

المملكة المغربية
ROYAUME DU MAROC

مجلس المنافسة

ⵎⴰⵔ ⵏ ⵏⵉⵙⵏⵉⵔ ⵏ ⵏⵉⵙⵏⵉⵔ

CONSEIL DE LA CONCURRENCE



Avis du Conseil de la concurrence

sur l'état de la concurrence dans
le secteur de l'électricité et perspectives
de son développement

A/1/24

www.conseil-concurrence.ma

AVIS

du Conseil de la concurrence

sur l'état de la concurrence dans
le secteur de l'électricité et perspectives
de son développement



Sa Majesté le Roi Mohammed VI que Dieu L'assiste

“ La même exigence s'impose en ce qui concerne le nouveau pacte économique qui implique le devoir d'être attentif à l'appareil de production, et de stimuler l'esprit d'initiative et la libre entreprise, en s'attachant notamment à encourager les PME. Cette démarche est en accord avec l'esprit de la nouvelle Constitution qui consacre l'Etat de droit dans le domaine des affaires, prévoit une série de droits et institue un certain nombre d'instances économiques.

Celles-ci sont chargées de garantir la liberté d'entreprendre et les conditions d'une concurrence loyale, ainsi que la mobilisation des dispositifs de moralisation de la vie publique et des moyens de lutte contre le monopole, les privilèges indus, l'économie de rente, la gabegie et la corruption. ”

**Extrait du Discours Royal à l'occasion du douzième anniversaire
de la fête du Trône, du 20 chaabane 1432 (30 juillet 2011)**

Conformément aux dispositions de la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence, le Conseil a pris l'initiative de donner son avis sur le fonctionnement concurrentiel du secteur de l'électricité et les perspectives de son développement au Maroc.

À cet égard, et conformément aux dispositions de la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence et la loi n° 104-12 relative à la liberté des prix et de la concurrence, telles qu'elles ont été modifiées et complétées, et après que le Rapporteur Général, le Rapporteur Général Adjoint et le Rapporteur chargé du dossier d'Avis aient été entendus, lors de la 49^{ème} réunion du collège du Conseil, tenue le 17 ramadan 1445 (28 mars 2024), le Conseil de la concurrence a émis le présent Avis.

Avis du Conseil de la concurrence n° A/1/24

du 17 ramadan 1445 (28 mars 2024)

sur l'état de la concurrence dans le secteur de l'électricité et perspectives de son développement

Le Conseil de la concurrence,

- vu la loi n°104-12 relative à la liberté des prix et de la concurrence promulguée par le Dahir n° 1-14-116 du 2 Ramadan 1435 (30 juin 2014), telle qu'elle a été modifiée et complétée ;
- vu la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence promulguée par le Dahir n° 1-14-117 du 2 Ramadan 1435 (30 juin 2014), telle qu'elle a été modifiée et complétée ;
- vu le décret n° 2-14-652 du 8 Safar 1436 (1er décembre 2014) pris pour l'application de la loi n° 104-12 sur la liberté des prix et de la concurrence, tel qu'il a été modifié et complété ;
- vu le décret n° 2-15-109 du 16 Chaabane 1436 (4 juin 2015) pris pour l'application de la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence, tel qu'il a été modifié et complété ;
- en application de l'article 21 du Règlement Intérieur du Conseil de la concurrence ;
- après constatation du quorum par le président du Conseil de la concurrence, conformément aux dispositions de l'article 31 du Règlement Intérieur du Conseil ;
- vu la décision du Conseil de la concurrence n° 017/D/2023 du 04 rajab 1444 (26 janvier 2023) relative à son initiative de donner un avis sur l'état de la concurrence dans le secteur de l'électricité et perspectives de son développement ;
- vu la décision du Rapporteur Général du Conseil n° 046/2023, portant désignation de Monsieur Abdelhadi EL FELLAH, rapporteur en charge du dossier, conformément aux dispositions de l'article 27 de la loi n° 104-12 relative à la liberté des prix et de la concurrence, telle qu'elle a été modifiée et complétée ;
- après présentation du projet d'avis par le Rapporteur Général par intérim, et le Rapporteur chargé du dossier de la demande d'avis, lors de la 49^{ème} réunion du collège du Conseil, tenue en date du 17 ramadan 1445 (28 mars 2024) ;
- après délibération lors de la 49^{ème} réunion du collège du Conseil, tenue le 17 ramadan 1445 (28 mars 2024), conformément aux dispositions de l'article 14 de la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence, telle qu'elle a été modifiée et complétée.

