

Le système électrique au Maroc : Historique, structure et caractérisation

Power system in Morocco:

History, structure and characteristics.

Auteur 1 : ICHARMOUHENE Reda.

Auteur 2 : EZZAHID Elhadj,

ICHARMOUHENE Reda, (0009-0006-2308-5379, Chercheur en économie)
1 Université Mohammed V-Raba

EZZAHID Elhadj, (0000-0002-7116-4702, Enseignant-chercheur en économie)
2 Université Mohammed V-Rabat

Déclaration de divulgation : L'auteur n'a pas connaissance de quelconque financement qui pourrait affecter l'objectivité de cette étude.

Conflit d'intérêts : L'auteur ne signale aucun conflit d'intérêts.

Pour citer cet article : ICHARMOUHENE .R & EZZAHID .E (2026) « Le système électrique au Maroc : Historique, structure et caractérisation », African Scientific Journal « Volume 03, Num 37 » pp: 1183 – 1213.



DOI : 10.5281/zenodo.21835414
Copyright © 2026 – ASJ



Résumé

L'adaptation de l'offre du système à la demande le contraint à une double réceptivité, diversification du portefeuille et efficacité technique. Le tournant libéral entamé vers la fin du XX^{ème} siècle a permis de faire participer de nouveaux opérateurs à la production, en 2009, le dépassement de l'amendement au niveau de la production pour encourager la diffusion des Énergies Renouvelables (EnRs) a enfoncé la libéralisation. Cela s'est accompagné de l'amélioration de la couverture territoriale, l'intégration de nouvelles technologies et la réduction de la dépendance. Toutefois, la demande reste limitée, que ce soit dans l'industrie, où la croissance connaît une stagnation précoce, ou par personne, où l'écart avec la moyenne mondiale s'élargit. Il en ressort des mutations intéressantes, à savoir, la chute du recours des usagers du premier niveau de tension (HT) depuis 2012, l'importance de la distribution pour le tissu productif, la migration des pics de consommation dans la résolution mensuelle puis l'émergence d'une deuxième pointe journalière dont l'influence du calendrier et la température sont à prendre en considération.

Mots clés : Stratégie énergétique, Système électrique, Énergies renouvelables, Courbe de charge, courbe de durée de la charge.

Abstract

Adapting the system's supply to demand requires a dual receptiveness, portfolio diversification and technical efficiency. The shift towards liberalisation that began towards the end of the 20th century enabled new operators to enter the production sector; in 2009, the adoption of an amendment to production targets to encourage the uptake of renewable energy sources (RES) further advanced liberalisation. This was accompanied by improved territorial coverage, the integration of new technologies and a reduction in dependence. However, the demand is still limited, both in industry – where growth is beginning prematurely to stagnate – and on a per capita, where the gap with the global average is expanding. Several interesting trends have emerged, namely, the decline in consumption by users on the high-voltage (HV) grid since 2012, the importance of distribution to the productive sector, the shift in consumption peaks within the monthly pattern; and the emergence of a second daily peak, where the influence of the calendar and temperature must be taken into account.

Keywords : Energy strategy, Electricity system, Renewable energy, Load curve, Load duration curve.

Introduction

L'électricité est l'un des vecteurs énergétiques les plus utilisés, les progrès en matière de génération et d'usage ne cessent de souligner son importance dans la maîtrise des coûts des processus productifs (Joskow et al., 1987). Complémentaire aux autres inputs, elle est indispensable à de nombreuses activités tel que l'industrie, éclairage public, ménages, ce qui en fait l'une des technologies à usage général les plus importants (Jovanovic et al., 2005). Le déploiement à grande échelle de son usage est partie de la sous-traitance de sa génération pour l'industrie et l'éclairage public puis l'électrification progressive des ménages, aboutissant à la structure maillée du système électrique de nos jours, dont le coût, supporté par différents contribuables, dépend du pilotage des techniques après choix d'investissement.

Au Maroc le système électrique a connu de profondes transformations durant la dernière décennie du XXème siècle (Benhima 2001, Bennouna 2021, IEA 2019). Ces transformations ont touché tous les niveaux du système, de la production à l'acheminement vers les centres de demande dans le pays. Le recours au privé a été initié dans la production en 1994, celui de la distribution suit trois ans plus tard. En 2008, les modalités d'autoproduction ont souligné la provenance locale des sources primaires et la vente de l'excédent à l'opérateur historique, loi 16-08. Une nouvelle étape dans la libéralisation a été franchie, en 2009 par loi 13-09, en prévoyant la disposition de capacités en EnRs au compte d'un tiers, encouragé par la garantie de l'énergie complémentaire à ce consommateur.

La demande d'électricité connaît une augmentation résultante de la modernisation de certaines activités et des habitudes de consommation des ménages. Notamment, par le changement du vecteur énergétique des activités traditionnelles, l'apparition de nouveaux usages et l'extension de la couverture. Bien que son niveau reste faible, ce volet montre un pattern par l'incorporation de nouvelles charges, ponctuelles, capables de lisser la consommation dans le temps. Permettant d'éviter le report de la production et les répercussions économiques des arrêts brusques de l'activité.

L'objectif du présent papier est de relater les mutations institutionnelles et techniques du secteur. D'essayer de distinguer le profil de la demande dans le temps peut faciliter la planification des capacités et la gestion du réseau. Le document est structuré, après l'introduction, en deux sections. La première est consacrée à l'illustration des faits saillants des quatre dernières décennies, tant dans l'évolution de l'offre que dans celle de la demande. La seconde affine la prospection par l'analyse des dynamiques infra-annuelles, pour conclure dans la troisième.

1. Données structurelles

A l'instar des économies en développement ne disposant pas d'hydrocarbure, le Maroc dépendait traditionnellement des importations pour son approvisionnement en énergie primaire. Pour remédier à cela, il s'est orienté vers des sources alternatives d'énergie en s'intéressant au double dividende de la transition énergétique. Des interventions combinées, aussi bien dans l'offre que sur la demande, ont été entreprises. Dans la première, par le positionnement dans le segment des EnRs ayant potentiel. Pour la seconde, au travers l'institutionnalisation progressive de l'Efficacité Énergétique (EE), ciblant la maîtrise de la demande et l'audit énergétique, compte tenu du niveau d'utilisation qui reste limité.

1.1. Trajectoire institutionnelle et libéralisation

La structure institutionnelle peut être fixée comme ancrage le début des années 1960. Ajustée par le contexte des années 1980s en réaction à l'apogée du modèle libéral, pour s'enfoncer avec durant les années 1990s et subir ses répercussions dès l'avènement du XXIème siècle. Evolution de laquelle découle un délaissement progressif au profit des mécanismes du marché. Couronnée par la création d'une sphère dérégulée à côté de celle existante, pour laquelle les exigences de modernisation deviennent pénibles. La figure 1 présente l'organisation du secteur, partant des entités qui interviennent dans la génération à celles responsables de l'acheminement.

Depuis sa création¹ par la nationalisation des actifs de l'EEM², l'ONEE³ est considéré comme l'instrument des pouvoirs publics dans le secteur. Disposant d'une situation de monopole naturel dans le niveau de production. À laquelle il commence à céder vers la fin des années 1980s. S'inspirant des innovations organisationnelles de l'époque, l'office ne s'est pas privé du recours au privé. L'opportunité d'éviter le coût en capital a été saisie au travers du new public management et la souplesse des modèles de Partenariat Public-Privé (PPP), (Hafsia et al., 2009, Worldbank 2016). Ce qui a nécessité d'opérer le premier amendement à décret de sa création, loi 2-94-503,⁴ pour autoriser la production privée d'électricité avec une capacité supérieure à 10 MW. Puis l'autorisé à disposer de contrats d'achat garanti, PPA⁵, avec ces développeurs. Mettant le secteur électrique sur les rails de la libéralisation.

Le recours aux importations d'électricité était l'une des solutions pour faciliter l'équilibrage du système, a nécessité l'augmentation des capacités d'interconnexion avec l'Algérie et

¹ http://www.sgg.gov.ma/BO/bo_fr/1963/bo_2650_fr.pdf

² Énergie Électrique du Maroc (Agnes 2002)

³ L'Office National de l'Électricité et l'Eau ; <http://www.one.org.ma/>, <http://www.onep.ma/>

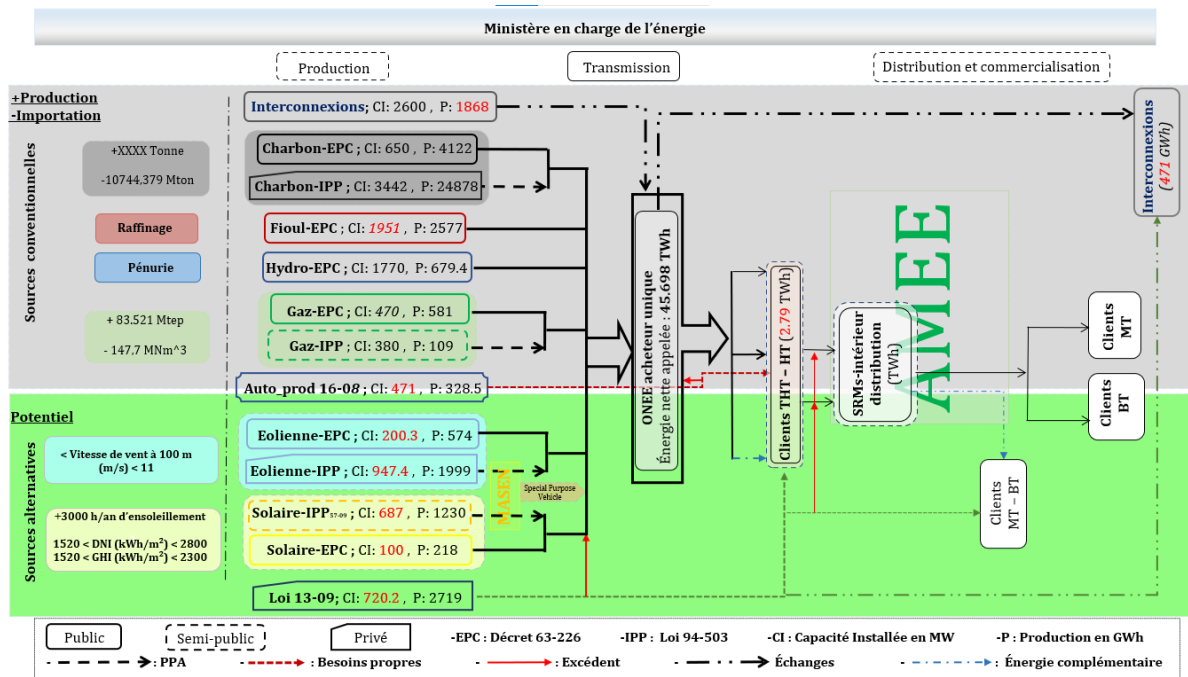
⁴ http://www.sgg.gov.ma/BO/bo_fr/1994/bo_4275_fr.pdf

⁵ Le PPA (Power Producer Agreement) garantit au développeur privé la vente de la totalité de sa production et renforce le rôle de l'office dans la gestion du réseau national (Zweifel, et al., 2017, P : 274).

l'intégration du réseau européen en 1997. Le second amendement ciblait l'encadrement de la production à usage propre connectée au réseau, dont le prolongement,⁶ a spécifié la provenance locale des sources et la vente de l'excédent à l'ONEE, unique acheteur dans le niveau.

