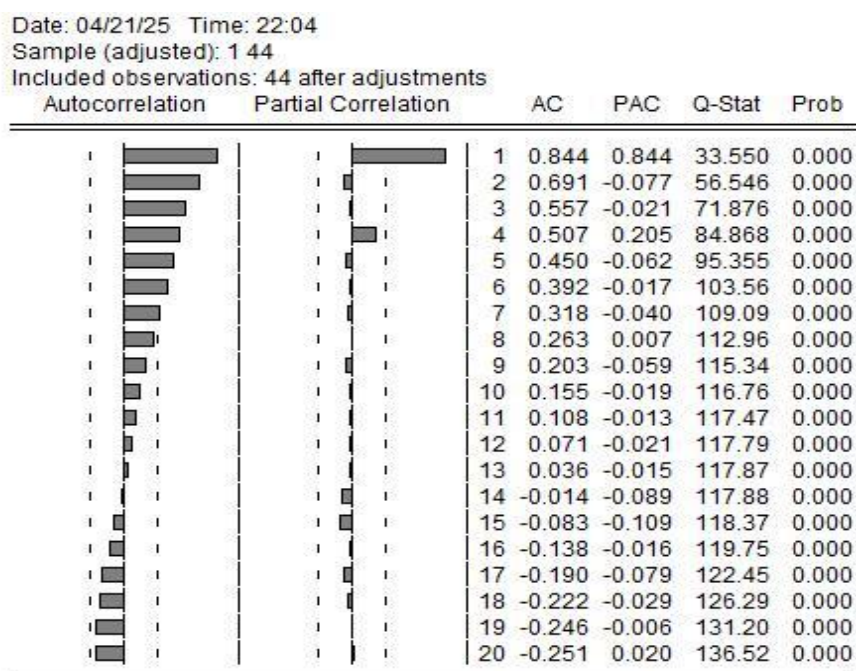
2.1.4 Test de l'existence d'une racine unitaire dans la série temporelle des exportations de gaz naturel à travers le modèle n° 05

D'après le tableau N°20, nous remarquons que la valeur calculée de la statistique Dickey-Fuller augmentée est inférieure à la valeur tabulée de la statistique Dickey-Fuller augmentée au niveau de signification de 1 %, ce qui signifie que le paramètre de la racine unitaire n'est pas statistiquement significatif. cela indique que la série temporelle des exportations de gaz naturel ne contient pas d'une racine unitaire et donc la série temporelle des exportations de gaz naturel est stationnaire au niveau

3. Identification du modèle ARMA(p,q)

Les graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LEXGN sont tracés dans la figure 10.

Figure N° (3.10): Graphiques de fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série LEXGN.



Source : fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

La figure 10 indique que le coefficient d'autocorrélation de la séquence LEXGN est significativement non nul lorsque l'ordre de décalage est 7. Et il se situe essentiellement dans la bande de confiance lorsque l'ordre de décalage est supérieur à 7, donc q peut être pris 7.

Le coefficient d'autocorrélation partielle est significativement différent de zéro lorsque l'ordre du décalage est égal à 1, donc p=1 Les résultats d'estimation des modèles ARMA (p,q) dans le tableau suivant :

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Tableau N° (3.21): les résultats des tests ARMA (p, q)

(p,q)	R ² Ajusté	AIC	SC	SE of régression
(0,1)	0.5890	0.8309	0.9526	0.3500
(0,2)*	0.5928	0.9371	1.0587	0.3483
(0,3)*	0.4182	1.2460	1.3677	0.4164
(0,4)	0.4254	1.2360	1.3577	0.4138
(0,5)	0.4428	1.2828	1.4044	0.4075
(0,6)	0.3458	1.3926	1.5143	0.4415
(1,0)	0.9271	-0.8394	-0.7178	0.1473
(1,1)*	0.9291	-0.8448	-0.6826	0.1453
(1,2)*	0.9299	-0.8546	-0.6927	0.1444
(1,3)*	0.9253	-0.7940	-0.6318	0.1491
(1,4)*	0.9282	-0.8252	-0.6630	0.1462
(1,5)*	0.9329	-0.8710	-0.7088	0.1413
(1,6)*	0.9304	-0.8450	-0.6828	-0.1439

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°03

Après avoir sélectionné le modèle ARMA optimal en fonction de la valeur minimale de l'AIC et la valeur de la SC, nous effectuons un test de signification des paramètres et un test de caractère aléatoire résiduel sur le résultat de l'estimation. S'il réussit le test, le modèle peut être considéré comme le modèle optimal ; s'il ne réussit pas le test, la deuxième plus petite valeur AIC et la deuxième valeur SC sont sélectionnées et le test statistique approprié est effectué. Et ainsi de suite jusqu'à ce que le modèle approprié soit sélectionné. Dans le tableau 5, le modèle qui n'a pas réussi le test de signification des paramètres et le test du caractère aléatoire résiduel a été identifié par « * ».

Enfin, il est préférable de choisir le modèle ARMA (1, 0) et faire des tests pour voir si le modèle optimale ou bien non.

1.2 L'estimation du modèle ARMA(1,0)

Les résultats de l'estimation du modèle ARMA (1,0) dans le tableau n°17

Tableau N° (3.22): Les résultats d'estimation du model ARMA(1,0)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.9292	0.8624	11.5122	0.0000
AR(1)	0.9889	0.0312	31.6776	0.0000
SIGMASQ	0.0202	0.0027	7.2957	0.0000
R-squared	0.9305	F-statistic	274.6438	
Adjusted R-squared	0.9271	Prob(F-statistic)	0.0000	
Durbin-Watson stat	1.4923			

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°03

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Selon les résultats d'estimation du modèle l'équation mathématique du modèle est représentée comme suite :

$$\Delta LEXGN_{t-1} = 9.92 + 0.98\Delta LEXGN_{t-1}$$

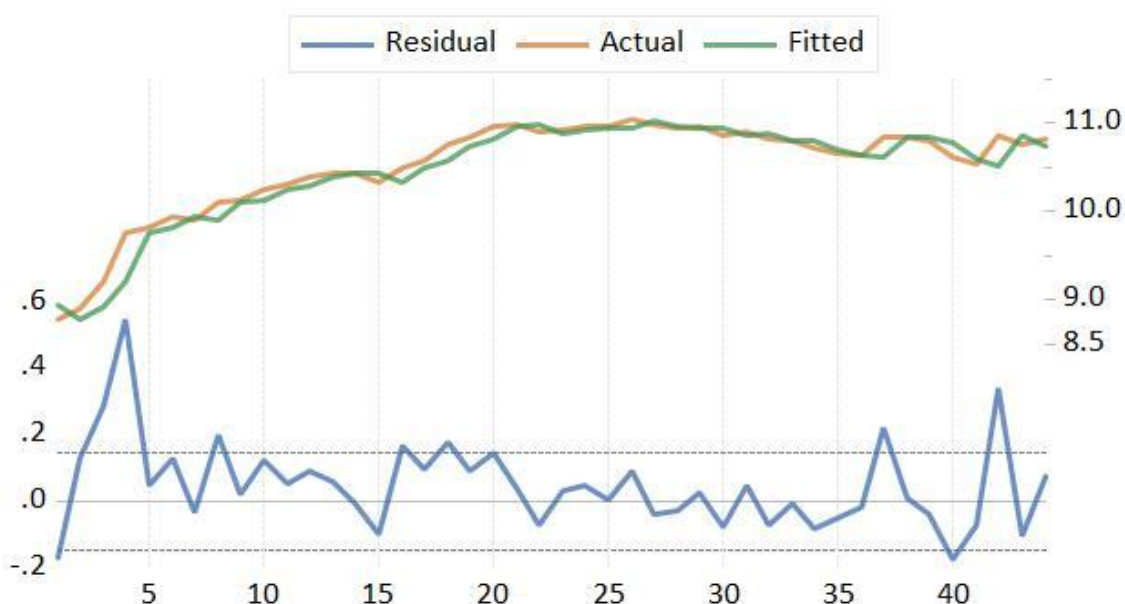
1.2.1 Diagnostique du paramètre

Il peut être vu à partir de la statistique T des coefficients du modèle et de sa valeur P que les estimations des paramètres de toutes les variables explicatives du modèle sont significatives au niveau de signification de 0,01.

1.2.2 Diagnostique des résidus

Le modèle est utilisé pour ajuster les données LEXGN, et le résultat est illustré à la figure 11.

Figure N° (3.11): Séries réelles, séries ajustées et séries résiduelles de la séquence LEXGN.

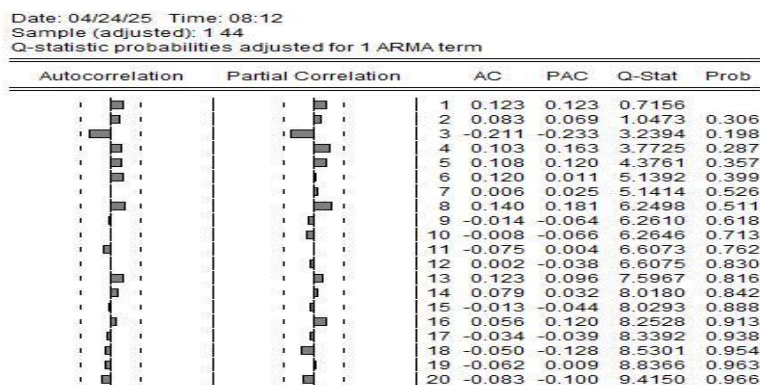


Source : fait par l'auteur utilisant EViews 13

Sur la figure 11, les données réelles sont données par la ligne rouge, et les lignes pointillées supérieures et inférieures correspondent aux valeurs ajustées et au résidu du modèle.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Figure N° (3. 12): Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle.



Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°03

Selon les Graphiques des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle de la série résiduelle On remarque qu'il n'y'a pas un problème d'autocorrélation entre les résidus, indiquant que le modèle est valide.

Tableau N° (3.23): Test ARCH

F-statistic	0.2244	Prob. F(3,37)	0.8788
Obs*R-squared	0.7329	Prob. Chi-Square(3)	0.8654

Source : fait par l'auteur à partir de l'annexe n°03

La probabilité correspondant à la statistique du multiplicateur de Lagrange apparaît inférieure à 5 % dans le cas d'un effet ARCH dans la série temporelle LEXGN, ce qui indique l'homogénéité de la variance d'erreur.

Tableau N° (3.24): les valeurs de la prévision des exportations du gaz naturel

Année	Les exportations du gaz naturel	Taux de croissance (%)
2024	1646268532.947621	01,822252
2025	1676482813.442163	01,802242
2026	1706907594.93269	01,78245
2027	1737538204.776515	01,762874
2028	1768369924.416782	01,743511
2029	1799397992.487242	01,724358
2030	1830617607.897275	01,705414
2031	1862023932.894489	01,686677
2032	1893612096.102166	01,668143
2033	1925377195.529142	01,649812
2034	1957314301.549727	01,63168
2035	1989418459.85124	01,613746

Source : Fait par l'auteur utilisant le programme EVIEWS 13

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

D'après le tableau n°19, nous remarquons une augmentation des valeurs des exportations du gaz naturel au cours de la période 2020-2035 avec un taux moyen de 01,71 %.

Toutefois, compte tenu de l'augmentation de la demande intérieure en gaz naturel, notamment dans le secteur de la distribution publique et dans le secteur de la production d'électricité, et dans le cas où la production de gaz naturel se maintient à son niveau actuel ou diminue, Le gouvernement algérien pourrait se retrouver confronté au problème de ne pas pouvoir répondre à la demande étrangère en gaz naturel, et ainsi perdre sa part sur le marché étranger de gaz naturel, ce qui pourrait affecter sa position politique dans le système international.

Le gouvernement algérien doit donc trouver des solutions radicales pour éviter ce problème en contrôlant la demande locale en gaz naturel par le contrôle des prix, en plus de diversifier les sources d'énergie en incluant les énergies renouvelables dans le mix énergétique, que ce soit pour une utilisation directe ou pour la production d'électricité.