a adopté l'avis suivant :

Sommaire

Introduction Générale	17
A. Fondements juridiques de l'avis	17
B. Contexte de l'avis	17
C. Objectifs et parties de l'avis	19
D. Méthodologie et procédure d'instruction	21
II. Aperçu historique sur l'évolution du secteur de l'électricité	22
A. Période 1963-1993 : création de l'ONE	24
B. Période 1994-2005 : restructuration du secteur public et libéralisation progressive du secteur de l'énergie	23
C. Période 2006-aujourd'hui : accélération du développement des projets renouvelables et lancement de la stratégie énergétique nationale	24
III. Organisation du secteur de l'électricité au Maroc	26
A. Spécificités de l'électricité	27
B. Organisation et acteurs du marché de l'électricité au Maroc	29
IV. Cadre légal et réglementaire régissant le secteur de l'électricité	37
V. Structure du marché de l'électricité	41
A. L'offre en énergie électrique	41
1. Modes de production existants	41
2. Évolution de la capacité installée	42
3. Évolution de la production nationale	45
B. Demande en énergie électrique	47
1. Évolution de la consommation nationale	48
2. Évolution et répartition des ventes par catégorie de clients	49
3. Évolution et répartition des ventes par type d'activités	50
C. Échanges via les interconnexions	51
D. Segment de transport	52
E. Segment de la distribution	54
F. Système de tarification	55
VI. Analyse de la situation de la concurrence dans le marché libre de l'électricité et appréciation du contenu de la loi n°83-21 relative aux sociétés régionales multiservices	59
A. Analyse de la situation de la concurrence dans le marché libre de l'électricité renouvelable	60
1. Analyse de la dynamique des entrées et sorties des sociétés dans le marché	60
2. Présentation des conditions d'accès au marché libre de l'électricité	62

3. Analyse des facteurs limitant l'accélération de l'ouverture à la concurrence du marché d'électricité dans le cadre de la loi n°13-09.....	67
B. Marché libre développé dans le cadre de l'autoproduction	71
1. Présentation du régime d'autoproduction en vigueur	71
2. Analyse des facteurs susceptibles de contraindre un développement accéléré du régime d'autoproduction	73
C. Appréciation du contenu de la loi n°83.21 relative aux sociétés régionales multiservices	77
1. Contexte et objectifs de la loi n° 83-21	77
2. Les grands axes de la loi n° 83-21	78
3. L'analyse du Conseil de la concurrence	79
VII. Analyse de la situation financière de l'ONEE et système de tarification appliqué dans le marché libre	80
A. Analyse de la situation financière de l'ONEE	80
1. Situation financière globale de l'ONEE	80
2. Situation financière de la branche « Électricité » de l'ONEE	84
B. Analyse des causes de la situation financière de l'ONEE	89
1. Volet organisationnel et ressources humaines	90
2. Volet financier	92
3. Volet métier	96
VIII. Conclusions recommandations	100
A. Conclusions	100
1. Une évolution irrégulière du marché de l'électricité résultant de l'absence d'une continuité dans la mise en œuvre des réformes engagées	100
2. Une régulation administrative fragmentaire du marché de l'électricité induisant une multiplicité d'intervenants, un cadre réglementaire inachevé et une tarification réglementée	101
a. Une organisation du marché inefficace au vu de la multiplicité des intervenants	101
b. Un cadre juridique inachevé et peu incitatif au développement de l'offre de l'électricité	102
c. Une tarification réglementée entravant le développement du marché libre de l'électricité renouvelable	104
3. Une offre d'électricité en constante augmentation ayant permis un doublement des capacités installées durant la dernière décennie avec une contribution croissante des énergies renouvelables	106
4. Une demande nationale en énergie électrique en croissance continue	106