En 2009 une reconfiguration du secteur a été initiée, l'objectif de réduire la dépendance du mix aux sources primaires importées a orienté la politique énergétique. La Stratégie Énergétique Nationale a donné un nouvel élan au secteur par l'élargissement de l'arsenal juridique, en promulguant des lois cadres qui prévoient les dispositifs le rendant atteignable. Le renforcement de l'offre a nécessité le dépassement de l'amendement au niveau de la production du décret de création de l'office, voire sa stérilisation pour les EnRs, par l'autorisation de disposition de capacités, au bénéfice d'un usager spécifique. Le volet de la demande connaît l'enclenchement du processus d'institutionnalisation de l'EE, par l'introduction, loi 47-09, de l'audit énergétique obligatoire. Cela à côté de la création de nouvelles entités qui interviennent dans la gouvernance de secteur, AMEE, MASEN et l'ANRE.

Figure N°1 : Structure du secteur électrique (chiffre de 2022)



Source : Élaboré sur la base des données de HCP, MEM, OWID et l'ONEE

La loi 13-09⁷ accélère le processus de libéralisation par la création d'une sphère ouverte «rectangle vert» pour la vente au détail de l'électricité verte. Elle autorise la disposition d'une

⁶La loi 16-08, sur l'auto production http://www.sgg.gov.ma/BO/bo_fr/2008/bo_5684_fr.pdf

⁷https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_Textes_Reglementaires/Attachments/51/13-09%20energies%20r env.pdf, Amendée par la loi 58-15 pour l'accès à la MT https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_Textes_Reglementaires/Attachments/53/loi%2058-15%20_BO6436Fr.pdf.

capacité supérieure à 2 MW connectée au réseau, mobilisable pour le compte d'un usager. En mettant à disposition l'infrastructure d'acheminement et garantissant l'énergie complémentaire aux consommateurs de ladite sphère. Les projets de grande envergure, potentiels IPP, sont confiés à MASEN⁸ qui sert d'intermédiaire organisationnel entre les deux sphères, cas d'injection. Grâce à l'agrément d'accès au réseau de transmission, moyennant les préférences techniques de l'office en termes d'accumulation des capacités, qui lui deviennent prioritaires, au détriment de la perte de la situation d'unique acheteur dans les projets où la SA garantit l'accès et la vente de la totalité de la production, double *PPA ou SPV sur le grid*. L'AMEE questionne la consommation des usagers industriels connectés au système.

Le niveau de distribution ne s'est pas prémuni du privé, ce dernier s'est tissé en 1997 dans la gestion du circuit de distribution de la métropole marocaine.⁹ Ceci par la signature d'un contrat de gestion déléguée d'une durée de 30 ans, entre les communs et GDF Suez, dont la cession, trois ans avant l'échéance, a été faite au profit de la société régionale multi-service en sa qualité de gestionnaire du réseau de distribution.¹⁰ Les acteurs de ce niveau sont l'ONEE, les gestionnaires délégués de Veolia, les SRMs constituées et les régies intercommunales.

1.2. Évolution du mix et de l'approvisionnement

Ces changements organisationnels se sont matérialisés dans l'approvisionnement. La capacité installée est passée de 1.99 à 11.47 GW durant les trois dernières décennies, figure 2. Une augmentation due à la consolidation dans les technologies existantes. Notamment, par l'accumulation des capacités dans le charbon et l'éolienne, parallèlement, à la limitation de celles utilisant le fioul durant la dernière décennie. Puis à l'incorporation du gaz¹¹ et le solaire (Bouramdane et al., 2020). En 2023, le thermique fossile a compté pour 59.61% de la capacité suivi du cinétique éolien et hydraulique avec 19.21 et 14.25%, respectivement, puis du solaire avec 4.64% thermique ou à concentration et 2.26% photovoltaïque. Ces évolutions peuvent être attribuables à un retard de déploiement des premières techniques, notamment, la fourniture des unités utilisant le charbon, l'intégration du cycle combiné¹² et à l'arrêt du processus de

⁸SA Développée dans l'optique régionale du plan solaire méditerranéen, Moroccan Agency For Solar Energy créée par la loi 57-09 pour porter le plan solaire marocain en ciblant les 2 GW de capacité. En 2017, pdp MEM, elle s'est reformulé et modifié, loi 37-16, a Moroccan Agency for Sustainable Energy pour voir ses prérogatives s'élargir au détriment de l'office. http://www.sgg.gov.ma/BO/bo_fr/2010/bo_5822_fr.pdf, puis, https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_Textes_Reglementaires/Attachments/52/Loi%203716%20relative%20%C3%A0%20MASEN%20VFr.pdf

⁹ Arrêté du Premier ministre n°3-127-97 du 25 juillet 1997

¹⁰Loi 83.21 fondatrice http://www.sgg.gov.ma/BO/AR/3111/2024/BO_7321_Ar.pdf

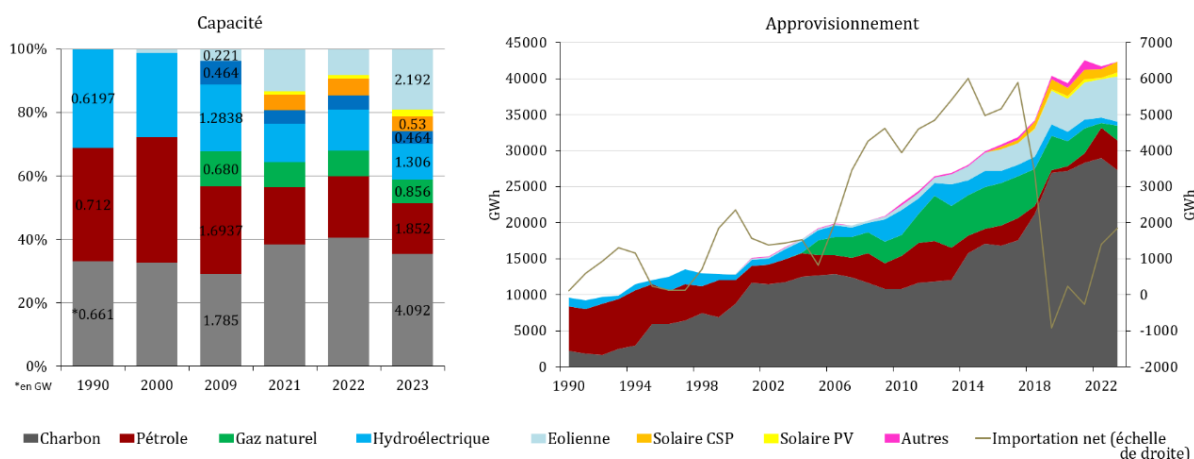
¹¹En 2005 http://www.one.org.ma/FR/pdf/tahhadart_Fr.pdf

¹² Choix du site, <http://archives.cnd.hcp.ma/uploads/news/019531.pdf>

raffinage pour le fioul,¹³ puis à la baisse des coûts en capital des dernières technologies (Irena 2017).

Durant cette période, l'approvisionnement a connu un taux de croissance annuelle moyenne de 4.45%. L'expansion de la production a incorporé la diversification technique, réduisant le poids de l'interconnexion, qui rivalisait avec les 18.38% de la production en 2000 pour rompre, en 2019, avec la situation de stricte importateur à net exportateur. En 2023, les capacités productives, 11.406 GW, ont injecté environ 42380 GWh, une quantité d'énergie qui n'était qu'aux alentours de 12850 GWh en l'an 2000. Elle est fournie par des sources fossiles à hauteur de 78.97%, suivies des EnRs avec 19.6% et de l'hydraulique avec 1.32% puis un apport de l'interconnexion aux alentours de 4.18% de la production.

Figure N°2. Mix électrique et approvisionnement par source entre 1990 et 2023



Source : Sur la base des données du WRI¹⁴, l'IEA, l'ONEE, l'HCP, EIA et OWID¹⁵

Dans le thermique fossile, en raison de la stabilité de son coût variable, le charbon s'accapare de la base avec une contribution qui dépasse la moitié de l'approvisionnement. Le gaz naturel vient en second lieu, bien qu'il ait été supplanté en 2023 par le fioul où l'apport de 9.69% a permis de limiter sa contribution à 4.81%. La raréfaction du gaz s'est traduite par le retour sur la tendance de limitation que connaissait utilisation du fioul, attribuable à l'enchérissement de leurs coûts et à l'absence de la raffinerie. D'autant plus que ce type d'installation ne requière pas d'oléoduc contrairement au gaz où la source d'alimentation dispose de pouvoir de marché en amont. La participation des auto-producteurs s'est limitée à 0.09%, les interconnexions ont rebonds avec un apport 1849.4 GWh fin 2023. La participation des EnRs, 8310 GWh, est portée

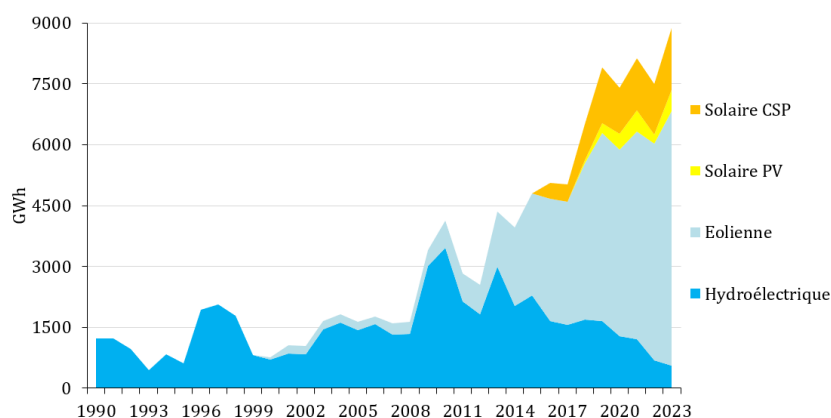
¹³ www.courdescomptes.ma/wp-content/uploads/2023/01/RapportSystemeCompensationMaroc_2014_Fr.pdf

¹⁴ World Resources Institute, <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>

¹⁵ <https://ourworldindata.org/explorers/energy>

par l'éolien (Figure 3) où une croissance moyenne de 16.52% a été enregistrée dans la dernière décennie. La seconde place est prise par le solaire thermique avec part de 17.18% et le photovoltaïque avec 5.92%. Le recours à l'hydroélectricité, 6.31%, connaît une limitation suite à la situation de pénurie hydrique dont fait face le pays.

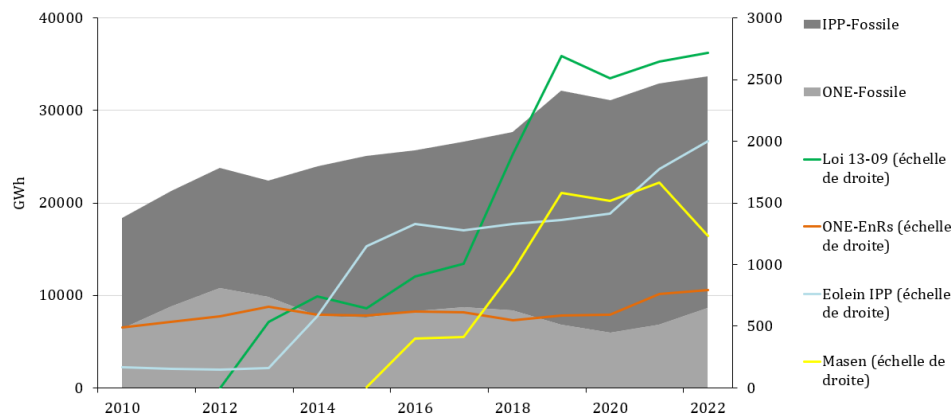
Figure N°3. Approvisionnement par technique renouvelable



Source : l'IEA, l'ONEE et l'HCP

Le tournant libéral s'est matérialisé dans l'approvisionnement, où l'offre publique, hors hydroélectricité, connaît une stagnation comparativement à celle du privé (Figure 4). Durant les cinq dernières années la contribution du privé thermique a connu une croissance de 6.92%, la partie renouvelable de 9.33%, celle sous régime la loi 13-09 de 22.02%. Tandis que la participation de l'ONEE a chuté de 0.121% dans le thermique et s'est contentée d'une croissance de 5.19% dans les EnRs. Cela peut être expliqué, dans le thermique par le rôle de régulateur en nature de l'office et l'importance dans ses capacités des techniques ayant des coûts variables, relativement, élevés, ainsi qu'à la clause garantissant l'achat de la totalité de la production des IPP. Cependant, dans le EnRs, les coûts variables sont supposés nuls et chaque unité produite est directement, prioritaire, injectée dans le réseau, cela fait, à côté de la capacité, des facteurs techniques la clef de voûte de la participation.