Le processus de la prévision est basé sur les valeurs passées pour connaître le comportement futur de la variable économique. La prévision est considérée comme un outil important pour aider au processus de planification économique et à la prise de décision en fonction des résultats obtenus, en tenant compte des facteurs environnementaux et économiques qui peuvent influencer directement ou indirectement sur le cours des processus économiques, qu'il s'agisse des opérations de production, de commercialisation ou même d'exportation.

Les méthodes du processus de prévision varient selon le type de variables étudiées, qu'elles soient mensuelles, trimestrielles ou annuelles, et elles diffèrent selon la période étudiée et la période à prévoir. Il existe des méthodes sur lesquelles on s'appuie dans la prévision à long terme processus, car il existe des méthodes sur lesquelles s'appuie le processus de prévision à long terme.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

Dans ce chapitre, nous étudions l'avenir de gaz naturel en Algérie pour répondre à la problématique de l'étude en suivant la méthodologie de Box-Jenkins pour l'analyse des séries temporelles basée sur les données du Ministère algérien de l'Energie et des Mines durant la période 1980-2023. Et nous y avons conclu que :

D'après la modélisation de la production de gaz naturel nous remarquons que la production du gaz naturel va augmenter en 2024 de 5230772461.912528 à 5851201356.601146 en 2035 avec un taux croissance moyen de 01,016596%, Ce taux est très faible, et il est possible que l'Algérie ne puisse pas être en mesure à l'avenir de satisfaire la demande sur le gaz naturel, notamment la demande étrangère, dans le cas où la consommation intérieure de gaz naturel n'est pas contrôlée et que des alternatives au gaz naturel sont trouvées dans le domaine de la production d'électricité, qui occupe environ quarante pour cent de la consommation intérieure de gaz naturel.

D'après de la modélisation de la consommation individuelle du gaz naturel nous remarquons une augmentation des valeurs de la consommation individuelle au cours de la période 2024-2035 avec un taux moyen de 0,907%, et comme la croissance démographique est en constante augmentation, les valeurs prédites indiquent une augmentation de la consommation totale du gaz naturel au cours de la période 2024-2035.

L'augmentation de la consommation de gaz naturel pourrait se faire au détriment d'une diminution des exportations si la production de gaz naturel reste au même niveau ou diminue. Donc il est important de comprendre les variables qui influencent la consommation de gaz naturel pour contrôler la consommation de gaz naturel en Algérie.

Selon la fonction de demande sur le gaz naturel, parmi les facteurs les plus importants qui effectuent la demande intérieure de la consommation de gaz naturel figurent les prix de gaz naturel, le revenu et la population.

Étant donné que Les prix de gaz naturel en Algérie sont subventionnés, il peut être exclus et étudiée la relation entre la consommation du gaz naturel, le revenu et le nombre de la population.

D'autre part, la plus grande partie de la consommation locale de gaz naturel se fait dans le secteur de la distribution publique, donc il est entendu que y' a un effet positif et statistiquement significatif de la population sur la consommation locale de gaz naturel.

Cependant, lorsque nous avons estimé la relation entre le gaz naturel et la population ainsi que le PIB, nous avons constaté que l'effet de la population sur la consommation nationale du gaz naturel n'est pas statistiquement significatif. Par conséquent, nous incluons indirectement la population dans l'équation de consommation de gaz naturel en étudiant la relation entre la consommation de gaz naturel par habitant et le revenu par habitant.

D'après la modélisation de la fonction de la demande individuelle de gaz naturel nous concluons donc que la relation entre la consommation individuelle de gaz naturel et le PIB individuel est soumise à l'hypothèse de consommation. Cela est dû au fait que l'Algérie est un pays exportateur d'hydrocarbures, en plus du fait que les prix de l'énergie dans le pays sont subventionnés.

Chapitre 03 : les perspectives du gaz naturel algérien en 2035

En outre, environ 40 % de la consommation de gaz naturel est attribuée au secteur de la distribution publique. Ainsi, pour contrôler la consommation de gaz naturel, il faut contrôler ses prix.

D'après la modélisation du modèle des exportations de gaz naturel, nous remarquons une augmentation des valeurs des exportations de gaz naturel au cours de la période 2020-2035 avec un taux moyen de 01,71 %.

Toutefois, compte tenu de l'augmentation de la demande intérieure en gaz naturel, notamment dans le secteur de la distribution publique et dans le secteur de la production d'électricité, et dans le cas où la production de gaz naturel se maintient à son niveau actuel ou diminue, l'état algérien pourrait se retrouver confronté au problème de ne pas pouvoir répondre à la demande étrangère en gaz naturel, et ainsi perdre sa part sur le marché étranger de gaz naturel, ce qui pourrait affecter sa position politique dans le système international.

Le gouvernement algérien doit donc trouver des solutions radicales pour éviter ce problème en contrôlant la demande locale en gaz naturel par le contrôle des prix, en plus de diversifier les sources d'énergie en incluant les énergies renouvelables dans le mix énergétique, que ce soit pour une utilisation directe ou pour la production d'électricité.

CONCLUSION

Conclusion

L'énergie est le principal moteur de la croissance économique et du développement durable, car elle fournit des emplois, facilite les opérations industrielles et assure le bien-être des individus. Par conséquent, les pays cherchent à développer le secteur de la production d'énergie et à diversifier ses sources en fonction des exigences d'amélioration du niveau de la vie des individus et la réalisation de la sécurité énergétique, tout en préservant les droits des générations futures et en protégeant l'environnement des effets de l'exploitation des sources d'énergie fossiles. cela se fait en adoptant une politique de transition énergétique, représentée par le passage de l'exploitation des sources d'énergie fossiles à l'exploitation des sources d'énergie renouvelables en raison de leur abondance, en plus de leur contribution à la réalisation des dimensions du développement durable, dont la plus importante est le maintien de l'équilibre environnemental.

Dans cette recherche, nous avons étudié l'avenir de gaz naturel à la lumière de la transition énergétique. Nous avons divisé la recherche en trois chapitres.

Le premier chapitre, intitulé La situation de gaz naturel dans l'économie algérienne, dans lequel nous avons étudié et analysé tant les réserves de la production et la consommation du gaz naturel et les exportations de gaz naturel.

Le deuxième chapitre s'intitule la place de gaz naturel dans la stratégie de transition énergétique en Algérie, dans lequel nous avons abordé les concepts généraux sur les énergies renouvelables en plus de présenter les programmes de transition énergétique adoptés par l'Algérie, en plus de présenter les expériences de certains pays dans ce domaine.

Dans le troisième chapitre, intitulé Perspectives de gaz naturel en Algérie à l'horizon 2035, nous avons modélisé à la fois la production et la consommation de gaz naturel algérien au niveau local et à l'étranger, et on a conclu que :

- Pour les réserves de gaz naturel : l'Algérie possède la onzième plus grande réserve de gaz naturel au monde Avec des réserves de 4 500 milliards de mètres cubes de gaz, et la deuxième plus grande réserve en Afrique, derrière le Nigéria
- Pour la production de gaz naturel : L'Algérie est le premier producteur du continent africain, avec plus de 50 % de toute l'extraction africaine
- Pour la consommation du gaz naturel : Près de la moitié du gaz naturel marchand produit en Algérie, en dehors des quantités réinjectées dans le sous-sol, sont pour l'essentiel consommée sur place par les ménages et le secteur des transports, ce qui réduit la part exportable de la production, La détérioration du bilan gazier de l'Algérie n'est pas seulement due à une production de gaz en baisse ou en stagnation, mais aussi à la croissance rapide de la consommation intérieure de gaz. Entre 2008 et 2018, la consommation totale de gaz sur le marché intérieur a augmenté de 70 % à un taux de croissance annuel moyen de plus de 5 %, Les trois principaux segments de la consommation intérieure de gaz naturel en Algérie sont les stations électriques, le secteur public de la distribution de gaz (approvisionnant les ménages, les utilisateurs commerciaux et industriels de petite et moyenne taille), et la grande industrie. À l'heure actuelle, le secteur de l'électricité, où le gaz naturel représente 98% de la consommation

Conclusion

totale de carburant, représente la plus grande part de la consommation intérieure totale de gaz.

- Pour les exportations du gaz naturel : En 2012, l'Algérie était le septième exportateur mondial de **GNL**, et le deuxième plus grand fournisseur du gaz naturel d'Europe en dehors de la région, exportant environ 5% du total mondial. La France était la principale destination (34%), suivie de la Turquie (23%), de l'Espagne (23%), de l'Italie (9%) et de la Grèce (6%).
- L'Algérie regorge de diverses sources d'énergie renouvelables dont les plus importantes sont l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et l'énergie géothermique. De nombreux programmes ont été alloués pour développer l'exploitation de ces sources afin de produire de l'électricité, d'atteindre l'autosuffisance et d'orienter le reste vers l'exportation. Cependant, la mise en œuvre de ces programmes reste très difficile sur le terrain en raison d'un manque de considération, car les programmes sont élaborés sans planification stratégique et sans études de terrain réalistes. En effet, seulement 2 % de ce qui était prévu a été réalisé, que ce soit en termes de capacité installée ou en termes de quantité d'électricité produite à partir des sources renouvelables. Cela prolonge ainsi la dépendance totale à l'égard du gaz naturel comme source principale de production d'électricité. De plus, la consommation domestique de gaz naturel continue d'augmenter, contrairement à ce qui était prévu, ce qui pourrait entraîner une diminution des exportations algériennes de gaz naturel.

Les résultats de l'étude empirique ont montré que :

- Confirmant la première hypothèse, qui stipule que le gaz naturel occupe une place importante dans l'économie algérienne, il est à noter que le gaz naturel joue également un rôle essentiel dans le budget énergétique algérien, que ce soit en termes de consommation énergétique locale, d'exportations d'énergie ou de production d'électricité.
- Concernant la deuxième hypothèse, il est confirmé que le gaz naturel occupe une place importante dans le programme des énergies renouvelables, car ce programme stipule la nécessité de remplacer les produits pétroliers, notamment dans le domaine des transports, par l'utilisation du gaz naturel, qui produit moins de gaz à effet de serre.
- Pour la troisième hypothèse, nous rejetons la partie qui affirme une diminution de la production et des exportations de gaz naturel, tout en confirmant la partie qui affirme une augmentation de la consommation de gaz naturel.

Nous avons également conclu, grâce à l'étude appliquée, que la consommation individuelle de gaz naturel est affectée par le niveau de revenu individuel. Cela est dû au fait que l'Algérie est un pays exportateur de carburant. De plus, les prix de l'énergie en Algérie sont subventionnés, et le secteur de la distribution publique occupe environ trente pour cent, ce qui en fait un secteur improductif.

D'autre part, l'inclusion du gaz naturel comme source d'énergie propre dans le programme d'énergie renouvelable, compte tenu de l'échec de l'État à atteindre le niveau prévu d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique pour la production d'électricité, peut

Conclusion

contribuer à augmenter la consommation intérieure de gaz naturel. Cela se fera cependant au détriment des exportations de gaz naturel de l'Algérie. Par conséquent, l'Algérie risque de perdre sa position sur le marché mondial du gaz naturel, ce qui pourrait affecter sa position dans le système international actuel.

À la lumière des acquis de cette étude et dans le but de contribuer au succès de la stratégie de transition énergétique tout en préservant la position de l'Algérie sur le marché du gaz naturel, nous proposons les recommandations suivantes :

- Planification stratégique à travers des expérimentations sur le terrain et des études stratégiques pour des projets d'investissement dans le domaine des énergies renouvelables, notamment des projets d'énergie solaire.
- Travailler à la formation du capital humain dans le domaine des énergies renouvelables en offrant aux personnes intéressées par ce secteur la possibilité d'acquérir les compétences nécessaires.
- Coordination entre les différents secteurs en formant un comité chargé d'étudier les besoins et les capacités de chaque secteur dans le domaine des énergies renouvelables, comme cela se fait au Nigeria.
- Renforcer la surveillance des projets liés à la politique de transition énergétique.