5. Un réseau de transport d'électricité entièrement sous contrôle de l'ONEE dont les conditions d'accès manquent de transparence	109
6. Un réseau de distribution d'électricité en cours de restructuration et actuellement dominé par l'ONEE en milieu rural et péri-urbain, et les gestionnaires délégués et les régies de distribution en milieu urbain	110
7. Un marché libre d'électricité d'origines renouvelables soumis à de fortes barrières à l'entrée freinant son développement	111
8. Une régulation réduite au marché libre et qui tarde à se mettre en place	113
9. L'ONEE opérateur historique et dominant du marché de l'électricité avec des rôles et missions ambivalents générant une forte fragilité de sa situation financière	114
10. Une fragilité de la situation financière de l'ONEE induite par un modèle économique au bout de ses limites	116
Synthèse générale : perspectives et modèle cible	118
B. Recommandations	123
1. Redéfinir les rôles et les missions de l'ONEE et de son organisation en conséquence	123
2. Redresser impérativement et de façon urgente la situation financière de l'ONEE	126
a. Restructurer la dette colossale de l'ONEE freinant sa transformation	127
b. Mettre en place un système innovant de couverture de risques susceptible de réduire l'impact des flambées des cours mondiaux des combustibles et des taux de change	127
c. Mettre en place un mécanisme d'ajustements tarifaires périodiques de nature à refléter le cout réel de l'électricité tout en protégeant le pouvoir d'achat des populations vulnérables	128
d. Accompagner l'ONEE dans le recouvrement de ses créances	130
3. Encourager le développement accéléré et massif des EnR pour permettre la montée en puissance d'une électricité bas carbone à un coût compétitif	130
a. Accélérer le processus d'adoption et de publication de textes nécessaires à l'opérationnalisation des réformes réglementaires relatives aux EnR	130
b. Procéder à un élagage et une simplification du cadre juridique actuel	132
4. Renforcer le rôle et étendre les missions de l'ANRE afin de disposer d'une régulation forte et indépendante	132

Liste des abréviations

- AMEE:** Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique
ANRE: Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité
BT: Basse tension
BE: Branche Électricité
CCR: Caisse Commune de Retraite
CSMD: Commission Spéciale sur le Modèle de Développement
CSP: Concentrated Solar Power
DEPP: Direction des Entreprises Publiques et de la Privatisation
EEP: Établissements et Entreprises Publics
EnR: Énergies renouvelables
GRT: Gestionnaire du réseau de transport
GWh: Gigawattheure
HT: Haute tension
IPP: Independent Power Producers
IRESEN: Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies nouvelles
Kv: Kilovolt
KWh: Kilowattheure
MASEN: Moroccan Agency for Sustainable Energy
MDH: Millions de dirhams
MMDH: Milliards de dirhams
MT: Moyenne tension
ONEP: Office National de l'Eau Potable
ONE: Office National de l'Électricité
PERG: Programme d'électrification rurale globale
PPA: Power Purchase Agreement
PPP: Partenariats public-privé
PV: Photovoltaïque
SIE: Société d'Investissements Énergétiques
SRM: Sociétés Régionales Multiservices
STEP: Stations de transfert d'énergie par pompage
THT: Très haute tension
\$: Dollar américain