Figure N°4. Approvisionnement par type d'agent

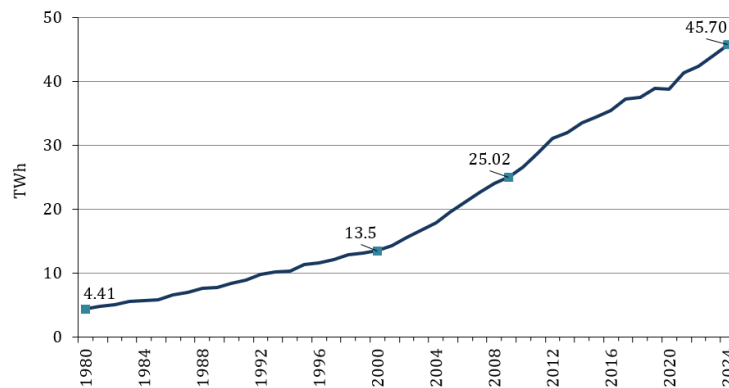


Source : l'ONEE et l'HCP

1.3. Tendence longue et structure sectorielle

La tendance de long terme de la demande d'électricité est souvent le résultat de l'accroissement de l'accès et des mutations des sociétés dans leurs sentiers de développement (Urban et al., 2007). L'utilisation de l'électricité au Maroc est passée de 4.41 TWh en 1980 à 45.70 TWh en 2024 (Figure 5) soit une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 5.33%. Elle est attribuable aux initiatives de généralisation d'accès et aux transformations du tissu productif.

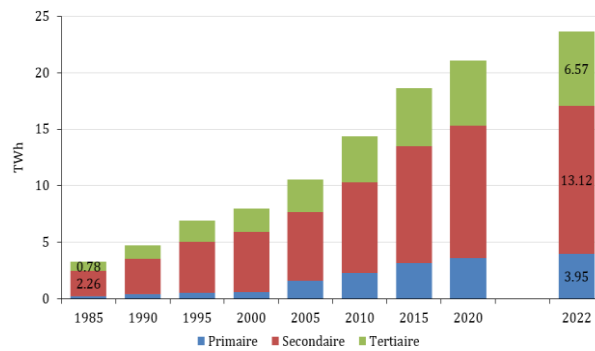
Figure N°5. Demande d'électricité entre 1980 et 2024



Sources : IEA, ONEE

Dans le sens où le tissu productif détermine la partie importante de la demande, son évolution reste mitigée. La demande sectorielle (Figure 6) est passée de 2.82 TWh à 23.63 TWh en 2022. Caractérisée par une volatilité de la croissance et un changement de la structure. Autrefois centrée sur le secondaire à hauteur de 68.97% en 1985 pour se contractée à 55.37% récemment, résultant d'une croissance moyenne de 4.17, 1.97, 3.28 et 3.45%. Parallèlement à l'essor du tertiaire et la modernisation du primaire.

Figure N°6. Demande sectorielle moyenne d'électricité sur la période 1985 - 2022



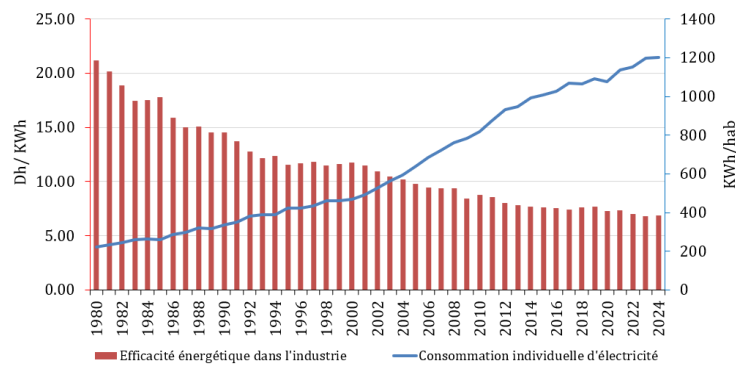
Sources : HCP, IEA

La contraction de la part de la demande du secondaire a cédée de l'énergie aux autres secteurs. La croissance du primaire et du tertiaire est plus prononcée durant la première et la troisième décennie avec, respectivement, 9.1 5 et 5.28% pour chuter à 4.41 et 1.85% durant la seconde et récupérer avec 12.91 et 8.05% puis fléchir par la suite à 2.96 et 3.43%, faisant passer leurs parts de 7.21 à 23.81% et de 17.13% à 27.5% en 2020.

Ces évolutions se sont accompagnés d'une appréciation de l'EE¹⁶ dans le tissu industriel, comparativement à la faible croissance de celle par rapport à la population (figure 7). Un sens d'évolution opposé de ces grandeurs est requis, une tendance baissière de l'intensité a la production industriel est un signal d'efficience, alors qu'une croissance de l'intensité vis-à-vis de la population témoigne, in fine, d'une amélioration du bien-être. L'EE dans l'industrie a connu une importante amélioration durant la première et la troisième décennie avec des baisses de 3.70, 1.15 et 3.29% pour stagner à 1.04% dans la dernière, faisant passer la génération d'un dirham industriel de 21.21 KWh en 1980 à 6.88 KWh en 2024. Le rythme de croissance, le taux de croissance moyen, 3.84%, de celle relative à la population, courbe bleu, reste insuffisant pour limiter l'écart qui s'élargit vis-à-vis de la moyenne mondiale, aux alentours de 2578.46 KWh/hab en 2024.

¹⁶ EE=1/intensité, avec l'intensité = MWh/Million Dhs

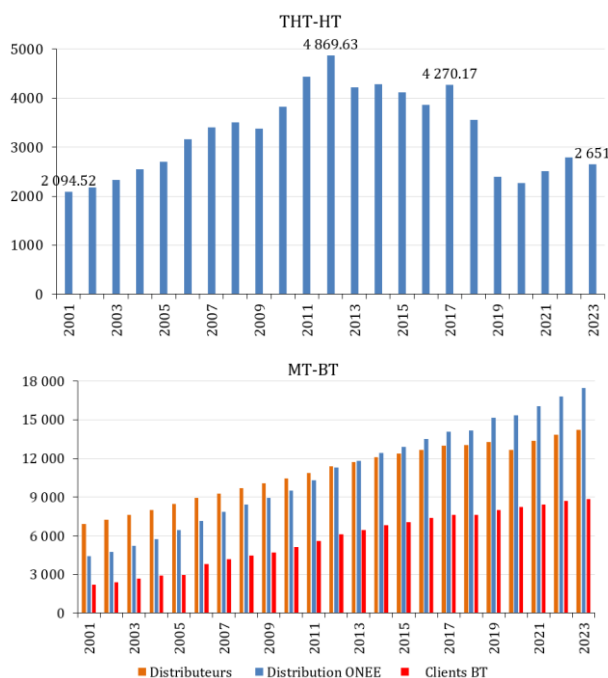
Figure N°7. Intensité de la demande d'électricité de 1980 à 2024



Sources : BM, HCP, IEA, ONEE

La lecture par niveau de tension (figure 8) affine la description. Le premier niveau du système présente une chute vertigineuse, la consommation des branches d'activités alimentées en THT et HT a connu une décélération de la croissance quinquennale, qui passa de 3.77 à 3.33% pour chuter de 8.3%. En comparaison, au second niveau de tension MT-BT, la décélération est moins accentuée de 6.26 à 4.9% puis 4.19%. La chute persistante depuis 2012 dans le premier niveau, où la récupération de 2017 n'a pu rompre la tendance, a restreint le volume des livraisons de plus de la moitié. Baisse attribuable à la réduction du recours d'importants usages, principalement, les branches cimenterie, chimie et sidérurgie en 2012, 2014 et 2017, respectivement, notons la conservation d'une croissance de leurs Valeur Ajoutée (VA) (HCP 2022). Ceci peut être dû, sauf cas de changement technique, au basculement de leurs alimentation au second niveau et aux potentialités que permet la loi 13-09, sans avoir à passer par des générateurs isolés du système.

Figure N°8. Evolution de la consommation par tension sur la période 2001- 2023



Sources : ONEE

Au niveau de la distribution MT-BT, l'ONEE a récupéré son importance, à partir de 2013, en dépassant le volume servi par les tiers. Cependant, la décélération subsiste dans la BT où la croissance est passée de 9.94 à 3.14%. Comparativement à la stagnation du volume livré par les tiers dans lesquels la croissance est passée de 4.74 à 3.46 puis 0.48%. Ce qui suggère la conjonction de plusieurs facteurs allant de l'EE aux limitations spatiales, pour la BT, passant par la faiblesse des processus d'industrialisation et ceux de désindustrialisation pour la MT

1.4. Analyse de cointégration et estimation des élasticités

Ainsi, la descriptions précédente peut être renforcée par l'analyse des dépendances entre les grandeurs, pour lesquelles des pistes d'estimation ont être prospectées (Annex A, tableau 1 et 2 respectivement). En s'intéressant à l'Énergie nette Appelée (EnA), stationnaire par l'application de la seconde différence, la Pop, également dans la seconde, et le PIB, dans la première, ont été sélectionnés comme candidats. L'application d'une régression MCO laisse un constat mitigé, dont la régression quantile apporte quelques éclaircissements (tableau 1). S'ensuit la cascade de la VA, dans un premier temps le PIB puis sa partie industriel sur les différents niveaux du système (tableau 2).

Tableau N°1. Estimation de la demande d'électricité

					I				
Régression linéaire					Régression quantile				
Variables		Ena_TWh	Log(Ena)	df	0.25	0.5	0.75	0.9	0.95
PIB_MMLCU	Niveau	0.0343*** (0.00169)			0.03705*** (0.0027)	0.03702*** (0.003)	0.03578*** (0.0027)	0.03712*** (0.0038)	0.03843** (0.0029)
	Log df		-0.0056	0.0048					
POP_Mhab	Niveau	-0.3012* (0.13904)			-0.5608** (0.2041)	-0.5043** (0.2318)	-0.3747* (0.2055)	-0.39024	-0.4648** (0.1898)
	Log df		4.0182** (1.4228)	-0.1959					
cons		7.4398* (3.0611)	-10.7055*** (2.899)	-0.1669	12.864** (4.363)	11.7092*** (4.9835)	9.1932** (4.3627)	9.5312	11.1751** (3.868)
N		43,na			43				
adj. R-sq		0.9924	0.9835	0.0006					
P-val					***p< 0.001, **p< 0.01, *p< 0.05, .p< 0.1				
Ecart-type ()									

En (I), la première régression, en niveau, avance le PIB comme variable explicative et dans une moindre mesure la population où la relation est inverse, tel que la cointégration (Annexe A, tableaux 2). L'introduction du logarithme altère le sens de la dépendance des regressseurs de la demande net appelée, en marginalisant l'impact du PIB. De même, l'application de la régression sur les séries stationnaires trébuche la significativité globale du modèle. Parallèlement, la régression quantile laisse apparaître une dissipation de l'impact de la pop et l'amélioration de celui du PIB.