Cette recherche ouvre d'autres horizons à l'étude dont les plus importants sont :

- L'impact de la consommation du gaz naturel dans le secteur de la distribution publique sur la croissance économique en Algérie
- L'impact de la consommation de gaz naturel dans le secteur de l'industrie sur la croissance économique du secteur industriel en Algérie
- L'impact des revenus d'exportation du gaz naturel sur la croissance économique en Algérie
- Les énergies renouvelables et la croissance économique en Algérie
- Les perspectives de la production des énergies renouvelables en Algérie

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

Les livres

1. D. Yogi Goswami and Frank Kreith, **Energy conversion**, second edition, Taylor & Francis Group, Boca Raton : CRC Press, 2017,
2. Dan chiras, **The Homeowner's Guide to Renewable Energy**, New Society Publisher, Canada, Second printing August 2006,
3. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), **The Nigerian Energy Sector : An Overview with a Special Emphasis on Renewable Energy, Energy Efficiency and Rural Electrification**, 2nd Edition, June 2015, Abuja, Nigéria.

Les articles

4. Abraham EM, Nkitnam EE (2017) **Review of Geothermal Energy Research in Nigeria: The Geoscience Front**. Int J Earth Sci Geophys
5. Africa energy series, **invest in the energy sector of Algeria**, 2020.
6. Ahmed Bouraiou et al, **Status of Renewable Energy Potential and Utilization in Algeria**, Journal of Cleaner Production (2019), <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>,
7. Amina MEKHELFI, **Evolution des exportations gazières de l'Algérie et son impact au sein de l'OPEC (1970 à 2012)**, Magazine de Performance des Institutions Algériennes, N 05/2014.
8. Amna Omri, Thèse de doctorat : « **Analyse de la transition vers les énergies renouvelables en Tunisie: Risques, enjeux et stratégies à adopter** », Université Côte d'Azur, 2016.
9. AZZEDINE LAYACHI, **The Changing Geopolitics of Natural Gas: The Case of Algeria**, Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Center for Energy Studies, November 2013,
10. Bahman Zohuri, **Hybrid Energy Systems: Driving Reliable Renewable Sources of Energy Storage**, Springer International Publishing, 2018,
11. D Abdullahi et al, **Solar Energy Development and Implementation in Nigeria: Drivers and Barriers**, IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry, 2017,
12. D. Yogi Goswami and Frank Kreith, **Energy conversion**, second edition, Taylor & Francis Group, Boca Raton : CRC Press, 2017,
13. Hakim Darbouche, **Energising EU-Algerian relations**, The Maghreb Center Journal, Issue 1, spring/Summer 2010.
14. HAMZA Hamouchene, **The Struggle for Energy Democracy in the Maghreb**, Rosa Luxembourg office, June 2016.
15. Hassiba Zian, Kamel Malik BENSFTA (2021), **Natural gas consumption and economic growth in Algeria: Bounds test cointegration and Toda-Yamamoto causality analysis**, Economic Researcher Review ,Volume09.(issue 02), Algeria: University of skikda, p,p111-112
16. Hicham BENAMIROUCHE , Oum Elkheir MOUSSI, **Forecasting Algeria's natural gas production using a basic and generalized hubbert model**, Les Cahiers du Cread, vol. 33 - n° 119/120 – 2017
17. Hichem BENAMIROUCHE, Azzedine BELKACEM NACER, **Tendans d'évolution des exportations gaziers de l'Algérie vers l'Europe exercice prospectif à l'horizon 2030**, Les cahiers de creade, N°110

Bibliographie

18. Hichem BENHAMIDA, **Les sources d'énergie renouvelable dans la production d'électricité: Les évolutions mondiales (2000-2010) et le cas de l'Algérie**, les cahiers du cread N°113,
19. Javid Mohtasham, (2015), **review article-renewable energies**, international conference on technologies and materials for renewable energy, environment and sustainability, tmrees15.
20. Jekaterina Grigorjeva, **Starting a new chapter in EU-Algéria energy relations a proposal for a targeted cooperation**, Jacques Delors Institut – Berlin,30/09/2016
21. Khouildat salah and al,**Trends and policies of renewable energy in algeria between reality and crucial future programs**, Journal de développement et d'économie appliquée, Vol 03, n 01,
22. Layachi Azzedine, **The Changing Geopolitics of Natural Gas: The Case of Algeria**, James A. Baker III Institute for Public Policy: <http://bakerinstitute.org/research/changing-geopolitics-natural-gas-case-algeria/>. 2013
23. Mohamed Shaaban, J.O. Petinrin, **Renewable energy potentials in Nigeria: Meeting rural energy needs**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 29 (2014),
24. Nawel **KERRICHE**, Oum El Kheir **MOUSSI**, **Forecasting future natural gas demand in Algéria using bayesiyan model averaging**, Les Cahiers du Cread - Vol. 37 - n° 02 – 2021.
25. Nigeria power market: study période : 2019-2028, **Mordor intlligence**, 2022,
26. Olusola Bamisile et al, **A review of renewable energy potential in Nigeria; solar power development over the years**, Engineering and Applied Science Research October – December 2017;44(4):242-248,
27. Vincent, E.N. and Yusuf, S.D. **Integrating Renewable Energy and Smart Grid Technology into the Nigerian Electricity Grid System**. Smart Grid and Renewable Energy, **5**, 220-238. <http://dx.doi.org/10.4236/sgre.2014.59021>,
28. Ouissem **BOUKHARI**, Ahmed **CHOUMANE**, **Energie éolienne en Algérie : potentiel et réalisations**, Colloque international des stratégies des énergies renouvelables et son rôle dans la réalisation du développement durable, Université de Blida 2 **LOUNICI Ali**, p, 05
29. Pesaran et al, **Bounds testing approaches to the analysis of level relationships**, **Journal of Applied Econometrics**, Vol 16, Issue 3, May/June 2001, P 289–326.
30. Peter A. O'Connor, **Energy Transitions**, The Frederick S. Pardee Center for the Study of the Longer-Range Future, Boston University, No. 12, November 2010,
31. Phebe Asantewaa Owusu and Samuel Asumadu-Sarkodie, **A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation**, Cogent Engineering (2016), 3: 1167990,
32. Lokman Hadji, **How is 100% Renewable Energy Possible for Algeria by 2030?**, Energy Network Institute (GENI), May 2016,
33. Lihua Ma et autre, **ARIMA model forecast based on EViews software**, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018
34. Sara **CHERIFI**, Mohamed **HADDAD**, **L'énergie solaire: un moteur du développement durable en Algérie**, Les Cahiers du Cread, vol. 35 - n° 03 – 2019,
35. Senoci benabbou,benhabib abderrezzak, **energy transition challenges in Algeria**, 15 MEEA, Doha 23_25 march 2016,
36. Salman zafar, (2017), **renewable energy in Algeria**, [online], available at: www.ecomena.org/renewables-Algeria.14/06/2021, at 22:00.

Bibliographie

37. Stéphane Pouffary et autres, **La transition énergétique Connaître et partager pour agir**, Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD), Québec, Canada, 2016,
38. Tansu A, Ogungbemi AT, Tansu Hocann F. **The challenges and serviceability of solar power: suggestion on solving the Nigeria energy crisis**. Int J Energy Studies 2022; 7(2): 127-141,
39. Vaughn Nelson, **introduction to Renewable energy**, Taylor & Francis Group, Boca Raton : CRC Press , 2011
40. Younes Zahraoui et autre, **Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria: A Review**. Energies 2021, 14, 2354. <https://doi.org/10.3390/en14092354>
41. Yusuf. N. Chanchangil and all, **Nigeria's energy review: Focusing on solar energy potential and penetration**, Environment, Development and Sustainability (2023) 25:5755–5796,
42. ZEROUTI Messaoud, BELAID Rabah, **options stratégiques et commerciales pour la valorisation du gaz Algérien**, <https://www.enssea.net/enssea/moultakayat/2012/polpub/2012-49.pdf>,

Les rapports

43. Bilan de réalisation 2012, SONATTRACH,
44. Bilan de réalisation 2018
45. Bilan de réalisation 1962-2010.
46. Bilan énergétique 2021
47. Bilan énergétique national, 2014, p,
48. Bilan énergétique, 2019
49. CDER, **L'Algérie s'engage dans la maîtrise de l'énergie**, bulletins des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, N°9 Juin 2006,
50. CEREFÉ (2020) : **Transition Énergétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables**, (Edition 2020) : Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique, Premier Ministre, Alger,
51. Country analysis brief : Nigeria, **EIA**, April 2023,
52. CREG, Equilibre 2021
53. CRGE, **les transformations dans le secteur de l'électricité et de la distribution du gaz**, janvier 2014
54. Eia, July 24, 2014
55. Eia, 2016.
56. EIA, **Country Analysis Brief: Nigeria**, April 26, 2023
57. EIA, march 2005
58. Energy commission of Nigeria, **National énergie policy**, April 2003, p, 28
59. Energy commission of Nigeria, **National energy master plan**, April 2022, Abuja, Nigeria,
60. IMF Country Report No. 11/41, **Algeria: Selected Issues Paper**, February 2011.
- 61.
62. Les rapports de CREG
63. Ministère de l'énergie et des mines, **Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines 2000_2006**,
64. Ministère de l'énergie et des mines, **Bilan des réalisations du secteur de l'énergie et des mines 1962_2010**

Bibliographie

65. Ministère de l'Énergie et des Mines, **Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique**, mars 2011.
66. Ministère de l'Énergie et des Mines, **Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique**, Mars 2011
67. **Programme indicatif d'approvisionnement du marché national en gaz naturel 2021 - 2030**, commission de régulation de l'électricité et du gaz,
68. Rapport annuel de SONATRACH 2020
69. Rapport SONATRACH 2017
70. SONATRACH, rapport annuel 2020,
71. Sonatrach. Commercialization Gaz & Développement à l'International. Algiers: s.n., 2007.

Sites électroniques

1. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>
2. <https://www.enssea.net/enssea/moultakayat/2012/polpub/2012-49.pdf>,
3. <https://doi.org/10.3390/en14092354>
4. [www.ecomena .org/ renewables-Algeria](http://www.ecomena.org/renewables-Algeria)
5. : <http://bakerinstitute.org/research/changing-geopolitics-natural-gas-case-algeria/>
6. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>,
7. <http://dx.doi.org/10.4236/sgre.2014.59021>
8. <http://dx.doi.org/10.4236/sgre>

ANNEXES

Annexe

La production du gaz naturel

Annexe N° 01 : L'étude de la stationnarité de la production du gaz naturel

- au niveau
- **Modèle N° 06**

Null Hypothesis: LPGN has a unit root
Exogenous: Constant, Linear Trend
Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.889600	0.0211
Test critical values:		
1% level	-4.186481	
5% level	-3.518090	
10% level	-3.189732	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
Dependent Variable: D(LPGN)
Method: Least Squares
Date: 04/21/25 Time: 07:21
Sample (adjusted): 2 44
Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPGN(-1)	-0.173747	0.044670	-3.889600	0.0004
C	1.889009	0.455946	4.143051	0.0002
@TREND("1")	0.002917	0.001788	1.631594	0.1106
R-squared	0.424463	Mean dependent var		0.046932
Adjusted R-squared	0.395687	S.D. dependent var		0.088585
S.E. of regression	0.068864	Akaike info criterion		-2.446151
Sum squared resid	0.189690	Schwarz criterion		-2.323277
Log likelihood	55.59225	Hannan-Quinn criter.		-2.400839
F-statistic	14.75018	Durbin-Watson stat		2.159847
Prob(F-statistic)	0.000016			