Liste des tableaux

Tableau 1: Répartition de la capacité installée par producteur	43
Tableau 2: Évolution de la capacité installée par source d'énergie (MW)	44
Tableau 3: Ventilation du chiffre d'affaires par opérateur (global et branche électricité à fin 2022)	55
Tableau 4: Tarifs de vente, TVA comprise (14%), de l'énergie électrique aux clients distributeurs	57
Tableau 5: Coûts et délais de réalisation des projets de source renouvelable opérationnels (à fin 2022)	66
Tableau 6: Évolution des principaux indicateurs financiers de l'ONEE en MDH (2013-2022)	81
Tableau 7: Évolution des ratios de rentabilité de l'ONEE (2013-2022)	81
Tableau 8: Évolution des ratios d'endettement de l'ONEE (2013-2022)	82
Tableau 9: Évolution des principaux agrégats de gestion de l'ONEE en MDH (2018-2022)	84
Tableau 10: Évolution de quelques indicateurs de la BE/total des activités de l'Office (2018-2022)	85
Tableau 11: Évolution des principaux indicateurs financiers de la BE en MDH (2013-2023)	85
Tableau 12: Évolution des ratios de rentabilité économique et d'endettement de la BE (2013-2023)	86
Tableau 13: Évolution des prix de vente moyens du KWh d'électricité de l'ONEE (2013-2022)	87
Tableau 14: Évolution du chiffre d'affaires et des achats de matière BE (2013-2022)	88
Tableau 15: Évolution des ratios de charges du personnel (2018 et 2022)	91
Tableau 16: Évolution des coûts de production et des prix de vente de l'électricité en Dh/KWh (2018-2022)	94
Tableau 17: coûts de production et tarifs de vente de l'électricité selon le type de distributeur (2018-2022)	95
Tableau 18: Répartition des principaux postes de coûts sur la facture moyenne de l'électricité (2018-2022)	95
Tableau 19: Évolution des marges dégagées sur les catégories de clientèle de la BE de l'ONEE (2018-2022)	96
Tableau 20: Évolution des rendements du réseau de distribution des différents distributeurs (2018-2022)	99

Liste des figures

Figure 1:	Évolution de la capacité totale installée pour la période 2017-2023 (en MW)	43
Figure 2:	Répartition de la capacité installée selon le type de producteur	44
Figure 3:	Répartition de la capacité installée de l'électricité par sources d'énergie (2022)	45
Figure 4:	Répartition de la production de l'électricité par opérateur (2023)	46
Figure 5:	Répartition de la production de l'électricité selon la source d'énergie (2023)	46
Figure 6:	Évolution de l'énergie nette appelée entre 2018 et 2023 (en GWh)	48
Figure 7:	Évolution des ventes d'énergie électrique entre 2018 et 2022 (en GWh)	50
Figure 8:	Évolution de la répartition des volumes des ventes de l'ONEE par type des clients (2018-2022)	50
Figure 9:	Répartition des ventes en volume de l'ONEE selon l'activité (2022)	51
Figure 10:	Répartition des ventes en valeur de l'ONEE selon l'activité (2022)	51
Figure 11:	Répartition des parts de marché en volume de la distribution par opérateur (2022)	55
Figure 12:	Processus de fixation des tarifs de l'électricité au Maroc	56
Figure 13:	Répartition de la capacité installée des projets de la loi n°13-09 par opérateur(2023)	62
Figure 14:	Évolution du chiffre d'affaires, du résultat et de la trésorerie nette de l'ONEE en MDH (2013-2022)	81
Figure 15:	Évolution de la trésorerie nette de la BE en MDH (2013-2023)	86
Figure 16:	Évolution des résultats nets de la BE en MDH (2013-2023)	86
Figure 17:	Évolution du chiffre d'affaires des achats de matière (MDH) et des coûts moyen du charbon MAD/tonne) (2013-2023)	87
Figure 18:	Modèle cible du secteur de l'électricité	121

I. Introduction générale

A. Fondements juridiques de l'avis

En vertu des dispositions de l'article 4 de la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence telle qu'elle a été modifiée et complétée par la loi n° 41-21, le Conseil de la concurrence peut prendre l'initiative de donner un avis sur toute question concernant la concurrence et peut également recommander à l'administration de mettre en œuvre les mesures nécessaires à l'amélioration concurrentielle des marchés.

Dans ce cadre, et par décision n° 17/ق/2023 du 26 janvier 2023, le Conseil de la concurrence s'est autosaisi, pour avis, sur le fondement de l'article 4 précité, afin de procéder à une analyse de la situation de la concurrence dans le marché de l'électricité, en profonde transformation.