Nous réorientons l'analyse vers la production, PIB en (II) puis la partie industrielle dans (III), conduit à s'interroger sur le lien du côté de la génération via l'Ena, et du côté de la demande selon le niveau de tension. Bien que les séries présentent des comportements irréguliers, tel que la chute de la HT, la tendance haussière des niveaux successives puis le changement de niveau dans HT_mt¹⁷ et BT, le test KPSS ne relève pas l'existence de racine unitaire. La cointégration en paire dégage des dépendances aussi bien positives que restrictives. Dans la première au travers la Mtonne et les variables d'intérêt, dont l'évolution est de pair avec le PIB et inverse avec l'industrie. Celle nuisible, statistiquement, est entre Dist_priv_et_regi, Dists et BT nuancant la colinéarité (Annexe A, tableaux 2).

Le déclassement selon la significativité dans II et III fait ressortir, une ambiguïté de la relation du côté de la production, via l'EnA, et un comportement contre-intuitif du côté de la consommation, où la distribution affirme son importance pour la VA. L'élimination des variables exogènes les moins significatives s'affine avec le test de colinéarité. Dans II l'enchaînement de déclassement de la BT et la THT_HT se traduit par l'affaiblissement de la signification de l'EnA qui se décline, à son tour, après la HT_mt. La forme logarithmique de

¹⁷ HT_mt_ ≠ Clients_THT-HT_ + Clients_Mtonee_

la régression devient significative, après déclassement, successive, de Dist_priv_et_regi, THT_HT et HT_mt, qui améliorent celle de la distribution et Mtonnee que l'élimination de la BT réduit. Dans la production industrielle, III, l'EnA conserve son importance tant, en niveau, qu'en comparaison où le déclasse des tensions élevées améliore la significativité des regressseurs mais trébuche celle globale. La BT est prononcée davantage sous la forme logarithmique.

Tableau N°2. Cascade de corrélations

Variables		II							III						
		Diff1_GDP			Log(Diff1_GDP)				Diff2_Indu				log(Diff2_Indu)		
		1	2	3	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
EnA_Twh	Niveau	58.13. (30.88)	56.387						16.635. (8.958)	16.558* (8.61)	13.754. (7.043)	13.316. (6.979)			
	Log				13.489	11.62							33.414	22.648	22.62
THT_mt_TWh	Niveau	-626.22	-2.848						-23.876	-1.93					
	Log				-9.16	-0.477							4.124	0.063	
THT-HT_TWh	Niveau	627.89							22.185						
	Log				3.259								-2.191		
Mtonnee_TWh	Niveau	1010.58* (421.89)	260.188** (75.494)	249.76*** (53.49)					94.316	71.919* (32.078)	78.423. (39.315)	50.247* (22.37)			
	Log				14.631	9.858. (5.52)	12.659** (4.342)	8.266* (3.303)					6.685	30.112	29.8. (16.81)
Dist_priv_et_regi_TWh	Niveau	441.77** (122.97)	333.92** (83.038)	280.35*** (62.33)					97.832* (35.67)	98.33* (34.23)	94.588* (41.45)	66.298* (25.733)			
	Log				-13.056								30.542	60.31	60.493
Distribution	Niveau	-389.11** (109.57)	-276.404** (71.351)	-173.19** (36.96)					-88.319* (31.783)	-88.281* (30.581)	-85.216* (39.258)	-57.461* (22.943)			
	Log				-23.274	-31.02. (16.558)	-22.156* (9.198)	-9.826* (4.225)					-79.758	-121.755. (68.935)	-121.571. (66.542)
BT_TWh	Niveau	96.13							25.119	25.251	24.806				
	Log				5.125	4.965	4.797						8.419	12.6. (6.11)	12.702* (5.713)
cons_		-535.84** (167.02)	-546.23** (173.48)	-516.89** (138.01)	44.501	36.662. (18.69)	43.42* (16.87)	20.78* (7.722)	-121.464* (48.44)	-123.115* (45.862)	-112.697* (49.431)	-109.234* (48.949)	30.309	85.884. (43.8)	85.39. (41.587)
N		23													
adj. R-sq		0.5049	0.4313	0.4955	0.3606	0.1671	0.3742	0.3333	0.2864	0.3393	0.1413	0.1525	0.2712	0.2607	0.3098
P-val		0.02147	0.02041	0.00105	0.08466	0.1671	0.00931	0.00821	0.1252	0.06814	0.183	0.1393	0.1536	0.1083	0.05603
Significativité		***p< 0.001, **p< 0.01, *p< 0.05, .p< 0.1													
Ecart-type ()															

L'alimentation du système, EnA, est assurée en haute tension, alors que la MT et la BT datent les prélèvements survenus dans les niveaux successives, ce qui rend inéluctables leur dépendance et ainsi la colinéarité. L'influence des niveaux élevés de tension n'est pas confirmée dans les régressions. Comparativement à la distribution qui conditionne la significativité des autres variables explicative du PIB. Par-delà le coefficient d'ajustement qui ne dépasse les 50.49% de l'explication que dans II-1, le déclassement progressive permet une consistance aux coefficients sans rompre le sens de la corrélation, qui se produit sous la forme logarithmique pour les tensions élevés dans la partie industrielle.

En somme, bien que la standardisation opère une alternance dans la significativité des variables explicatives de l'EnA, I, et des tensions élevés, III, elle rend intéressante l'interprétation des coefficients associés aux variables dans II-4 et III-3. Par cela, nous pouvons établir l'existence d'une corrélation entre la consommation dans la Mtonne et le PIB (ou l'industrie), les élasticités

associées sont de 8.266* (29.8.) à côté d'une corrélation inverse avec la distribution de 9.826* (121.571.). En outre, si la Mtonne augmente de 10%, le PIB (l'industrie), *ceteris paribus*, augmentera de 82.66% (298%). Par contre, il n'est pas aisé d'avancer l'absence de dépendance entre les tensions élevées et les variables d'intérêts, particulièrement entre la THT_HT et l'industrie, et d'autant plus, contre intuitif, l'impact de la BT (12.702*) sur cette dernière.

2. Changement d'optique et dynamique du système

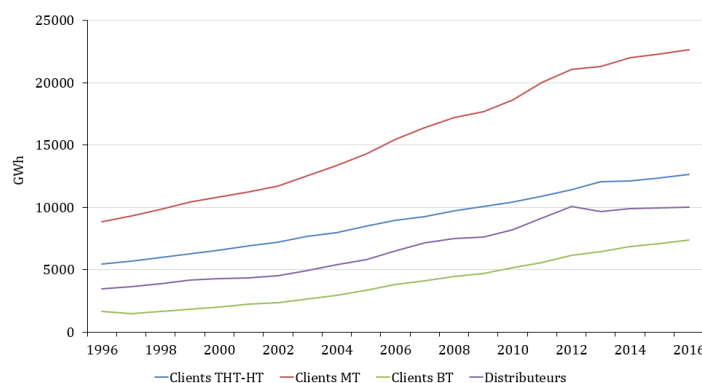
Le changement du focus, résolution plus fine, cette fois-ci, en partira de la résolution mensuelle à la charge journalière. Dans la première avec la demande la seconde sur les capacités mobilisées,. Cela au travers de divers appels de puissance dans des horizons infra annuelle. Partant de celles qui mettent en avant l'effet saisonnier passant par l'importance de la classification décroissante de la charge horaire dans la planification des capacités, pour arriver à la dynamique journalière et son utilité pour leur organisation de la capacité.

2.1. Résolution infra-annuelle

Le changement de résolution permet d'approcher tout phénomène, par l'analyse de différentes dynamiques. Les constats de la précédente résolution, annuelle, sont affinés dans l'optique mensuelle selon les trois niveaux de tension. L'évolution du cumul annuel des livraisons (la figure 9) requestionne les propos avancés précédemment concernant la HT où l'importante chute s'est limitée à une décélération de plus en plus accentuée (courbe bleu), partant d'une croissance de 4.96% dans la seconde moitié des années 1990s à 5.27% entre 2001 et 2006 puis 4.23 et 2.11% par la suite.

Au second niveau MT la croissance moyenne quinquennale connaît un fléchissement plus accentué durant la dernière période passant de 4.91, 6.52 et 5.15% à 1.45%. Le dernier niveau du système BT affiche après de considérables croissances, de 5.93%, 11.66% et 8.27 une décélération durant la dernière 3.77%. De son côté, l'évolution des livraisons des distributeurs renforce le constat annuel de stagnation avec une croissance moyenne quinquennale de 4.82 à 8.41 et 7.09% pour chuter de 0.093%.

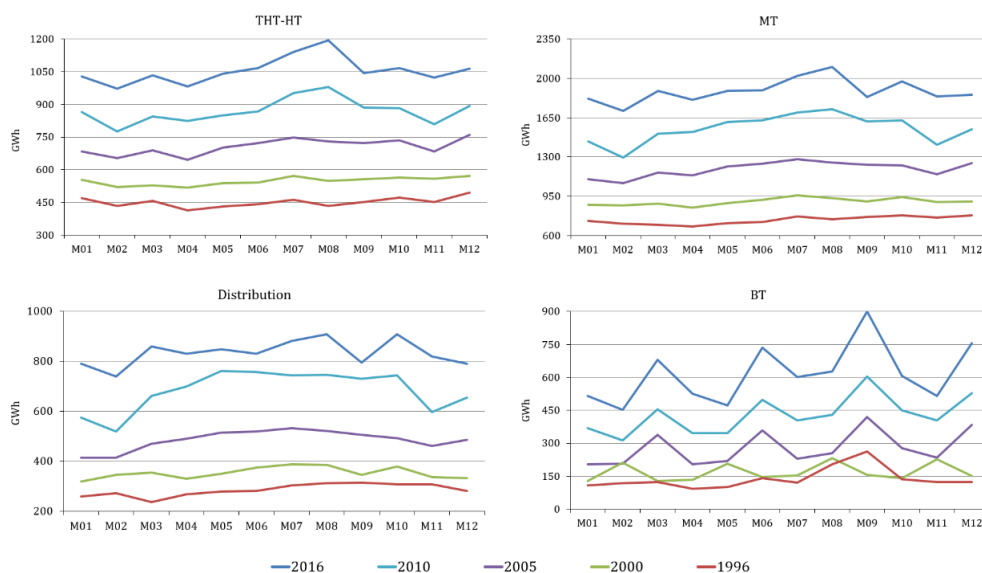
Figure N°9. Livraisons par niveau de tension sur la période 1996-2016



Sources : ONEE

L'allure mensuelle de la consommation d'électricité (figure 10) du premier et second niveau du réseau présente des similitudes, dont le pic s'est déplacé, en 2010, de juillet à août. Le dernier niveau, BT, caractérisé par les plus importantes volatilités, connaît trois pics, se situant en Mars, Juin et Septembre, le déplacement du pic, d'un mois, s'est produit en 2003. Celle des distributeurs distingue deux pics, le premier en Mars coïncide avec le premier de la BT et le second en Août, présente une certaine similitude avec la MT moyennant un écart considérable en volume. En effet, MT-onee est aux alentours du double des distributions dont une part est servie en MT.