- **Modèle 05**

Null Hypothesis: LPGN has a unit root
Exogenous: Constant
Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.078647	0.0001
Test critical values:		
1% level	-3.592462	
5% level	-2.931404	
10% level	-2.603944	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
Dependent Variable: D(LPGN)
Method: Least Squares
Date: 04/21/25 Time: 07:28
Sample (adjusted): 2 44
Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPGN(-1)	-0.109548	0.021570	-5.078647	0.0000
C	1.248823	0.236898	5.271560	0.0000
R-squared	0.386160	Mean dependent var		0.046932
Adjusted R-squared	0.371188	S.D. dependent var		0.088585
S.E. of regression	0.070246	Akaike info criterion		-2.428231
Sum squared resid	0.202315	Schwarz criterion		-2.346315
Log likelihood	54.20698	Hannan-Quinn criter.		-2.398023
F-statistic	25.79265	Durbin-Watson stat		2.152722
Prob(F-statistic)	0.000009			

Annexe

Annexe N°02 : l'estimation des modèles ARMA

- **Ar (01)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:58
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 20 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.55274	0.934178	11.29628	0.0000
AR(1)	0.994549	0.025294	39.31937	0.0000
SIGMASQ	0.009855	0.001528	6.451398	0.0000
R-squared	0.960177	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.958235	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.102840	Akaike info criterion		-1.542771
Sum squared resid	0.433621	Schwarz criterion		-1.421122
Log likelihood	36.94097	Hannan-Quinn criter.		-1.497658
F-statistic	494.2817	Durbin-Watson stat		1.261495
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			

- **Ma (01)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:38
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 5 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.97226	0.120493	91.06104	0.0000
MA(1)	0.877457	0.148038	5.927237	0.0000
SIGMASQ	0.087881	0.022131	3.970908	0.0003
R-squared	0.644886	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.627563	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.307102	Akaike info criterion		0.575865
Sum squared resid	3.866768	Schwarz criterion		0.697514
Log likelihood	-9.669025	Hannan-Quinn criter.		0.620978
F-statistic	37.22790	Durbin-Watson stat		0.547306
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	-.88			

- **Ma (02)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:41
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 13 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.95822	0.129530	84.59972	0.0000
MA(2)	1.000000	760.4316	0.001315	0.9990
SIGMASQ	0.086332	32.89779	0.002624	0.9979
R-squared	0.651146	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.634129	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.304383	Akaike info criterion		0.667206
Sum squared resid	3.798599	Schwarz criterion		0.788855
Log likelihood	-11.67852	Hannan-Quinn criter.		0.712319
F-statistic	38.26387	Durbin-Watson stat		0.343253
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	-.00+1.00i	-.00-1.00i		

Annexe

- **Ma(03)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:43
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 9 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.95497	0.140219	78.12766	0.0000
MA(3)	1.000000	1487.977	0.000672	0.9995
SIGMASQ	0.105482	78.46860	0.001344	0.9989
R-squared	0.573764	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.552972	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.336452	Akaike info criterion		0.912597
Sum squared resid	4.641199	Schwarz criterion		1.034247
Log likelihood	-17.07714	Hannan-Quinn criter.		0.957711
F-statistic	27.59541	Durbin-Watson stat		0.403839
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.50+.87i	.50-.87i	-1.00	

- **Ma(04)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:45
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 34 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.94300	0.138566	78.97336	0.0000
MA(4)	0.889719	0.366215	2.429501	0.0196
SIGMASQ	0.116417	0.040509	2.873872	0.0064
R-squared	0.529576	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.506628	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.353462	Akaike info criterion		0.960560
Sum squared resid	5.122355	Schwarz criterion		1.082210
Log likelihood	-18.13233	Hannan-Quinn criter.		1.005674
F-statistic	23.07769	Durbin-Watson stat		0.257420
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.69+.69i	.69+.69i	-.69-.69i	-.69-.69i

- **Ma(05)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:47
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 29 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.92998	0.140688	77.68933	0.0000
MA(5)	0.999999	2589.797	0.000386	0.9997
SIGMASQ	0.107121	139.9573	0.000765	0.9994
R-squared	0.567141	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.546026	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.339056	Akaike info criterion		0.999705
Sum squared resid	4.713317	Schwarz criterion		1.121354
Log likelihood	-18.99350	Hannan-Quinn criter.		1.044818
F-statistic	26.85951	Durbin-Watson stat		0.255383
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.81-.59i	.81+.59i	-.31+.95i	-.31-.95i
	-1.00			

Annexe

- **Ma (06)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:50
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 18 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.92726	0.138591	78.84539	0.0000
MA(6)	0.999997	2986.778	0.000335	0.9997
SIGMASQ	0.116996	177.8845	0.000658	0.9995
R-squared	0.527236	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.504175	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.354340	Akaike info criterion		1.117537
Sum squared resid	5.147829	Schwarz criterion		1.239186
Log likelihood	-21.58582	Hannan-Quinn criter.		1.162650
F-statistic	22.86204	Durbin-Watson stat		0.180215
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.87+.50i -.87+.50i	.87-.50i -.87-.50i	.00-1.00i	-.00+1.00i

- **Ma(07)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:52
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 12 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.93565	0.143829	76.03221	0.0000
MA(7)	0.763413	0.325716	2.343802	0.0240
SIGMASQ	0.152698	0.051401	2.970687	0.0050
R-squared	0.382972	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.352873	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.404809	Akaike info criterion		1.230786
Sum squared resid	6.718697	Schwarz criterion		1.352436
Log likelihood	-24.07730	Hannan-Quinn criter.		1.275900
F-statistic	12.72376	Durbin-Watson stat		0.187459
Prob(F-statistic)	0.000050			
Inverted MA Roots	.87+.42i -.60+.75i	.87-.42i -.60-.75i	.21+.94i -.96	.21-.94i

- **Ma (08)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 07:55
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 28 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.94800	0.149859	73.05527	0.0000
MA(8)	0.739297	0.407727	1.813215	0.0771
SIGMASQ	0.156835	0.056909	2.755877	0.0087
R-squared	0.366253	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.335339	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.410257	Akaike info criterion		1.261688
Sum squared resid	6.900742	Schwarz criterion		1.383337
Log likelihood	-24.75714	Hannan-Quinn criter.		1.306801
F-statistic	11.84730	Durbin-Watson stat		0.136256
Prob(F-statistic)	0.000087			
Inverted MA Roots	.89-.37i -.37+.89i	.89+.37i -.37-.89i	.37+.89i -.89-.37i	.37-.89i -.89+.37i

Annexe

- **Arma (1.1)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:01
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 36 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.56791	0.897837	11.77041	0.0000
AR(1)	0.992154	0.030370	32.66934	0.0000
MA(1)	0.264857	0.175816	1.506439	0.1398
SIGMASQ	0.008809	0.001924	4.579771	0.0000
R-squared	0.964402	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.961732	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.098440	Akaike info criterion		-1.605460
Sum squared resid	0.387618	Schwarz criterion		-1.443261
Log likelihood	39.32013	Hannan-Quinn criter.		-1.545309
F-statistic	361.2213	Durbin-Watson stat		1.863296
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	-.26			

- **Arma (1.2)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:03
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 35 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.52499	0.888102	11.85111	0.0000
AR(1)	0.991530	0.036460	27.19536	0.0000
MA(2)	0.348230	0.196650	1.770815	0.0842
SIGMASQ	0.008654	0.001396	6.198775	0.0000
R-squared	0.965030	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.962407	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.097569	Akaike info criterion		-1.617975
Sum squared resid	0.380785	Schwarz criterion		-1.455776
Log likelihood	39.59545	Hannan-Quinn criter.		-1.557824
F-statistic	367.9418	Durbin-Watson stat		1.439612
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	-.00+.59i	-.00-.59i		

- **Arma (1.3)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:05
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 26 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.52607	0.956607	11.00354	0.0000
AR(1)	0.993770	0.030910	32.15079	0.0000
MA(3)	0.147328	0.299971	0.491141	0.6260
SIGMASQ	0.009640	0.001505	6.405340	0.0000
R-squared	0.961046	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.958124	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.102976	Akaike info criterion		-1.514756
Sum squared resid	0.424166	Schwarz criterion		-1.352557
Log likelihood	37.32463	Hannan-Quinn criter.		-1.454605
F-statistic	328.9480	Durbin-Watson stat		1.369749
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.26+.46i	.26-.46i	-.53	

Annexe

- **Arma (1.4)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:31
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 27 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.50405	1.033806	10.16056	0.0000
AR(1)	0.993381	0.032809	30.27796	0.0000
MA(4)	0.227418	0.256992	0.884921	0.3815
SIGMASQ	0.009326	0.001583	5.889258	0.0000
R-squared	0.962317	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.959491	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.101282	Akaike info criterion		-1.543020
Sum squared resid	0.410323	Schwarz criterion		-1.380821
Log likelihood	37.94644	Hannan-Quinn criter.		-1.482869
F-statistic	340.4954	Durbin-Watson stat		1.327256
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.49-.49i	.49+.49i	-.49+.49i	-.49+.49i

- **Arma (1.5)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:33
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 20 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.44702	1.375568	7.594697	0.0000
AR(1)	0.992666	0.038276	25.93433	0.0000
MA(5)	0.373622	0.203454	1.836399	0.0737
SIGMASQ	0.008852	0.001647	5.375350	0.0000
R-squared	0.964229	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.961546	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.098679	Akaike info criterion		-1.580271
Sum squared resid	0.389503	Schwarz criterion		-1.418072
Log likelihood	38.76597	Hannan-Quinn criter.		-1.520120
F-statistic	359.4082	Durbin-Watson stat		1.485290
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.66-.48i	.66+.48i	-.25+.78i	-.25-.78i
	-.82			

- **Arma (1.6)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:35
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 22 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.44243	1.431526	7.294616	0.0000
AR(1)	0.992735	0.036816	26.96469	0.0000
MA(6)	0.385603	0.217925	1.769428	0.0844
SIGMASQ	0.008779	0.001657	5.298939	0.0000
R-squared	0.964526	Mean dependent var		10.98360
Adjusted R-squared	0.961865	S.D. dependent var		0.503218
S.E. of regression	0.098269	Akaike info criterion		-1.583231
Sum squared resid	0.386269	Schwarz criterion		-1.421032
Log likelihood	38.83109	Hannan-Quinn criter.		-1.523080
F-statistic	362.5292	Durbin-Watson stat		1.453290
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.74-.43i	.74+.43i	.00+.85i	-.00-.85i
	-.74-.43i	-.74+.43i		

Annexe

- **Arma (1.7)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:37
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 26 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.45287	1.395462	7.490619	0.0000
AR(1)	0.993584	0.035416	28.05430	0.0000
MA(7)	0.270033	0.318984	0.846541	0.4023
SIGMASQ	0.009179	0.001648	5.569926	0.0000
R-squared	0.962910	Mean dependent var	10.98360	
Adjusted R-squared	0.960128	S.D. dependent var	0.503218	
S.E. of regression	0.100482	Akaike info criterion	-1.549615	
Sum squared resid	0.403867	Schwarz criterion	-1.387416	
Log likelihood	38.09152	Hannan-Quinn criter.	-1.489463	
F-statistic	346.1516	Durbin-Watson stat	1.391893	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.75+.36i	.75-.36i	.18+.81i	.18-.81i
	-.52-.65i	-.52+.65i	-.83	

- **Arma (1.8)**

Dependent Variable: LPGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 08:39
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 29 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.46668	1.528161	6.849200	0.0000
AR(1)	0.993834	0.039754	24.99935	0.0000
MA(8)	0.280122	0.341084	0.821269	0.4164
SIGMASQ	0.009062	0.001513	5.988273	0.0000
R-squared	0.963383	Mean dependent var	10.98360	
Adjusted R-squared	0.960637	S.D. dependent var	0.503218	
S.E. of regression	0.099839	Akaike info criterion	-1.558433	
Sum squared resid	0.398716	Schwarz criterion	-1.396233	
Log likelihood	38.28552	Hannan-Quinn criter.	-1.498281	
F-statistic	350.7959	Durbin-Watson stat	1.322366	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.79+.33i	.79-.33i	.33-.79i	.33+.79i
	-.33+.79i	-.33-.79i	-.79-.33i	-.79+.33i