À titre de précision préalable, le Conseil de la concurrence rappelle, comme il l'a d'ailleurs déjà fait à plusieurs reprises dans ses précédents avis, que cette initiative s'inscrit dans le cadre de ses missions consultatives, et n'a de ce fait pas pour objet de constater, qualifier ou sanctionner les comportements des acteurs sur ce marché au regard des dispositions relatives aux pratiques anticoncurrentielles prévues par la loi n°104-12 relative à la liberté des prix et de la concurrence, telle qu'elle a été modifiée et complétée par la loi n°40-21.

Précisément, seule une saisine contentieuse, déclenchée par l'administration, les entreprises, les organismes mentionnés au dernier alinéa de l'article 5 de la loi n°20-13 précitée, les juridictions sur des pratiques relevées dans les affaires dont elles sont saisies¹, ou le Conseil de la concurrence lui-même², assortie de l'application de la procédure contradictoire prévue par la loi n°104-12, permettrait d'apprécier la légalité d'une pratique par rapport aux dispositions relatives aux pratiques anticoncurrentielles, notamment des ententes ou un abus de position dominante.

L'avis n'a pas non plus d'orientation à examiner les questions d'ordre environnemental ou de sécurité dans ce secteur, à moins qu'elles soient susceptibles d'avoir des causes ou des effets en relation avec les préoccupations de concurrence.

B. Contexte de l'avis

L'énergie devient plus que jamais un sujet stratégique majeur au cœur des rapports de forces entre pays avec des répercussions directes, tant sur les vies des populations que sur le tissu économique.

Au niveau mondial, la demande énergétique ne cesse d'augmenter et les derniers chocs causés par la pandémie de Covid-19 et le conflit en Ukraine n'ont fait qu'accentuer davantage l'importance de l'énergie.

¹ 1^{er} alinéa de l'article 6 de la loi n° 20.13.

² 1^{er} alinéa de l'article 4 de la loi n° 20.13.

À l'échelle nationale, notre pays fait face à deux types de dépendance : une première dépendance de l'étranger, à travers des importations qui couvrent aujourd'hui environ 90% des besoins énergétiques du pays³, et une dépendance vis-à-vis des énergies fossiles, surtout les produits pétroliers et le charbon, qui représentent l'essentiel de ses importations, et dont les prix sont de plus en plus chers, instables et incertains.

Cette double dépendance implique un coût qui pèse sur la balance commerciale de notre pays et se traduit par une facture énergétique à l'importation qui s'alourdit au fil des ans, surtout avec l'envolée actuelle des cours mondiaux des produits énergétiques.

À titre d'illustration, la facture énergétique de notre pays a atteint près de 50 MMDH en 2020, 76 MMDH en 2021 et a dépassé 153 MMDH en 2022, soit une hausse de plus de 101% par rapport à 2021, due surtout à l'augmentation de la facture des achats du gasoils et fuel-oils (+40 344 MDH) causée par la hausse des cours de ces matières qui ont presque doublé (une moyenne de 10 283 DH/tonne en 2022 contre une moyenne de 5 195 DH/tonne en 2021⁴). La facture énergétique a atteint 122 MMDH en 2023, enregistrant une baisse de près de 20% par rapport à 2022, attribuable surtout à la baisse des quantités importées et des prix, notamment des gas-oils et fuel-oils.

Parmi les secteurs les plus concernés par la problématique de l'insuffisance des ressources énergétiques, il y a l'électricité dont la production elle aussi est dépendante des énergies fossiles, et ce, malgré l'essor des installations productrices d'énergies renouvelables, dont leur contribution dans la production totale a atteint 20,5% en 2023 (Les EnR représentent environ 40,7% de la capacité totale installée).

Ainsi, le Maroc se trouve-t-il confronté, d'une part, à un défi d'ordre stratégique concernant la dépendance de l'étranger et, d'autre part, à un défi de nature financière relatif au poids de la facture énergétique et ses impacts sur la balance commerciale et de façon générale sur l'économie de notre pays.

La saisine d'office initiée par le Conseil de la concurrence s'inscrit dans ce contexte, et dans laquelle le Conseil juge opportun de s'interroger sur le fonctionnement de ce marché, afin d'examiner les facteurs limitant une plus grande ouverture à la concurrence et d'envisager les pistes de réflexion, en mesure de faire évoluer les conditions concurrentielles dans ce marché et de le rendre plus ouvert à l'investissement et plus compétitif.