Figure N°10. Evolution mensuelle de livraison par niveau de tension

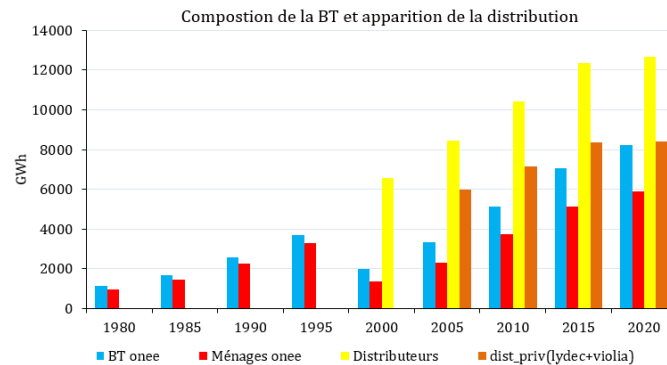


Sources : ONEE

Dans le même ordre d'idées la figure 11 donne un aperçu sur la composition de la basse tension et l'apparition des distributeurs. Les usagers de ce segment sont principalement les ménages ou le secteur résidentiel. Bien que les régions soient apparues 2 ans après la création de l'

ONEE, l'introduction des distributeurs privés s'est traduite par une importante chute dans le volume servi par l'ONEE, une large partie du marché s'est retrouvée servie par ces derniers.

Figure N°11. Composition du second niveau



Sources : ONEE et HCP

L'attribution au processus aléatoire une projection temporel habilite la série a un large éventail d'analyse. La fréquence de 12 distingue en plus de la tendance une saisonnalité et des fluctuations. Ils peuvent être obtenus par la décomposition des séries, sous réserve d'additivité, en composantes déterminantes de l'évolution (Annex B, figure 1). Les grandeurs brutes (Observée) font apparaitre une tendance haussière de long terme (trend) accompagnée de fluctuations de plus en plus importantes (Saisonnalité et Aléatoire).

La tendance est obtenue par un lissage à moyennes mobiles. Dont l'isolation détermine la saisonnalité, par l'estimation de l'effet de chaque mois de sorte que la somme annuel soit nulle, puis réplique la séquence pour chaque année, puis l'aléatoire comme résidu. Elle incorpore les éléments de long terme qui influencent la variable. Son allure distingue quatre phases à étendues différentes et ruptures proches d'un niveau de tension à l'autre. Le premier niveau ne laisse apparaitre le déclin vers la fin de la période que les niveaux successifs, MT et BT, font ressortir. Effectivement, après le renforcement de la croissance, dans ces derniers, de la première à la seconde puis dans la troisième, une stagnation caractérisant la quatrième phase, stagnation, plus apparente dans la série des autres distributeurs.

Après l'isolation des saisonnalités, des similitudes proche de ceux de la figure 10 sont apparent. Parmi lesquelles, entre la haute et moyenne tension et entre la distribution de l'ONEE et la somme dont la MT importe plus. Celles des autres distributeurs présentent un quart de fréquence presque sinusoïdale dans sa partie positive, comparativement à la BT où la pointure accompagne la plus occurrente oscillation. Ce qui stipule que le dernier niveau présente un pas plus restreint que les précédentes séries et/ou une plus vivace dynamique.

La répartition selon quatre phases transitoires sert mieux la lecture de la mémoire représentant le résidu. De laquelle sont facilement distinguées la première et la seconde, respectivement, datés avec la chute brusque des fluctuations qui caractérise celui de la BT et leurs reprises dans celui de la HT, respectivement. Par contre, la troisième, phase, reste fluide, selon l'importance de la croissance de la tendance d'une série à une autre, dont la stagnation de celle des distributeurs peut interrompre comme avènement de la quatrième. À titre d'exemple, dans le cas de la distribution de l'office, la tendance connaît une croissance mensuelle moyenne de 0.34% entre 1996 et fin 2002 soit la première phase, puis augmente à 0.54% dans la seconde qui se clôt en 2008 pour entrer dans la décélération avec 0.48% jusqu'à fin 2012 et 0.19% par la suite. Sa saisonnalité présente plus une volatilité qu'une fluctuation, dont l'isolation laisse apparaître une baisse de la tendance dans le second semestre de 1996 avant l'insertion de la deuxième 12 fréquence. L'effet l'aléatoire présente une dissipation de la volatilité de départ, de mi-2000 à fin 2003 pour se stabiliser jusqu'à mi-2009 et entrer par la suite dans la troisième et quatrième phases où les perturbations sont plus accentuées.

L'étalement du processus aléatoire en horizon temporel normé offre des pistes intéressantes pour l'analyse univariée, en prospectant l'existence de relation entre une observation et ses valeurs antérieures, dont l'écart, l'erreur, fera l'objet de normalisation. Pour ce faire, la modélisation ARIMA (p,d,q) est l'une des approches utilisées pour approcher le processus générateur. En suivant l'approche de Ljung-Box, après étude de la stationnarité des séries, que les tests ADF et KPSS ont validé. Puis il y a eu recours au corrélogramme pour avoir une idée sur l'ordre de retard à inclure (p) et de moyenne mobile (q) en spécifiant, SARIMA, le cas échéant, la saisonnalité (d) (tableau 3). Ce qui permet de disposer de prévisions, le comportement antérieur des composantes déterminantes est projeté, via la saisonnalité qui, moyennant le niveau de la tendance, délimite les prédictions à court terme (1-3 ans) dont l'écart type tire à la hausse avec la convergence des résidus (Annexe B, figure 2).

Tableau N°3. Modélisation par décalage

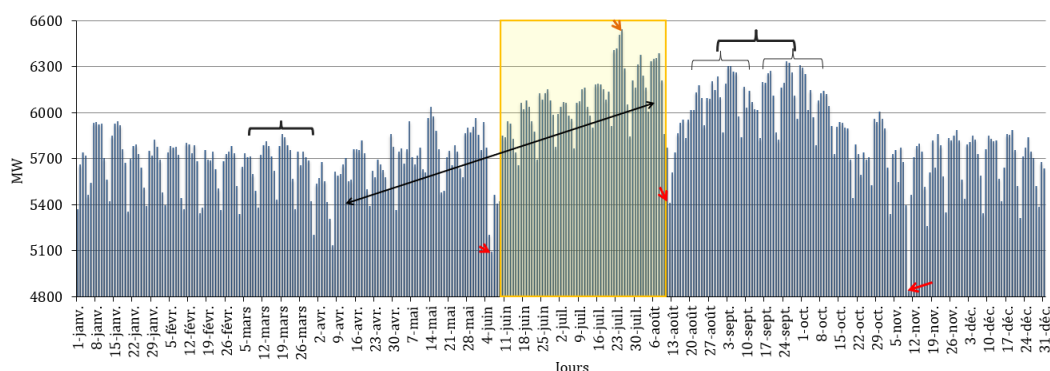
	HT (1,0,1)(0,1,1)	MT(2,1,1)(2,1,0)	BT (3,1,2)(0,1,1)	Dist_ONEE (2,1,3)(1,1,1)	Autres_Dists (1,0,1)(0,1,1)	Somme (0,1,1)(0,1,1)
AR	0.9997 (0.0004)	-0.1055 (0.0797)	-0.3952 (0.1121)	-1.007 (0.048)	0.9943 (0.0056)	-
	-	-0.2320 (0.0746)	-0.2644 (0.0871)	-0.9163 (0.0483)	-	-
	-	-	0.4206 (0.0877)	-	-	-
	-0.9481 (0.0205)	-0.7723 (0.0585)	-0.6904 (0.1090)	0.1913 (0.0815)	-0.7215 (0.0466)	-0.8276 (0.0332)
MA	-	-	-0.1970 (0.0878)	0.0167 (0.0803)	-	-
	-	-	-	-0.5671 (0.0771)	-	-
	-	-0.4781 (0.0669)	-	0.1265 (0.1094)	-	-
SA	-	-0.1650 (0.0659)	-	-	-	-
	MA	-0.4947 (0.0898)	-	-0.3782 (0.0676)	-0.6164 (0.0823)	-0.7119 (0.0556)
						-0.4964 (0.0666)
AIC, AICc, BIC	2230.49	2589.13	2238.82	2647.03, 2647.65, 2674.91	2421.97	2928.08, 2928.18, 2938.53
sigma^2	555.1	2534	585.9	3259	1212	10678
Q*, df	57.039, 21	35.2, 19	41.972, 18	36.178, 17	37.978, 21	58.705, 22
p-value	3.55E-05	1.32E-02	0.001116	0.004342	0.01296	3.47E-05
log likelihood	-1111.25	-1288.56	-1112.41	1315.52	-1206.99	-1461.04

Les séries Distribution_ONEE et Somme ont fait l'objet d'une sélection automatique du modèle optimal, sur la base d'un processus d'itération des compositions à introduire comme retard et de dérivation pour minimiser les critères d'AIC, AICc et BIC. Les séries restantes, HT, MT, BT et Autres distributeurs ont été, sur la base du processus itératif automatisé, plus le résultat de séquences de tâtonnement que de sélection directe. Cela pour remédier aux importants écart-types associés aux variables explicatives, dans ce cas-ci les retards, et des distributions des résidus des modèles proposés par la procédure automatisée.

2.2. Courbe de durée de la charge

Les valeurs brutes de la puissance appelée en pointe journalière (figure 12) révèlent d'importantes différences inter-journalières, avec une hausse marquée en période estivale et une cyclicité ponctuée de chutes conséquentes, particulièrement lors des effacements de consommation et de l'absence de programmation des débouchés. Ces écarts peuvent atteindre 552 MW, l'équivalent d'environ deux unités de la centrale JLEC illustrant la complexité de la gestion dynamique du parc lorsque l'énergie est modulable. Le système apparaît globalement maîtrisable au premier et dernier trimestre, durant laquelle, l'interrogation porte surtout sur les capacités non mobilisées, soit 39,67% du parc en moyenne sur cette période et 30,21% lors de la pointe annuelle, hors hydraulique.

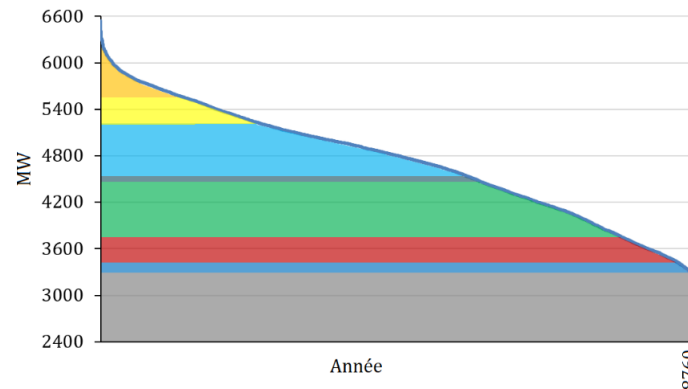
Figure N°12. Evolution journalière de la pointe en 2019



Source : Établis sur la base des données de l'ONEE

La représentation de la charge par ordre décroissant permet d'établir la courbe de duration de la charge (figure 13). En dépit de la perte de la chronologie, cette courbe est utile pour les études qui intéressent au dépassement d'une valeur spécifique et le nombre d'heures des deux côté. Voir-même, la monotonie est avancée pour des optiques stochastiques où la durée statué garantit la complémentarité des probabilités. Elle est utilisée pour donner un premier aperçu sur processus de planification et d'organisation des capacités dans un contexte centralisé (Damián et al., 2013). Du bas vers le haut par ordre de mérite en termes de coût. Partant des techniques à charge de base ayant des coûts variables faibles et dont la pression à la baisse est écartée (Anderson 1972). Passant par celles de pointe souvent appelées de flexibilisation en raison la rapidité avec laquelle ils atteignent des puissances importantes, dont l'apport est plus modulable, et où l'étendue du recours alourdit le coût du système. Pour arriver aux technologies dont le coût variable est, supposé, nul et la production non reportable.