Test ARCH

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	1.514872	Prob. F(3,37)	0.2267
Obs*R-squared	4.485041	Prob. Chi-Square(3)	0.2136

Test Equation:
 Dependent Variable: RESID^2
 Method: Least Squares
 Date: 04/21/25 Time: 20:40
 Sample (adjusted): 4 44
 Included observations: 41 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.005626	0.003748	1.501109	0.1418
RESID^2(-1)	0.304057	0.149753	2.030398	0.0496
RESID^2(-2)	-0.002812	0.159268	-0.017656	0.9860
RESID^2(-3)	-0.046647	0.157256	-0.296631	0.7684
R-squared	0.109391	Mean dependent var	0.008123	
Adjusted R-squared	0.037180	S.D. dependent var	0.020808	
S.E. of regression	0.020417	Akaike info criterion	-4.852399	
Sum squared resid	0.015424	Schwarz criterion	-4.685222	
Log likelihood	103.4742	Hannan-Quinn criter.	-4.791522	
F-statistic	1.514872	Durbin-Watson stat	2.076383	
Prob(F-statistic)	0.226713			

Annexe

Annexe 02: La consommation du gaz naturel

- L'étude de la stationnarité
- La consommation totale
- Au niveau
- Modele N° 06

Null Hypothesis: LCGN has a unit root
Exogenous: Constant, Linear Trend
Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.400693	0.8467
Test critical values:		
1% level	-4.186481	
5% level	-3.518090	
10% level	-3.189732	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
Dependent Variable: D(LCGN)
Method: Least Squares
Date: 04/24/25 Time: 18:29
Sample (adjusted): 2 44
Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGN(-1)	-0.093566	0.066800	-1.400693	0.1690
C	0.725753	0.480724	1.509707	0.1390
@TREND("1")	0.005854	0.004019	1.456348	0.1531
R-squared	0.051347	Mean dependent var		0.059493
Adjusted R-squared	0.003915	S.D. dependent var		0.054820
S.E. of regression	0.054712	Akaike info criterion		-2.906243
Sum squared resid	0.119737	Schwarz criterion		-2.783369
Log likelihood	65.48423	Hannan-Quinn criter.		-2.860931
F-statistic	1.082533	Durbin-Watson stat		1.655433
Prob(F-statistic)	0.348453			

- M 05

Null Hypothesis: LCGN has a unit root
Exogenous: Constant
Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	0.207230	0.9700
Test critical values:		
1% level	-3.592462	
5% level	-2.931404	
10% level	-2.603944	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
Dependent Variable: D(LCGN)
Method: Least Squares
Date: 04/24/25 Time: 18:46
Sample (adjusted): 2 44
Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGN(-1)	0.002347	0.011326	0.207230	0.8369
C	0.039550	0.096606	0.409392	0.6844
R-squared	0.001046	Mean dependent var		0.059493
Adjusted R-squared	-0.023318	S.D. dependent var		0.054820
S.E. of regression	0.055455	Akaike info criterion		-2.901089
Sum squared resid	0.126086	Schwarz criterion		-2.819173
Log likelihood	64.37342	Hannan-Quinn criter.		-2.870881
F-statistic	0.042944	Durbin-Watson stat		1.723519
Prob(F-statistic)	0.836856			

Annexe

- **M 04**

Null Hypothesis: LCGN has a unit root
 Exogenous: None
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	7.096679	1.0000
Test critical values:		
1% level	-2.619851	
5% level	-1.948686	
10% level	-1.612036	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LCGN)
 Method: Least Squares
 Date: 04/24/25 Time: 19:35
 Sample (adjusted): 2 44
 Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGN(-1)	0.006966	0.000982	7.096679	0.0000
R-squared	-0.003037	Mean dependent var		0.059493
Adjusted R-squared	-0.003037	S.D. dependent var		0.054820
S.E. of regression	0.054903	Akaike info criterion		-2.943521
Sum squared resid	0.126602	Schwarz criterion		-2.902563
Log likelihood	64.28571	Hannan-Quinn criter.		-2.928417
Durbin-Watson stat	1.724615			

La consommation du gaz naturel a la première déference DLCGN

- **M 06**

Null Hypothesis: D(LCGN) has a unit root
 Exogenous: Constant, Linear Trend
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.380148	0.0004
Test critical values:		
1% level	-4.192337	
5% level	-3.520787	
10% level	-3.191277	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LCGN,2)
 Method: Least Squares
 Date: 04/24/25 Time: 19:34
 Sample (adjusted): 3 44
 Included observations: 42 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LCGN(-1))	-0.886308	0.164737	-5.380148	0.0000
C	0.046827	0.019965	2.345459	0.0242
@TREND("1")	0.000253	0.000725	0.349507	0.7286
R-squared	0.427344	Mean dependent var		-0.001911
Adjusted R-squared	0.397977	S.D. dependent var		0.072691
S.E. of regression	0.056401	Akaike info criterion		-2.843918
Sum squared resid	0.124061	Schwarz criterion		-2.719798
Log likelihood	62.72227	Hannan-Quinn criter.		-2.798423
F-statistic	14.55184	Durbin-Watson stat		1.883475
Prob(F-statistic)	0.000019			

Annexe

- **M 05**

Null Hypothesis: D(LCGN) has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.443513	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.596616	
5% level	-2.933158	
10% level	-2.604867	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LCGN,2)
 Method: Least Squares
 Date: 04/24/25 Time: 20:13
 Sample (adjusted): 3 44
 Included observations: 42 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LCGN(-1))	-0.878359	0.161359	-5.443513	0.0000
C	0.052040	0.013127	3.964494	0.0003
R-squared	0.425550	Mean dependent var		-0.001911
Adjusted R-squared	0.411189	S.D. dependent var		0.072691
S.E. of regression	0.055778	Akaike info criterion		-2.888410
Sum squared resid	0.124450	Schwarz criterion		-2.805663
Log likelihood	62.65660	Hannan-Quinn criter.		-2.858080
F-statistic	29.63183	Durbin-Watson stat		1.888765
Prob(F-statistic)	0.000003			

- **La consommation individuelle**
- **Au niveau**
- **Modele N° 06**

Null Hypothesis: LCGNP has a unit root
 Exogenous: Constant, Linear Trend
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.379369	0.8530
Test critical values:		
1% level	-4.186481	
5% level	-3.518090	
10% level	-3.189732	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LCGNP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/24/25 Time: 20:33
 Sample (adjusted): 2 44
 Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP(-1)	-0.081965	0.059422	-1.379369	0.1754
C	-0.764082	0.571385	-1.337245	0.1887
@TREND("1")	0.003906	0.002443	1.599245	0.1176
R-squared	0.067523	Mean dependent var		0.038361
Adjusted R-squared	0.020900	S.D. dependent var		0.054877
S.E. of regression	0.054301	Akaike info criterion		-2.921338
Sum squared resid	0.117943	Schwarz criterion		-2.798464
Log likelihood	65.80877	Hannan-Quinn criter.		-2.876026
F-statistic	1.448259	Durbin-Watson stat		1.702170
Prob(F-statistic)	0.247035			

Annexe

- **Modele N° 05**

Null Hypothesis: LCGNP has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	0.571427	0.9873
Test critical values:		
1% level	-3.592462	
5% level	-2.931404	
10% level	-2.603944	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LCGNP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/24/25 Time: 20:53
 Sample (adjusted): 2 44
 Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP(-1)	0.009451	0.016539	0.571427	0.5708
C	0.120975	0.144821	0.835343	0.4084
R-squared	0.007901	Mean dependent var		0.038361
Adjusted R-squared	-0.016296	S.D. dependent var		0.054877
S.E. of regression	0.055323	Akaike info criterion		-2.905871
Sum squared resid	0.125485	Schwarz criterion		-2.823955
Log likelihood	64.47623	Hannan-Quinn criter.		-2.875663
F-statistic	0.326529	Durbin-Watson stat		1.747262
Prob(F-statistic)	0.570830			

- **Modele N° 04**

Null Hypothesis: LCGNP has a unit root
 Exogenous: None
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.522256	0.0000
Test critical values:		
1% level	-2.619851	
5% level	-1.948686	
10% level	-1.612036	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LCGNP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/24/25 Time: 20:58
 Sample (adjusted): 2 44
 Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP(-1)	-0.004341	0.000960	-4.522256	0.0000
R-squared	-0.008984	Mean dependent var		0.038361
Adjusted R-squared	-0.008984	S.D. dependent var		0.054877
S.E. of regression	0.055123	Akaike info criterion		-2.935507
Sum squared resid	0.127620	Schwarz criterion		-2.894548
Log likelihood	64.11339	Hannan-Quinn criter.		-2.920403
Durbin-Watson stat	1.694516			

Annexe

- L'estimation du modeles ARMA
- Ar(01)

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 23:12
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 10 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.627145	0.766104	-11.26106	0.0000
AR(1)	0.996475	0.020153	49.44594	0.0000
SIGMASQ	0.004410	0.000989	4.457638	0.0001
R-squared	0.983918	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.983133	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.068792	Akaike info criterion	-2.337061	
Sum squared resid	0.194026	Schwarz criterion	-2.215412	
Log likelihood	54.41535	Hannan-Quinn criter.	-2.291948	
F-statistic	1254.182	Durbin-Watson stat	1.159057	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			

- Ma(01)

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 21:48
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 6 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.718496	0.086857	-100.3775	0.0000
MA(1)	0.999999	4397.110	0.000227	0.9998
SIGMASQ	0.073298	8.560765	0.008562	0.9932
R-squared	0.732677	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.719636	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.280466	Akaike info criterion	0.447533	
Sum squared resid	3.225113	Schwarz criterion	0.569183	
Log likelihood	-6.845731	Hannan-Quinn criter.	0.492647	
F-statistic	56.18611	Durbin-Watson stat	0.086306	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	-1.00			

- Ma(02)

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 21:50
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 2 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.710599	0.083592	-104.2037	0.0000
MA(2)	1.000000	468.3624	0.002135	0.9983
SIGMASQ	0.083707	19.60090	0.004271	0.9966
R-squared	0.694715	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.679823	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.299719	Akaike info criterion	0.636327	
Sum squared resid	3.683094	Schwarz criterion	0.757976	
Log likelihood	-10.99919	Hannan-Quinn criter.	0.681440	
F-statistic	46.65043	Durbin-Watson stat	0.168538	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	-00+1.00i	-00-1.00i		

- Ma(03)

Annexe

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:17
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 2 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.711629	0.080135	-108.7115	0.0000
MA(3)	1.000000	1405.928	0.000711	0.9994
SIGMASQ	0.084026	59.06408	0.001423	0.9989
R-squared	0.693550	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.678601	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.300291	Akaike info criterion	0.685187	
Sum squared resid	3.697153	Schwarz criterion	0.806837	
Log likelihood	-12.07412	Hannan-Quinn criter.	0.730301	
F-statistic	46.39510	Durbin-Watson stat	0.074446	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.50+.87i	.50-.87i	-1.00	

- **Ma(04)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:20
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 2 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.719862	0.087143	-100.0633	0.0000
MA(4)	1.000000	1945.259	0.000514	0.9996
SIGMASQ	0.093251	90.70412	0.001028	0.9992
R-squared	0.659907	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.643317	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.316345	Akaike info criterion	0.827680	
Sum squared resid	4.103042	Schwarz criterion	0.949330	
Log likelihood	-15.20896	Hannan-Quinn criter.	0.872794	
F-statistic	39.77757	Durbin-Watson stat	0.092449	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.71+.71i	.71+.71i	-.71-.71i	-.71-.71i
Estimated MA process is noninvertible				

- **Ma(05)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:22
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 3 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.718605	0.085379	-102.1170	0.0000
MA(5)	1.000000	1617.975	0.000618	0.9995
SIGMASQ	0.098048	79.31191	0.001236	0.9990
R-squared	0.642411	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.624968	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.324380	Akaike info criterion	0.911206	
Sum squared resid	4.314116	Schwarz criterion	1.032856	
Log likelihood	-17.04654	Hannan-Quinn criter.	0.956320	
F-statistic	36.82841	Durbin-Watson stat	0.114153	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.81+.59i	.81-.59i	-.31-.95i	-.31+.95i
-1.00 Estimated MA process is noninvertible				

- **Ma(06)**

Annexe

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:25
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 2 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.691998	0.085014	-102.2419	0.0000
MA(6)	1.000000	4146.406	0.000241	0.9998
SIGMASQ	0.101644	210.7172	0.000482	0.9996
R-squared	0.629298	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.611215	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.330274	Akaike info criterion		0.976872
Sum squared resid	4.472320	Schwarz criterion		1.098522
Log likelihood	-18.49119	Hannan-Quinn criter.		1.021986
F-statistic	34.80047	Durbin-Watson stat		0.076770
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.87+.50i -.87+.50i	.87-.50i -.87-.50i	.00-1.00i	-.00+1.00i

- **Ma(07)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:30
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 3 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.697714	0.089369	-97.32366	0.0000
MA(7)	1.000000	5087.387	0.000197	0.9998
SIGMASQ	0.108178	275.1568	0.000393	0.9997
R-squared	0.605466	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.586220	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.340725	Akaike info criterion		1.065912
Sum squared resid	4.759841	Schwarz criterion		1.187561
Log likelihood	-20.45005	Hannan-Quinn criter.		1.111025
F-statistic	31.46001	Durbin-Watson stat		0.062085
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.90-.43i -.62-.78i	.90+.43i -.62+.78i	.22-.97i -1.00	.22+.97i
Estimated MA process is noninvertible				

- **Ma(08)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:41
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 2 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.704213	0.091048	-95.60052	0.0000
MA(8)	1.000000	4366.552	0.000229	0.9998
SIGMASQ	0.110807	241.9097	0.000458	0.9996
R-squared	0.595877	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.576164	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.344841	Akaike info criterion		1.114067
Sum squared resid	4.875527	Schwarz criterion		1.235717
Log likelihood	-21.50948	Hannan-Quinn criter.		1.159181
F-statistic	30.22711	Durbin-Watson stat		0.048553
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.92+.38i -.38+.92i	.92-.38i -.38-.92i	.38-.92i -.92-.38i	.38+.92i -.92+.38i
Estimated MA process is noninvertible				

- **Ma(09)**

Annexe

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 22:43
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 3 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.702434	0.090823	-95.81728	0.0000
MA(9)	1.000000	3663.196	0.000273	0.9998
SIGMASQ	0.109931	201.3503	0.000546	0.9996
R-squared	0.599072	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.579515	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.343475	Akaike info criterion	1.128694	
Sum squared resid	4.836978	Schwarz criterion	1.250343	
Log likelihood	-21.83126	Hannan-Quinn criter.	1.173807	
F-statistic	30.63139	Durbin-Watson stat	0.029795	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	.94-.34i	.94+.34i	.50-.87i	.50+.87i
	-.17-.98i	-.17+.98i	-.77+.64i	-.77-.64i
	-1.00			
Estimated MA process is noninvertible				

- **ARMA (1.1)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 23:17
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 21 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.651203	0.713456	-12.12577	0.0000
AR(1)	0.993022	0.028386	34.98227	0.0000
MA(1)	0.500910	0.151114	3.314791	0.0020
SIGMASQ	0.003567	0.001307	2.729168	0.0094
R-squared	0.986992	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.986016	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.062638	Akaike info criterion	-2.494303	
Sum squared resid	0.156940	Schwarz criterion	-2.332104	
Log likelihood	58.87466	Hannan-Quinn criter.	-2.434151	
F-statistic	1011.641	Durbin-Watson stat	1.990287	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	-.50			

- **ARMA (1.2)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 23:21
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 34 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.627037	0.757667	-11.38632	0.0000
AR(1)	0.995536	0.022625	44.00209	0.0000
MA(2)	0.133049	0.171895	0.774014	0.4435
SIGMASQ	0.004284	0.000944	4.539242	0.0001
R-squared	0.984376	Mean dependent var	-8.720035	
Adjusted R-squared	0.983204	S.D. dependent var	0.529687	
S.E. of regression	0.068646	Akaike info criterion	-2.319453	
Sum squared resid	0.188493	Schwarz criterion	-2.157254	
Log likelihood	55.02797	Hannan-Quinn criter.	-2.259302	
F-statistic	840.0630	Durbin-Watson stat	1.332164	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			
Inverted MA Roots	-.00+.36i	-.00-.36i		

- **ARMA (1.3)**

Annexe

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:25
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 15 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.628280	0.743660	-11.60245	0.0000
AR(1)	0.994122	0.026294	37.80820	0.0000
MA(3)	0.396153	0.158768	2.495170	0.0168
SIGMASQ	0.003661	0.000778	4.707421	0.0000
R-squared	0.986647	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.985646	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.063461	Akaike info criterion		-2.462646
Sum squared resid	0.161091	Schwarz criterion		-2.300447
Log likelihood	58.17822	Hannan-Quinn criter.		-2.402495
F-statistic	985.2284	Durbin-Watson stat		1.246798
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.37-.64i	.37+.64i	-.73	

- **ARMA (1.4)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:24
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 15 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.664080	0.808218	-10.71998	0.0000
AR(1)	0.994846	0.026099	38.11863	0.0000
MA(4)	0.315667	0.167421	1.885473	0.0666
SIGMASQ	0.003892	0.000808	4.817178	0.0000
R-squared	0.985804	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.984739	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.065435	Akaike info criterion		-2.403202
Sum squared resid	0.171267	Schwarz criterion		-2.241003
Log likelihood	56.87045	Hannan-Quinn criter.		-2.343051
F-statistic	925.8979	Durbin-Watson stat		1.294422
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.53-.53i	.53+.53i	-.53+.53i	-.53+.53i

- **ARMA (1.5)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:27
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 15 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.648065	0.798823	-10.82600	0.0000
AR(1)	0.995565	0.022842	43.58535	0.0000
MA(5)	0.169018	0.176547	0.957354	0.3441
SIGMASQ	0.004245	0.000914	4.643914	0.0000
R-squared	0.984518	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.983356	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.068335	Akaike info criterion		-2.324596
Sum squared resid	0.186787	Schwarz criterion		-2.162397
Log likelihood	55.14111	Hannan-Quinn criter.		-2.264445
F-statistic	847.8598	Durbin-Watson stat		1.285676
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			
Inverted MA Roots	.57+.41i	.57-.41i	-.22-.67i	-.22+.67i
	-.70			

- **ARMA (1.6)**

Annexe

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:29
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 16 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.636152	0.807808	-10.69085	0.0000
AR(1)	0.995496	0.023831	41.77232	0.0000
MA(6)	0.211402	0.157008	1.346437	0.1857
SIGMASQ	0.004150	0.000898	4.620709	0.0000
R-squared	0.984864	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.983728	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.067567	Akaike info criterion		-2.343057
Sum squared resid	0.182612	Schwarz criterion		-2.180858
Log likelihood	55.54725	Hannan-Quinn criter.		-2.282905
F-statistic	867.5473	Durbin-Watson stat		1.333884
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			
Inverted MA Roots	.67+.39i	.67-.39i	.00-.77i	-.00+.77i
	-.67+.39i	-.67-.39i		

- **ARMA (1.7)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:31
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 27 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.640688	0.942821	-9.164721	0.0000
AR(1)	0.995350	0.025860	38.48995	0.0000
MA(7)	0.405698	0.192577	2.106673	0.0415
SIGMASQ	0.003567	0.000724	4.925452	0.0000
R-squared	0.986989	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.986013	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.062644	Akaike info criterion		-2.466172
Sum squared resid	0.156969	Schwarz criterion		-2.303973
Log likelihood	58.25579	Hannan-Quinn criter.		-2.406021
F-statistic	1011.453	Durbin-Watson stat		1.337252
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00			
Inverted MA Roots	.79-.38i	.79+.38i	.20-.86i	.20+.86i
	-.55-.69i	-.55+.69i	-.88	

- **ARMA (1.8)**

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:34
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 11 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.646371	0.912207	-9.478521	0.0000
AR(1)	0.994841	0.027476	36.20729	0.0000
MA(8)	0.419926	0.252202	1.665039	0.1037
SIGMASQ	0.003767	0.000747	5.040894	0.0000
R-squared	0.986260	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.985230	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.064374	Akaike info criterion		-2.407045
Sum squared resid	0.165760	Schwarz criterion		-2.244846
Log likelihood	56.95499	Hannan-Quinn criter.		-2.346894
F-statistic	957.1038	Durbin-Watson stat		1.570380
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.83-.34i	.83+.34i	.34+.83i	.34-.83i
	-.34+.83i	-.34-.83i	-.83-.34i	-.83+.34i

ARMA(1.9)

Annexe

Dependent Variable: LCGNP
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/25/25 Time: 01:36
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 16 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.619448	0.848086	-10.16341	0.0000
AR(1)	0.994553	0.031830	31.24625	0.0000
MA(9)	0.493266	0.186151	2.649812	0.0115
SIGMASQ	0.003585	0.000870	4.121520	0.0002
R-squared	0.986925	Mean dependent var		-8.720035
Adjusted R-squared	0.985945	S.D. dependent var		0.529687
S.E. of regression	0.062797	Akaike info criterion		-2.434079
Sum squared resid	0.157738	Schwarz criterion		-2.271880
Log likelihood	57.54973	Hannan-Quinn criter.		-2.373928
F-statistic	1006.455	Durbin-Watson stat		1.349630
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.87-.32i	.87+.32i	.46-.80i	.46+.80i
	-.16-.91i	-.16+.91i	-.71+.59i	-.71-.59i
	-.92			

Test Arch

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	0.593035	Prob. F(3,37)	0.6235
Obs*R-squared	1.880995	Prob. Chi-Square(3)	0.5975

Test Equation:
 Dependent Variable: RESID^2
 Method: Least Squares
 Date: 04/26/25 Time: 09:12
 Sample (adjusted): 4 44
 Included observations: 41 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.005014	0.001251	4.006577	0.0003
RESID^2(-1)	-0.084569	0.162017	-0.521977	0.6048
RESID^2(-2)	-0.190075	0.158488	-1.199302	0.2380
RESID^2(-3)	-0.081529	0.161116	-0.506027	0.6158
R-squared	0.045878	Mean dependent var		0.003717
Adjusted R-squared	-0.031483	S.D. dependent var		0.003645
S.E. of regression	0.003702	Akaike info criterion		-8.267350
Sum squared resid	0.000507	Schwarz criterion		-8.100173
Log likelihood	173.4807	Hannan-Quinn criter.		-8.206473
F-statistic	0.593035	Durbin-Watson stat		2.011112
Prob(F-statistic)	0.623506			

La modélisation de la consommation individuelle du gaz naturel

- L'étude de la stationnarité de LGDPP
- Au niveau
- Modèle 06

Null Hypothesis: LGDPP has a unit root
 Exogenous: Constant, Linear Trend
 Lag Length: 7 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.937365	0.0205
Test critical values:		
1% level	-4.234972	
5% level	-3.540328	
10% level	-3.202445	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LGDPP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/26/25 Time: 09:27
 Sample (adjusted): 9 44
 Included observations: 36 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LGDPP(-1)	-0.298779	0.075883	-3.937365	0.0006
D(LGDPP(-1))	0.223594	0.155292	1.439824	0.1619
D(LGDPP(-2))	0.115392	0.160059	0.720936	0.4774
D(LGDPP(-3))	0.248203	0.168025	1.477178	0.1516
D(LGDPP(-4))	-0.077923	0.205800	-0.378635	0.7080
D(LGDPP(-5))	0.162218	0.205747	0.788431	0.4376
D(LGDPP(-6))	0.180495	0.206579	0.873731	0.3903
D(LGDPP(-7))	0.455551	0.199904	2.278852	0.0311
C	3.510129	0.891285	3.938278	0.0005
@TREND("1")	0.002859	0.000789	3.624963	0.0012
R-squared	0.521032	Mean dependent var		0.006066
Adjusted R-squared	0.355235	S.D. dependent var		0.025562
S.E. of regression	0.020526	Akaike info criterion		-4.704145
Sum squared resid	0.010954	Schwarz criterion		-4.264278
Log likelihood	94.67460	Hannan-Quinn criter.		-4.550620
F-statistic	3.142598	Durbin-Watson stat		1.980556
Prob(F-statistic)	0.010688			