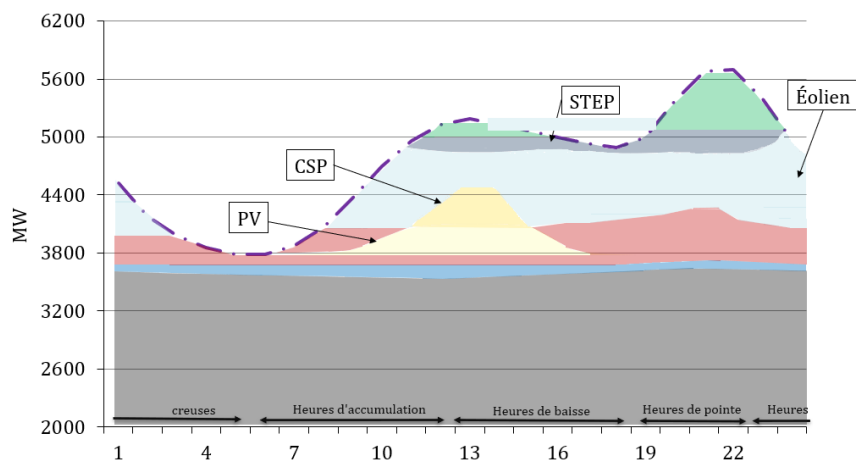
Figure N°13. Courbe de duration de la charge de 2019



Source : l'ONEE

Pour autant, la dynamique journalière présente un paterne non-négligeable. Prenant l'exemple, fictif, d'une capacité dans les techniques à charge de base nécessaire est de 3.8GW. Constituée de 3400 MW de charbon et une partie du l'hydraulique contrainte par une participation de 400 MW comme minimum écologique pour la préservation des écosystèmes. Cela laisse 7600h, soit 86.75% du fonctionnement, aux autres techniques. Bien évidemment, la participation du renouvelable dispose d'une place de choix pour éviter la combustion. Les heures ensoleillées, confèrent au solaire une priorité de participation sur les autres techniques de semi-base au jour, dans l'exemple (figure 14), limite la génération des capacité utilisant le fioul.

Figure N°14. Courbe de charge hypothétique

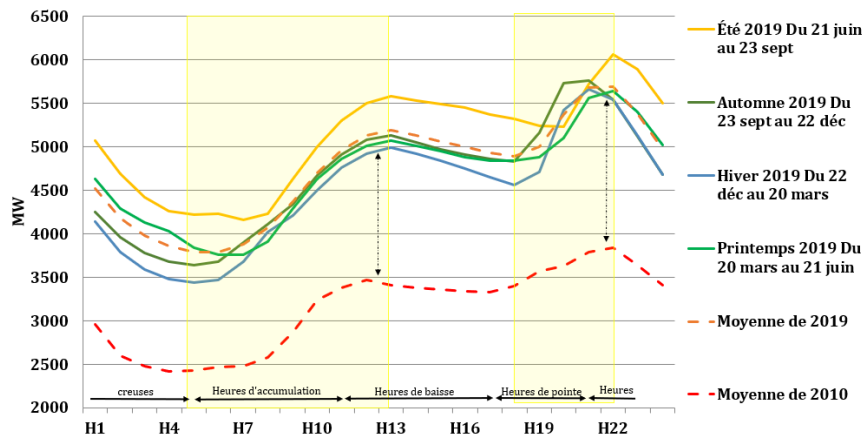


2.3. Courbe de charge et typologie

L'évolution en 24h de la consommation d'électricité est datée dans la courbe de charge (figure 15). Il s'agit d'une grandeur incontournable pour l'étude du système électrique. Son allure distingue quatre tranches horaires, creuse, d'accumulation, de baisse et la pointe. La comparaison de la moyenne, point tiré, de 2019 et de 2010 fait ressortir deux pointes. Une

traditionnelle se produisant le soir où le niveau de consommation atteint son maximum entre 21h et 23h, la seconde récemment émergente se produit dans la journée entre 11h et 12h. Cette dernière commence à prendre de l'ampleur en 2019 comparativement à 2010 où elle est moins apparente.

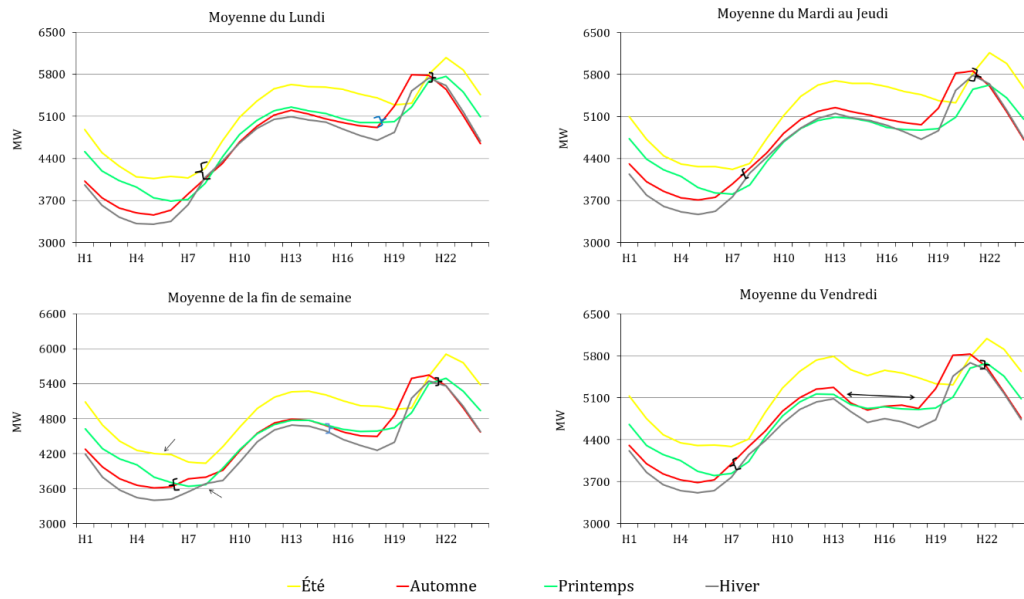
Figure N°15. Evolution de la courbe de charge au Maroc



Source : ONEE

La pointe traditionnelle reflète le poids de la demande résidentielle en soirée. La seconde pointe, elle, pourrait résulter à la fois du tissu productif et de nouvelles habitudes de consommation, telle la climatisation. La comparaison intra-annuelle de 2019 confirme la hausse de la demande en période estivale, un phénomène inverse à celui observé dans les pays du Nord. En semaine (figure 16), la demande dépasse celle du week-end, l'allure du mercredi est proche de celle du mardi et du jeudi, tandis que le vendredi se distingue par une chute marquée entre 13h et 14h suivie d'un plateau jusqu'à la pointe du soir, qui, le week-end, démarre plus tôt (vers 20h) et dure moins longtemps.

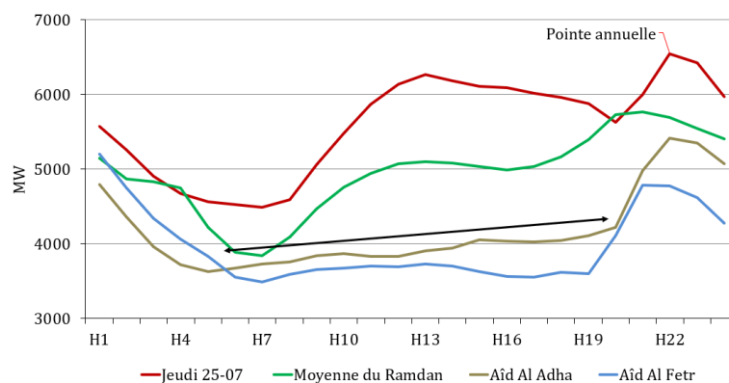
Figure N°16. Typologie de la charge journalière au Maroc



Source : ONEE

À côté des jours chauds dans lesquels la pointe annuelle est souvent enregistrée, des cas intéressants se distinguent tel que les effets du calendrier arabe (figure 17). La courbe rouge enregistre la plus haute capacité atteinte en 2019, cette appel de puissance s'est produit le 25 Juillet dans la pointe traditionnelle. Au cours du Ramadan cette dernière connaît une dissipation dilatée, ce qui renforce le caractère résidentielle. Par contre, dans le même type d'impact, calendrier, la dissipation de celle émergeante dans le 5 Juin et le 12 Août soutient celui industriel, toutefois sa nette distinction au vendredi intègre plus la climatisation des locaux que l'industrie.

Figure N°17. Charges journalières particulières au Maroc en 2019



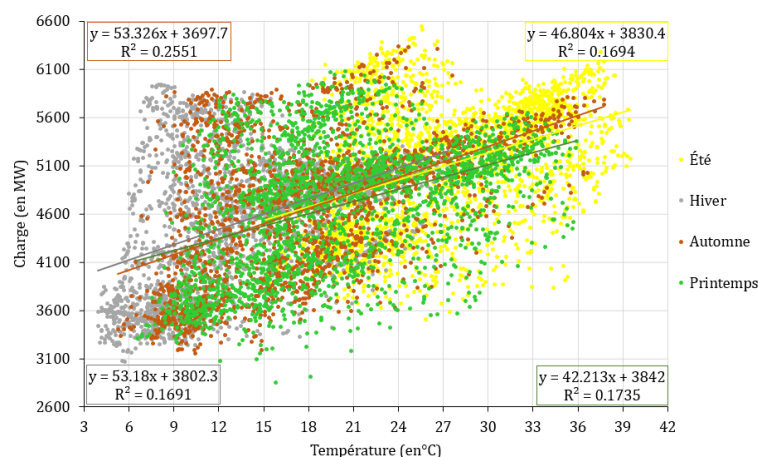
Source : ONEE

2.1. Modélisation de la charge horaire

Ainsi, pour mettre en évidence l'influence de tels facteurs sur la charge, il est nécessaire d'améliorer la description et d'essayer d'approfondir l'analyse. Commenant par la simple projection de la variable d'intérêt et la température (figure 18). Le nuage de point qui en résulte est des plus prévisible, sauf pour l'espace limité dans [5600:6100(MW), 30:37(C°)]. Le nord-est du graphique est marqué par des valeurs de la période estivale alors que celles à gauche par celles de l'hiver. Par ailleurs le printemps connaît une plus vaste dispersion comparativement au caractère diffus de l'automne, notons que la pente de la droite de régression dans l'Hiver et l'Automne est plus importante que celle de l'Été. Dont des interaction, respectivement, se produisent dans 3.9 TW avec le printemps et à 20 C° du second avec l'Été.

La rareté des proxys à pas horaire délimite le champ de recherche. Pour autant, les événements qui nous intéressent peuvent être captés par une dichotomie accompagnant l'évolution de la charge horaire. Celles sélectionnés pour ce faire, ont été déterminées de la sorte; après spécification des saisons, la dynamique sectorielle incorpore trois type d'usage, industriel dont le recours est, assimilable à une charge de base, constant contrairement aux servies, dont le recours peut être daté durant les heures pleines de 9h à 19h, quant à celui du résidentiel il se manifeste dans la soirée. L'impact du calendrier arabe est capté par une pondération du cumul de la puissance appelée dans ces jours avec celui de la journée où le pic est enregistré. Les autres variables exogènes sont binaires, à titre d'exemple la variable Charge_Tranch prend 1 durant les rectangles jaunes de la figure 15, jour_ouvrable prend 0 au week-end,...,etc. (Do et al. 2016, Felice et al. 2019).