DLGDP

Annexe

- **M 6**

Null Hypothesis: DLGDPP has a unit root
 Exogenous: Constant, Linear Trend
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.986561	0.0168
Test critical values:		
1% level	-4.192337	
5% level	-3.520787	
10% level	-3.191277	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(DLGDPP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/27/25 Time: 19:10
 Sample (adjusted): 3 44
 Included observations: 42 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLGDPP(-1)	-0.582853	0.146204	-3.986561	0.0003
C	-0.001046	0.007681	-0.136206	0.8924
@TREND("1")	0.000196	0.000303	0.646785	0.5216
R-squared	0.289778	Mean dependent var		0.000668
Adjusted R-squared	0.253356	S.D. dependent var		0.027314
S.E. of regression	0.023601	Akaike info criterion		-4.586268
Sum squared resid	0.021724	Schwarz criterion		-4.462149
Log likelihood	99.31164	Hannan-Quinn criter.		-4.540774
F-statistic	7.956196	Durbin-Watson stat		2.036542
Prob(F-statistic)	0.001265			

- **M 05**

Null Hypothesis: DLGDPP has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.965186	0.0037
Test critical values:		
1% level	-3.596616	
5% level	-2.933158	
10% level	-2.604867	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(DLGDPP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/27/25 Time: 19:42
 Sample (adjusted): 3 44
 Included observations: 42 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLGDPP(-1)	-0.570815	0.143957	-3.965186	0.0003
C	0.003306	0.003676	0.899482	0.3738
R-squared	0.282160	Mean dependent var		0.000668
Adjusted R-squared	0.264214	S.D. dependent var		0.027314
S.E. of regression	0.023429	Akaike info criterion		-4.623218
Sum squared resid	0.021957	Schwarz criterion		-4.540472
Log likelihood	99.08758	Hannan-Quinn criter.		-4.592888
F-statistic	15.72270	Durbin-Watson stat		2.041045
Prob(F-statistic)	0.000295			

- **M 04**

Annexe

Null Hypothesis: DLGDPP has a unit root
 Exogenous: None
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.875274	0.0003
Test critical values:		
1% level	-2.621185	
5% level	-1.948886	
10% level	-1.611932	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(DLGDPP)
 Method: Least Squares
 Date: 04/27/25 Time: 19:49
 Sample (adjusted): 3 44
 Included observations: 42 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLGDPP(-1)	-0.547380	0.141249	-3.875274	0.0004
R-squared	0.267640	Mean dependent var		0.000668
Adjusted R-squared	0.267640	S.D. dependent var		0.027314
S.E. of regression	0.023375	Akaike info criterion		-4.650812
Sum squared resid	0.022401	Schwarz criterion		-4.609439
Log likelihood	98.66706	Hannan-Quinn criter.		-4.635648
Durbin-Watson stat	2.052122			

Test de causalité

Pairwise Granger Causality Tests
 Date: 04/28/25 Time: 23:54
 Sample: 1 68
 Lags: 2

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
LGDPP does not Granger Cause LCGNP	42	3.91123	0.0288
LCGNP does not Granger Cause LGDPP		0.58105	0.5643

L'estimation du model UECM

Dependent Variable: D(LCGNP)
 Method: ARDL
 Date: 04/28/25 Time: 11:34
 Sample: 4 44
 Included observations: 41
 Dependent lags: 4 (Automatic)
 Automatic-lag linear regressors (4 max. lags): LGDPP
 Deterministics: Restricted constant and no trend (Case 2)
 Model selection method: Akaike info criterion (AIC)
 Number of models evaluated: 20
 Selected model: ARDL(3,0)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP(-1)*	-0.070255	0.026726	-2.628744	0.0125
LGDPP**	0.423487	0.112366	3.768804	0.0006
C	-5.637568	1.537487	-3.666742	0.0008
D(LCGNP(-1))	-0.032343	0.150485	-0.214924	0.8310
D(LCGNP(-2))	-0.353149	0.147749	-2.390202	0.0222
R-squared	0.330201	Mean dependent var		0.039591
Adjusted R-squared	0.255779	S.D. dependent var		0.055859
S.E. of regression	0.048188	Akaike info criterion		-3.113550
Sum squared resid	0.083596	Schwarz criterion		-2.904578
Log likelihood	68.82778	Hannan-Quinn criter.		-3.037454
F-statistic	4.436864	Durbin-Watson stat		1.896536
Prob(F-statistic)	0.005112			

* p-values are incompatible with t-bounds distribution.
 ** Zero-lag variable.

Bound test

Annexe

Null hypothesis: No levels relationship
 Number of cointegrating variables: 1
 Trend type: Rest. constant (Case 2)
 Sample size: 41

Test Statistic	Value
F-statistic	10.200790

Sample Size	10%		5%		1%	
	I(0)	I(1)	I(0)	I(1)	I(0)	I(1)
40	3.210	3.730	3.937	4.523	5.593	6.333
45	3.190	3.730	3.877	4.460	5.607	6.193
Asymptotic	3.020	3.510	3.620	4.160	4.940	5.580

* I(0) and I(1) are respectively the stationary and non-stationary bounds.

Deterministics: Rest. constant (Case 2)

$$CE = LCGNP(-1) - (6.027851 * LGDPP - 80.244386)$$

Variable *	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LGDPP	6.027851	1.402170	4.298943	0.0001
C	-80.24439	16.57603	-4.840988	0.0000

Note: * Coefficients derived from the CEC regression.

Dependent Variable: D(LCGNP)

Method: ARDL

Date: 04/28/25 Time: 11:34

Sample: 4 44

Included observations: 41

Dependent lags: 4 (Automatic)

Automatic-lag linear regressors (4 max. lags): LGDPP

Deterministics: Restricted constant and no trend (Case 2)

Model selection method: Akaike info criterion (AIC)

Number of models evaluated: 20

Selected model: ARDL(3,0)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
COINTEQ*	-0.070255	0.012361	-5.683529	0.0000
D(LCGNP(-1))	-0.032343	0.143781	-0.224946	0.8232
D(LCGNP(-2))	-0.353149	0.139810	-2.525915	0.0158
R-squared	0.330201	Mean dependent var		0.039591
Adjusted R-squared	0.294948	S.D. dependent var		0.055859
S.E. of regression	0.046903	Akaike info criterion		-3.211111
Sum squared resid	0.083596	Schwarz criterion		-3.085728
Log likelihood	68.82778	Hannan-Quinn criter.		-3.165453
F-statistic	9.366712	Durbin-Watson stat		1.896536
Prob(F-statistic)	0.000493			

* p-values are incompatible with t-Bounds distribution.

Test LM

Annexe

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
Null hypothesis: No serial correlation at up to 2 lags

F-statistic	0.036851	Prob. F(2,34)	0.9639
Obs*R-squared	0.088684	Prob. Chi-Square(2)	0.9566

Test Equation:
Dependent Variable: RESID
Method: ARDL
Date: 04/28/25 Time: 23:33
Sample (adjusted): 4 44
Included observations: 41 after adjustments
Presample missing value lagged residuals set to zero.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP(-1)	-0.087544	0.363055	-0.241130	0.8109
LCGNP(-2)	0.093770	0.513973	0.182442	0.8563
LCGNP(-3)	-0.010591	0.299029	-0.035419	0.9720
LGDP	0.024204	0.153763	0.157408	0.8759
C	-0.325600	2.087316	-0.155990	0.8770
RESID(-1)	0.108626	0.402400	0.269946	0.7888
RESID(-2)	-0.013629	0.357769	-0.038094	0.9698
R-squared	0.002163	Mean dependent var	1.37E-15	
Adjusted R-squared	-0.173926	S.D. dependent var	0.045715	
S.E. of regression	0.049532	Akaike info criterion	-3.018154	
Sum squared resid	0.083415	Schwarz criterion	-2.725593	
Log likelihood	68.87217	Hannan-Quinn criter.	-2.911620	
F-statistic	0.012284	Durbin-Watson stat	1.941200	
Prob(F-statistic)	0.999990			

Test ARCH

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	0.001002	Prob. F(1,38)	0.9749
Obs*R-squared	0.001055	Prob. Chi-Square(1)	0.9741

Test Equation:
Dependent Variable: RESID^2
Method: Least Squares
Date: 04/28/25 Time: 23:35
Sample (adjusted): 5 44
Included observations: 40 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.002094	0.000697	3.001994	0.0047
RESID^2(-1)	-0.005162	0.163034	-0.031661	0.9749
R-squared	0.000026	Mean dependent var	0.002084	
Adjusted R-squared	-0.026289	S.D. dependent var	0.003868	
S.E. of regression	0.003918	Akaike info criterion	-8.197542	
Sum squared resid	0.000583	Schwarz criterion	-8.113098	
Log likelihood	165.9508	Hannan-Quinn criter.	-8.167010	
F-statistic	0.001002	Durbin-Watson stat	1.979820	
Prob(F-statistic)	0.974908			

Test de Ramsey

Annexe

Ramsey RESET Test

Equation: COINT

Omitted Variables: Squares of fitted values

Specification: LCGNP LCGNP(-1) LCGNP(-2) LCGNP(-3) LGDPP C

	Value	df	Probability
t-statistic	0.753257	35	0.4563
F-statistic	0.567396	(1, 35)	0.4563
Likelihood ratio	0.659334	1	0.4168

F-test summary:

	Sum of Sq.	df	Mean Squares
Test SSR	0.001334	1	0.001334
Restricted SSR	0.083596	36	0.002322
Unrestricted SSR	0.082263	35	0.002350

LR test summary:

	Value
Restricted LogL	68.82778
Unrestricted LogL	69.15744

Unrestricted Test Equation:

Dependent Variable: LCGNP

Method: Least Squares

Date: 04/28/25 Time: 23:37

Sample (adjusted): 4 44

Included observations: 41 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCGNP(-1)	0.346986	0.747207	0.464378	0.6453
LCGNP(-2)	-0.127711	0.333591	-0.382838	0.7042
LCGNP(-3)	0.163415	0.292474	0.558733	0.5799
LGDPP	0.158187	0.369901	0.427648	0.6715
C	-4.607283	2.064805	-2.231341	0.0322
FITTED^2	-0.034732	0.046109	-0.753257	0.4563

R-squared	0.992131	Mean dependent var	-8.668294
Adjusted R-squared	0.991007	S.D. dependent var	0.511228
S.E. of regression	0.048481	Akaike info criterion	-3.080851
Sum squared resid	0.082263	Schwarz criterion	-2.830084
Log likelihood	69.15744	Hannan-Quinn criter.	-2.989535
F-statistic	882.5810	Durbin-Watson stat	1.925258
Prob(F-statistic)	0.000000		

Annexe 03 : Les exportations du gaz naturel

- **L'étude de la stationnarité**
- **Au niveau**
- **Modèle 06**

Annexe

Null Hypothesis: LEXGN has a unit root
 Exogenous: Constant, Linear Trend
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.238153	0.0907
Test critical values:		
1% level	-4.186481	
5% level	-3.518090	
10% level	-3.189732	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LEXGN)
 Method: Least Squares
 Date: 04/21/25 Time: 20:53
 Sample (adjusted): 2 44
 Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LEXGN(-1)	-0.149303	0.046107	-3.238153	0.0024
C	1.613877	0.452629	3.565560	0.0010
@TREND("1")	4.78E-05	0.002021	0.023631	0.9813
R-squared	0.361513	Mean dependent var		0.047528
Adjusted R-squared	0.329589	S.D. dependent var		0.135937
S.E. of regression	0.111304	Akaike info criterion		-1.485897
Sum squared resid	0.495539	Schwarz criterion		-1.363023
Log likelihood	34.94679	Hannan-Quinn criter.		-1.440585
F-statistic	11.32405	Durbin-Watson stat		2.183596
Prob(F-statistic)	0.000127			

- **Modèle 05**

Null Hypothesis: LEXGN has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 0 (Automatic - based on AIC, maxlag=9)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.818030	0.0003
Test critical values:		
1% level	-3.592462	
5% level	-2.931404	
10% level	-2.603944	

*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LEXGN)
 Method: Least Squares
 Date: 04/21/25 Time: 21:58
 Sample (adjusted): 2 44
 Included observations: 43 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LEXGN(-1)	-0.148500	0.030822	-4.818030	0.0000
C	1.606507	0.324006	4.958264	0.0000
R-squared	0.361504	Mean dependent var		0.047528
Adjusted R-squared	0.345931	S.D. dependent var		0.135937
S.E. of regression	0.109939	Akaike info criterion		-1.532395
Sum squared resid	0.495546	Schwarz criterion		-1.450479
Log likelihood	34.94649	Hannan-Quinn criter.		-1.502187
F-statistic	23.21341	Durbin-Watson stat		2.185241
Prob(F-statistic)	0.000020			

- **L'estimation des modèles ARMA**
- **AR (01)**

Annexe

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 00:24
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 35 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.929284	0.862495	11.51228	0.0000
AR(1)	0.988919	0.031218	31.67766	0.0000
SIGMASQ	0.020233	0.002773	7.295458	0.0000
R-squared	0.930542	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.927154	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.147356	Akaike info criterion		-0.839484
Sum squared resid	0.890264	Schwarz criterion		-0.717834
Log likelihood	21.46864	Hannan-Quinn criter.		-0.794370
F-statistic	274.6438	Durbin-Watson stat		1.492301
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			

- **MA (01)**

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 23:11
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 25 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.48936	0.146287	71.70389	0.0000
MA(1)	0.833404	0.148740	5.603105	0.0000
SIGMASQ	0.114150	0.030489	3.744002	0.0006
R-squared	0.608140	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.589025	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.350004	Akaike info criterion		0.830955
Sum squared resid	5.022608	Schwarz criterion		0.952605
Log likelihood	-15.28102	Hannan-Quinn criter.		0.876069
F-statistic	31.81461	Durbin-Watson stat		0.725051
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	-.83			

- **MA (02)**

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 23:13
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 52 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.46721	0.146873	71.26710	0.0000
MA(2)	0.999999	812.6163	0.001231	0.9990
SIGMASQ	0.113081	46.35341	0.002440	0.9981
R-squared	0.611811	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.592875	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.348360	Akaike info criterion		0.937108
Sum squared resid	4.975551	Schwarz criterion		1.058758
Log likelihood	-17.61638	Hannan-Quinn criter.		0.982222
F-statistic	32.30939	Durbin-Watson stat		0.482310
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted MA Roots	-.00+1.00i	-.00-1.00i		

- **MA (03)**

Annexe

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/21/25 Time: 23:16
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 8 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.46066	0.171024	61.16485	0.0000
MA(3)	0.867782	0.265822	3.264523	0.0022
SIGMASQ	0.161589	0.049939	3.235751	0.0024
R-squared	0.445289	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.418230	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.416429	Akaike info criterion		1.246085
Sum squared resid	7.109926	Schwarz criterion		1.367734
Log likelihood	-24.41387	Hannan-Quinn criter.		1.291198
F-statistic	16.45619	Durbin-Watson stat		0.504066
Prob(F-statistic)	0.000006			
Inverted MA Roots	.48-.83i	.48+.83i	-.95	

- **MA (04)**

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/23/25 Time: 20:32
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 25 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.44220	0.157974	66.10089	0.0000
MA(4)	0.811570	0.259967	3.121817	0.0033
SIGMASQ	0.159573	0.046551	3.427945	0.0014
R-squared	0.452210	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.425488	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.413823	Akaike info criterion		1.236093
Sum squared resid	7.021226	Schwarz criterion		1.357743
Log likelihood	-24.19405	Hannan-Quinn criter.		1.281207
F-statistic	16.92307	Durbin-Watson stat		0.311559
Prob(F-statistic)	0.000004			
Inverted MA Roots	.67-.67i	.67-.67i	-.67+.67i	-.67+.67i

- **MA (05)**

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/23/25 Time: 20:41
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 8 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.42442	0.165449	63.00667	0.0000
MA(5)	0.901813	0.681404	1.323464	0.1930
SIGMASQ	0.154751	0.093292	1.658795	0.1048
R-squared	0.468762	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.442848	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.407523	Akaike info criterion		1.282849
Sum squared resid	6.809065	Schwarz criterion		1.404498
Log likelihood	-25.22268	Hannan-Quinn criter.		1.327962
F-statistic	18.08912	Durbin-Watson stat		0.297882
Prob(F-statistic)	0.000002			
Inverted MA Roots	.79+.58i	.79-.58i	-.30-.93i	-.30+.93i
	-.98			

- **MA (06)**

Annexe

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 00:04
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 5 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	10.42934	0.173566	60.08863	0.0000
MA(6)	0.776463	0.371238	2.091552	0.0427
SIGMASQ	0.181697	0.052225	3.479153	0.0012
R-squared	0.376262	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.345836	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.441579	Akaike info criterion		1.392684
Sum squared resid	7.994674	Schwarz criterion		1.514333
Log likelihood	-27.63905	Hannan-Quinn criter.		1.437798
F-statistic	12.36636	Durbin-Watson stat		0.186002
Prob(F-statistic)	0.000063			
Inverted MA Roots	.83-.48i	.83+.48i	.00+.96i	-.00-.96i
	-.83-.48i	-.83+.48i		

- ARMA (1.1)

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 00:28
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 40 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.967418	0.823053	12.11029	0.0000
AR(1)	0.984903	0.036037	27.33038	0.0000
MA(1)	0.185798	0.189059	0.982749	0.3316
SIGMASQ	0.019202	0.003797	5.056950	0.0000
R-squared	0.934081	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.929137	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.145336	Akaike info criterion		-0.844870
Sum squared resid	0.844903	Schwarz criterion		-0.682671
Log likelihood	22.58714	Hannan-Quinn criter.		-0.784719
F-statistic	188.9360	Durbin-Watson stat		1.915010
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.98			
Inverted MA Roots	-.19			

- ARMA (1.2)

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 07:37
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 23 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.937940	0.845101	11.75947	0.0000
AR(1)	0.984109	0.041960	23.45330	0.0000
MA(2)	0.235482	0.199710	1.179115	0.2453
SIGMASQ	0.018971	0.002561	7.407034	0.0000
R-squared	0.934876	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.929991	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.144458	Akaike info criterion		-0.854657
Sum squared resid	0.834722	Schwarz criterion		-0.692457
Log likelihood	22.80244	Hannan-Quinn criter.		-0.794505
F-statistic	191.4033	Durbin-Watson stat		1.559494
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.98			
Inverted MA Roots	-.00+.49i	-.00-.49i		

- ARMA (1.3)

Annexe

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 07:40
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 34 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.929600	0.862569	11.51166	0.0000
AR(1)	0.988939	0.031329	31.56597	0.0000
MA(3)	-0.001833	0.279285	-0.006561	0.9948
SIGMASQ	0.020234	0.002849	7.101383	0.0000
R-squared	0.930540	Mean dependent var	10.50521	
Adjusted R-squared	0.925330	S.D. dependent var	0.545965	
S.E. of regression	0.149189	Akaike info criterion	-0.794032	
Sum squared resid	0.890296	Schwarz criterion	-0.631833	
Log likelihood	21.46870	Hannan-Quinn criter.	-0.733880	
F-statistic	178.6231	Durbin-Watson stat	1.491013	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.12	-.06-.11i	-.06+.11i	

- ARMA (1,4)

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 07:43
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 28 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.885410	0.915279	10.80043	0.0000
AR(1)	0.987173	0.040007	24.67519	0.0000
MA(4)	0.198588	0.248425	0.799388	0.4288
SIGMASQ	0.019451	0.002925	6.649739	0.0000
R-squared	0.933226	Mean dependent var	10.50521	
Adjusted R-squared	0.928218	S.D. dependent var	0.545965	
S.E. of regression	0.146276	Akaike info criterion	-0.825228	
Sum squared resid	0.855865	Schwarz criterion	-0.663029	
Log likelihood	22.15501	Hannan-Quinn criter.	-0.765076	
F-statistic	186.3454	Durbin-Watson stat	1.519258	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	-.47-.47i	.47+.47i	-.47+.47i	-.47+.47i

- ARMA (1,5)

Dependent Variable: LEXGN
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)
 Date: 04/24/25 Time: 07:56
 Sample: 1 44
 Included observations: 44
 Convergence achieved after 30 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.792965	1.261814	7.761023	0.0000
AR(1)	0.985383	0.049741	19.81027	0.0000
MA(5)	0.420674	0.164452	2.558029	0.0144
SIGMASQ	0.018164	0.003044	5.966997	0.0000
R-squared	0.937647	Mean dependent var	10.50521	
Adjusted R-squared	0.932971	S.D. dependent var	0.545965	
S.E. of regression	0.141351	Akaike info criterion	-0.871063	
Sum squared resid	0.799200	Schwarz criterion	-0.708864	
Log likelihood	23.16338	Hannan-Quinn criter.	-0.810912	
F-statistic	200.5032	Durbin-Watson stat	1.719754	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.68+.49i	.68-.49i	-.26-.80i	-.26+.80i
	-.84			

- ARMA (1,6)

Annexe

Dependent Variable: LEXGN

Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)

Date: 04/24/25 Time: 07:58

Sample: 1 44

Included observations: 44

Convergence achieved after 21 iterations

Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	9.832811	1.023651	9.605633	0.0000
AR(1)	0.985900	0.042789	23.04120	0.0000
MA(6)	0.315999	0.264616	1.194178	0.2394
SIGMASQ	0.018837	0.003345	5.632090	0.0000
R-squared	0.935336	Mean dependent var		10.50521
Adjusted R-squared	0.930486	S.D. dependent var		0.545965
S.E. of regression	0.143947	Akaike info criterion		-0.845052
Sum squared resid	0.828825	Schwarz criterion		-0.682853
Log likelihood	22.59115	Hannan-Quinn criter.		-0.784901
F-statistic	192.8599	Durbin-Watson stat		1.596742
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	.99			
Inverted MA Roots	.71+.41i -.71+.41i	.71-.41i -.71-.41i	.00-.83i	.00+.83i

Test de ARCH

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	0.224496	Prob. F(3,37)	0.8788
Obs*R-squared	0.732956	Prob. Chi-Square(3)	0.8654

Test Equation:

Dependent Variable: RESID^2

Method: Least Squares

Date: 04/24/25 Time: 08:15

Sample (adjusted): 4 44

Included observations: 41 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.015851	0.009484	1.671369	0.1031
RESID^2(-1)	0.130491	0.161367	0.808662	0.4239
RESID^2(-2)	0.006126	0.162942	0.037594	0.9702
RESID^2(-3)	-0.002765	0.169339	-0.016326	0.9871
R-squared	0.017877	Mean dependent var		0.018595
Adjusted R-squared	-0.061755	S.D. dependent var		0.049750
S.E. of regression	0.051263	Akaike info criterion		-3.011223
Sum squared resid	0.097233	Schwarz criterion		-2.844045
Log likelihood	65.73007	Hannan-Quinn criter.		-2.950346
F-statistic	0.224496	Durbin-Watson stat		1.575095
Prob(F-statistic)	0.878755			