Figure N°18. Nuage de points de la température et la charge pour 2019



Source : Renewables.ninja et l'ONEE

La régression de la charge sur la température et ces variables événementielles est globalement significative au seuil de 1%, avec un pouvoir explicatif de 63,62% et des résidus centrés (Annexe B, figure 3). Seule la consommation industrielle n'est pas significative, tandis que l'effet des tranches de charge est inversement corrélé à la variable d'intérêt. L'effet calendaire présente l'impact le plus important, la température le plus faible, moyennant l'importance de l'ordonnée à l'origine. L'effet saisonnier est moins significatif en hiver, et dans une moindre mesure au printemps, que celui de l'automne et de l'été. Cette régression peut se lire comme un essai de décomposition de la charge à partir de proxys tirés des analyses précédentes, sans prétendre à l'exhaustivité

Tableau N°4. Répartition de la charge

	Charge_MW
Calendrier	784.1182*** (148.9737)
Saison1	366.7822 . (89.3436)
Saison2	148.0171* (89.4759)
Saison3	216.5954** (90.1284)
Saison4	263.0633*** (89.453)
jour_ouvrable	274.5714*** (10.3354)
Cons_indu	7.5346 (10.5124)
Cons_serv	86.5469*** (12.5611)
Cons_resid	978.57*** (11.1939)
Charge_Tranch	-107.4356*** (9.8724)
temperature_degrees_C	57.0054*** (0.9178)
_Const	2150.4236*** (172.2798)
*P-val	***p< 0.001, **p< 0.01, *p< 0.05, .p< 0.1
() Ecart-type	

Conclusion

Ce travail cherche à dégager les faits saillants du secteur électrique marocain, en apportant une description organisationnelle et, assez, technique à l'évolution de l'offre. Puis passe par différentes résolutions pour étudier le profil du système. Ce qui permet d'avancer que l'ouverture du niveau de production aux développeurs privés a permis d'augmenter la capacité et d'intégrer de nouvelles technologies. Cependant, la pérennité des contrats de longue durée entrave la mutation technique et la libéralisation effective du marché électrique, particulièrement dans les contextes de diffusion technologique. Dans ce sens, le changement des conditions d'exploration pourrait servir à leurs limitations, du moins, dans le fossile. Ce qui présente l'amélioration de la compétitivité des projets développés sous le régime de la loi 13-09 comme un encouragement à de tels changements.

Le côté de la demande témoigne, à côté de l'importance des tensions basse pour le tissu productif, de transformations sous-jacentes. Allant de la chute vertigineuse du recours des usagers du premier niveau du système, THT, passant par le fléchissement dans le second, MT, où la pointe s'est déplacée de juillet à août, puis la forte volatilité de la BT où la migration s'est opérée en 2003. Pour arriver à la dynamique journalière qui distingue l'émergence de la pointe de 11 h, dans l'espérance qu'elle soit due à des efforts d'industrialisation et non uniquement à la climatisation. Dans ce sens, la maîtrise de la demande est souvent avancée comme solution plus opportune que d'investir dans le réseau ou dans la capacité pour couvrir une pointe spécifique. En agissant sur le comportement de consommation à des périodes précises.

L'allure de la courbe de charge a d'importantes implications pour la gestion des capacités. Un écart limité entre maximum et minimum facilite le dispatching et permet d'économiser sur les technologies les plus exposées aux marges infra-marginales. Ce travail comporte cependant des limites, à savoir, la colinéarité relevée dans les régressions II et III interroge la robustesse de la méthode d'estimation retenue, et la chute de la demande des grands comptes reste ambiguë, reflète-t-elle un basculement vers le régime de la loi 13-09 (déjà comptabilisé « on-grid »), un investissement dans des générateurs isolés du réseau hors cadre de l'autoproduction, ou s'agit-il d'un gain d'efficacité réduisant l'intensité énergétique ? Des analyses complémentaires, mobilisant des données plus récentes et des méthodes d'estimation robustes, seraient utiles pour la prospective.

ANNEXES

Annexe A

Tableau N°1. Présentation des variables

	EnA_ TWh	Pop_ Mpers	GDP_current_ MMLCU	Indu_curren t_MMLCU	HT_mt_ TWh	THT_HT_ TWh	Mtonee_ TWh	Dist_priv _et_regi_ TWh	Dists_ TWh	BT_ TWh
Min.	4.41	20.02	85.54	24.6	2.825	2.095	2.245	6.908	11.34	1.13
1st Qu.	8.752	25.22	273.01	72.01	4.251	2.531	3.525	9.094	16.62	1.947
Median	14.94	29.35	507.13	115.37	5.533	3.384	5.17	11.386	22.69	3.015
Mean	19.54	29.1	607.28	151.78	6.359	3.277	5.092	10.921	21.78	4.012
3rd Qu.	31.3	33.44	935.24	226.67	9.374	3.99	6.497	12.826	27.14	6.208
Max.	42.41	36.7	1463.36	359.38	10.891	4.87	8.594	14.219	31.67	8.854
NA's					3	21	21	21	21	
Sources, période	ONEE, 1980-2023	HCP, 1980-2023	Banque mondiale, 1980-2023	Banque mondiale, 1980-2023	HCP, 1980-2023	ONEE, 2001-2023	ONEE, 2001-2023	ONEE, 2001-2023	ONEE, 2001-2023	HCP de 1980-1996 et ONEE de 1996-2023

Tableau N°2. Description des variables invoqué dans la prospection de dépendance

	EnA_TWh		Pop_Mpers		GDP_current_MMLCU		Indu_current_MMLCU		THT_mt_TWh		THT_HT_TWh		Mtonee_TWh		Dist_priv_et_regi_TWh		Dists_TWh		BT_TWh	
	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference	Stationnaire	Second difference
no trend	EnA_TWh	-2.8244	Pop_Mpers	-1.56	GDP_current_MMLCU	-2.48	Indu_current_MMLCU	-2.59	THT_mt_TWh	-2.01	THT_HT_TWh	0.156	Mtonee_TWh	-0.0902	Dist_priv_et_regi_TWh	-2.04	Dists_TWh	-2.45	BT_TWh	-1.82
	GDP_current_MMLCU	-2.43		-0.838		-1.62		-1.7		-1.92		0.109		-2		-1.92		-2.54		-1.8
	Indu_current_MMLCU	-2.55		-0.785		-2.728		-2.7176		-1.97		0.717		-3.3612*		-0.345		-2.16		-1.82
	THT_mt_TWh	-2.27		-1.77		-2.2		-2.27		-2		0.448		-3.226*		-1.7		-2.9398*		-2.17
	THT_HT_TWh	-1.19		-1.27		-1.25		-1.29		-0.516		0.588		-1.17		-1.7		-1.39		-2.665
	Mtonee_TWh	0.323		-1.84		3.3196*		-3.1815*		-0.51		0.866		-1.32		-1.08		-1.19		-1.19
	Dist_priv_et_regi_TWh	-2.11		-2.04		-0.749		-1.98		-1.57		0.0824		-0.935		-0.37		0.133		-0.537
linear trend	Dists_TWh	-2.42		-2.54		2.26		-3.029*		-1.06		0.381		-0.245		-2.26		-1.77		-3.4273*
	BT	-1.82		-1.04		-1.91		-2.23		-2.46		0.16		-0.826		-3.3275*		-3.4284*		-3.4369*
	EnA_TWh	-0.678		1.66		-0.731		-0.484		0.604		6.39		-2.09		0.0753		-0.332		0.255
	Pop_Mpers	0.888		1.74		-1.25		-1.03		0.385		6.28		-0.552		0.293		-0.0606		0.0167
	GDP_current_MMLCU	0.627		1.69		-0.268		0.427		0.651		4.66		0.104		1.76		0.576		0.726
	Indu_current_MMLCU	-0.119		0.296		-0.13		-0.217		0.728		4.83		-0.0894		0.763		0.266		0.643
	THT_mt_TWh	-0.771		-0.68		-0.717		-0.673		-1.36		5.37		-0.685		-0.328		-0.46		0.203
quadratic trend	THT_HT_TWh	2.4		0.735		0.0816		0.298		1.36		7.38		-0.628		-0.89		-0.784		-0.782
	Mtonee_TWh	0.0756		-0.0523		-1.48		-0.475		0.645		4.42		-1.34		1.78		2.36		1.46
	Dist_priv_et_regi_TWh	0.4		0.194		-0.393		-0.0586		0.889		6.04		-2.07		0.735		-0.59		0.0479
	Dists_TWh	0.174		0.956		-0.185		-0.184		0.359		5.2		-1.22		0.152		-0.156		0.285
	BT	-4.384		-4.384		0.0202		0.858		-0.799		1.34		2.92		-1.13		0.678		0.664
	EnA_TWh	4.59		-3.54		3.42		3.4		0.795		1.07		1.98		-1.41		-0.802		1.97
	Pop_Mpers	-0.144		-3.44		-0.96		0.804		-0.492		-0.595		0.788		-2.78		-1.93		0.264
	GDP_current_MMLCU	-0.978		-0.96		0.179		0.573		-0.954		0.26		0.689		-2.67		-2.07		0.176
	Indu_current_MMLCU	0.465		1.9		0.197		1.94		2.12		0.379		1.87		1.22		1.43		0.866
	THT_mt_TWh	1.93		-2.12		-0.972		-0.862		-2.12		0.14		1.94		1.96		1.95		1.93
	THT_HT_TWh	-2.67		1.04		2.83		2.39		-1.45		-0.0239		3.1		-3.09		-3.653		-2.22
	Mtonee_TWh	1.77		0.693		1.77		1.82		-1.65		0.544		3.89		-2.26		2.15		1.23
	Dist_priv_et_regi_TWh	-0.717		-0.875		-0.565		-0.491		-1.4		1.22		2.19		-1.42		-0.928		-1.04
	Dists_TWh	-0.875																		

Annex B

Figure N°1. Décomposition des séries mensuelles

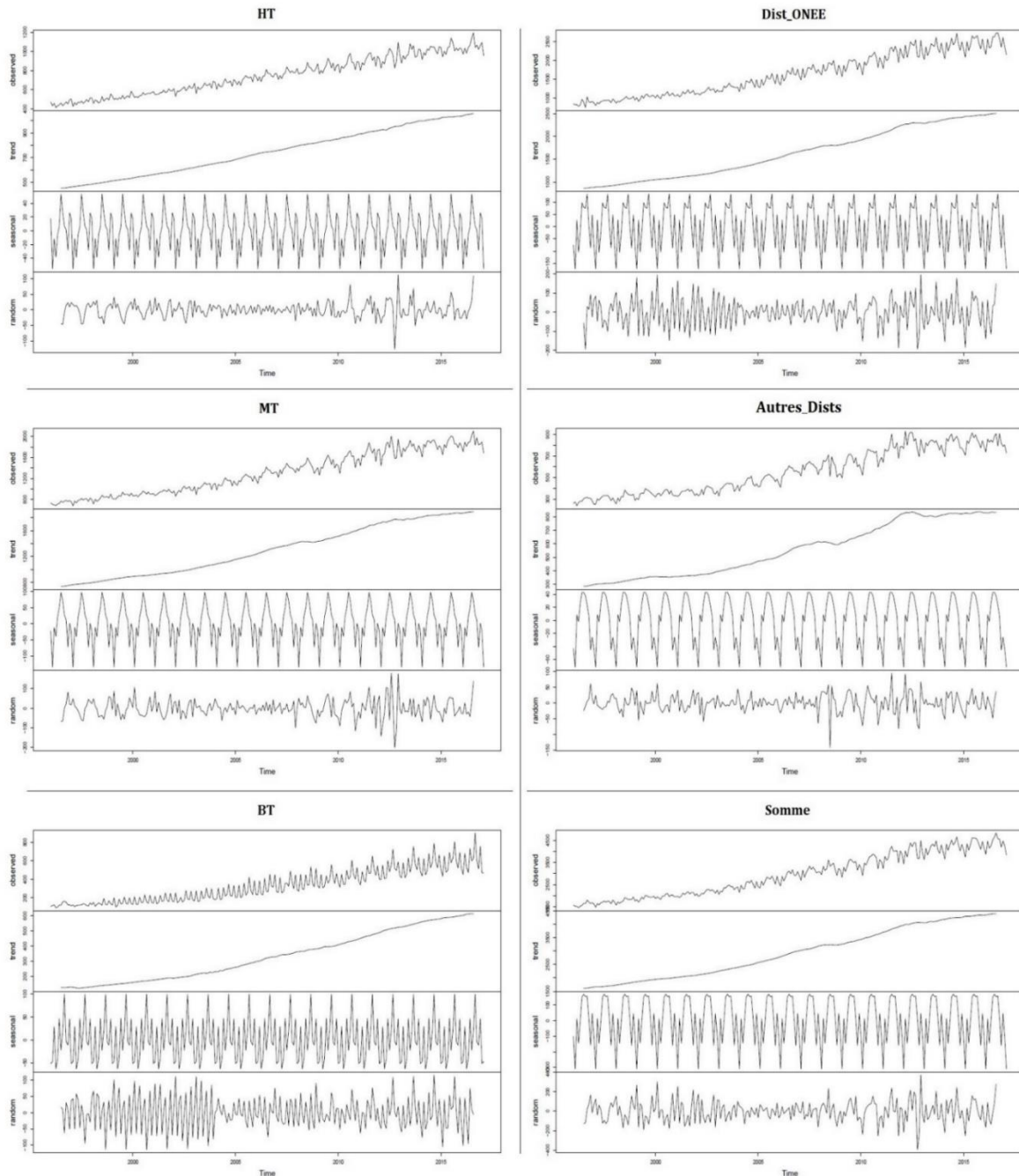


Figure N°2. Diagnostique des régressions SARIMA et prévision

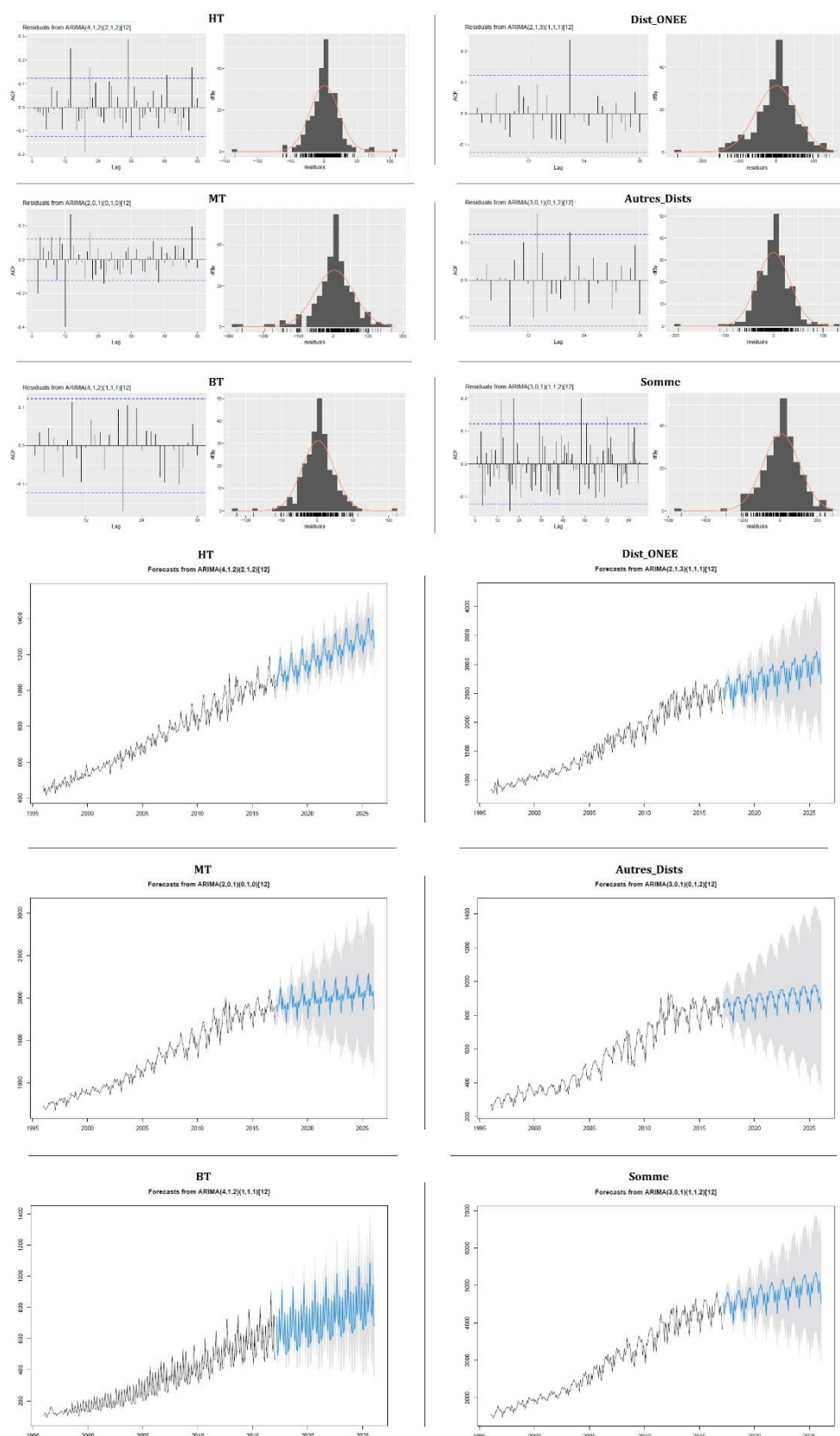
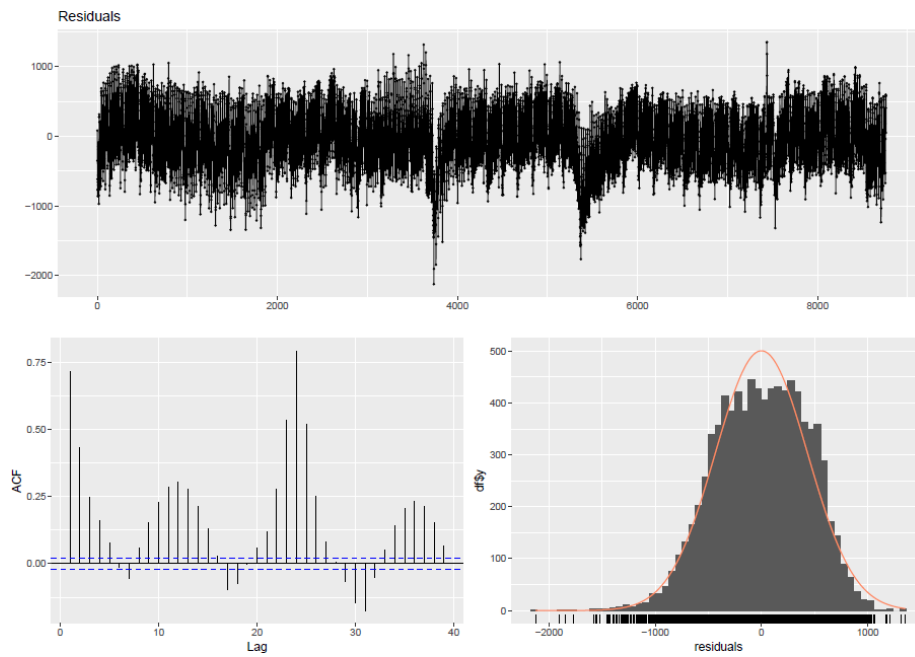


Figure N°3. Distribution des résidus de la répartition de la charge



BIBLIOGRAPHIE

- Agnès D. (2002). L'électrification du Maroc vue à travers l'action de la société Schneider et Cie (1907-1954). *Outre-mers*, tome 89, n°334-335, 1er semestre 2002. pp. 317-329. <https://doi.org/10.3406/outre.2002.3940>
- Anderson, D. (1972). Models for determining least-cost investments in electricity supply. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 267-299. <https://doi.org/10.2307/3003078>
- Benhima, D. (2001). Mondialisation et énergie. *Liaison énergie francophonie*, (50). https://www.ifdd.francophonie.org/media/docs/publications/94_99038_Lef50_final.pdf
- Bennouna, A. (2021). The increasingly important role of decentralized solar energy in Morocco. *Applied Journal of Environmental Engineering Science*, 7(1), 7-1. <https://doi.org/10.48422/IMIST.PRSM/ajeec-v7i1.24354>
- Bouramdane, A. A., Tantet, A., & Drobinski, P. (2020). Adequacy of renewable energy mixes with concentrated solar power and photovoltaic in Morocco: Impact of thermal storage and cost. *Energies*, 13(19), 5087. <https://doi.org/10.3390/en13195087>
- Damián Laloux, Michel Rivier, Ignacio J. Pérez-Arriaga (2013), *Regulation of the Power Sector*. Springer. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4471-5034-3>
- De Felice, M., Gonzalez Aparicio, I., Huld, T., Busch, S. and Hidalgo Gonzalez, I. (2019), *Analysis of the water-power nexus in the West African Power Pool*, European Commission, https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC115157/115157_kjna29617enn.pdf
- Do, L. P. C., Lin, K. H., & Molnár, P. (2016). Electricity consumption modelling: A case of Germany. *Economic Modelling*, 55, 92-101. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2016.02.010>
- Hafsi, T. (2009). Partenariats public-privé et management de la complexité: les nouveaux défis de l'État. *Revue française d'administration publique*, (2), 337-348. <https://doi.org/10.3917/rfap.130.0337>
- HCP (2022), *Annuaire Statistique du Maroc, année 2022*, <https://www.hcp.ma/file/238682/>
- IEA (2019), *Energy Policies Beyond IEA Countries - Morocco 2019*, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/energy-policies-beyond-iea-countries-morocco-2019>

IRENA (2017), Renewable power generation costs in 2017, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018_summary.pdf

Joskow, P. L. (1987). Productivity growth and technical change in the generation of electricity. *The Energy Journal*, 8(1), 17-38. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol8-No1-2>

Jovanovic, B., & Rousseau, P. L. (2005). General purpose technologies. In Handbook of economic growth (Vol. 1, pp. 1181-1224). [https://doi.org/10.1016/S1574-0684\(05\)01018-X](https://doi.org/10.1016/S1574-0684(05)01018-X).

ONEE (2022), Rapport d'activités 2022, <http://www.one.org.ma/FR/pages/interne.asp?esp=2&id1=10&id2=73&t2=1>

Urban, F. R. M. J., Benders, R. M. J., & Moll, H. C. (2007). Modelling energy systems for developing countries. *Energy policy*, 35(6), 3473-3482. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.025>

Worldbank (2016), Guide de référence des PPP Version 2, <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/guide-de-reference-des-ppp-version-2>

Zweifel, P., Praktiknjo, A., & Erdmann, G. (2017). *Energy economics: theory and applications*. Springer. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-53022-1>