En outre, il importe de signaler que cette saisine d'office est intervenue dans un moment marqué par deux évènements majeurs, sur le plan législatif, pour le secteur de l'électricité.

Le premier, concerne l'adoption de la loi n° 40-19 amendant et complétant la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables, et la loi n°82-21 relative à l'autoproduction de l'énergie

³ <https://www.mem.gov.ma>.

⁴ <https://www.oc.gov.ma>.

électrique, qui permet aux personnes physiques ou morales de droit public ou privé de développer des installations d'autoproduction d'énergie électrique, y compris les citoyens et les petites, moyennes et grandes entreprises, quels que soient la source de production, la nature du réseau, le niveau de tension et la capacité de l'installation utilisée, tout en accordant le droit d'accéder au réseau pour transporter de l'électricité produite des sites de production vers les sites de consommation. Cette loi prévoit aussi la possibilité de vendre l'excédent aux gérants des réseaux électriques (max de 20%).

Un deuxième évènement est relatif à l'adoption de la loi n°83-21 portant création des sociétés régionales multiservices, qui vise la création d'une société régionale multiservices à l'échelle de chaque région à qui sera confié le service de distribution de l'eau potable, de l'électricité et de l'assainissement liquide, ainsi que l'éclairage public en cas de nécessité.

C. Objectifs et parties de l'avis

Certes, le marché de l'électricité au Maroc est ouvert aux acteurs privés, au niveau des segments de la production et de la distribution, mais la grande partie des risques est supportée par les pouvoirs publics.

Par exemple, au niveau du segment de la production, la majeure partie de l'énergie électrique produite au Maroc, soit plus de 67%⁵ est assurée par les producteurs privés actifs dans le cadre de contrats PPA conclus avec l'ONEE. Ce dernier s'engage à acheter toute l'énergie produite par ces producteurs privés et subit, de ce fait, tous les risques liés à la fluctuation des prix des matières premières utilisées, et ce, au moment où les prix de vente sont stables et réglementés⁶.

Partant de cela, ce projet d'avis vise un double objectif : accélérer la réforme de ce marché, dans un contexte de fortes tensions sur les ressources énergétiques au niveau mondial, et analyser dans quelle mesure une plus grande ouverture de ce marché à la concurrence permettrait l'émergence sur le marché national d'offres compétitives.

Pour ce faire, le projet d'avis sera structuré autour de sept principaux axes.

En premier lieu, passer en revue les principales périodes qui ont marqué l'évolution du secteur de l'électricité dans notre pays, depuis l'indépendance jusqu'à ce jour.

En deuxième lieu, procéder à une présentation du cadre légal et réglementaire régissant ce marché, tout en étudiant les contraintes qu'il pose au regard de la concurrence. L'objectif recherché est d'apporter des pistes d'amélioration pour plus de transparence, qui est un paramètre primordial d'attractivité de n'importe quel marché.

En troisième lieu, rappeler et analyser le fonctionnement du marché de l'électricité en matière de structure de gouvernance, en particulier les différents intervenants, leurs fonctions, les

⁵ Données ONEE.

⁶ À l'exception des prix pratiqués dans le marché libre relatif aux énergies renouvelables.

relations entre eux, et le processus de planification et de prise de décision appliqué dans ce marché.

En quatrième lieu, étudier la structure de ce marché tout au long de sa chaîne de valeur. D'abord, en termes d'offre et de demande en énergie électrique. Ensuite, en matière de transport et de distribution de l'électricité. Et enfin, le système de tarification appliqué actuellement.

En cinquième lieu, un focus spécifique sera réalisé sur le marché développé dans le cadre de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables et celui porté par l'autoproduction. Dans ce chapitre, il sera question de:

- Analyser la dynamique des entrées et sorties pour chacun de ces deux marchés;
- Examiner les conditions d'accès auxdits marchés, à savoir les exigences réglementaires, financières et techniques;
- Décortiquer les facteurs limitant une accélération plus rapide de l'ouverture de ces marchés à la concurrence, tout en appréciant dans quelle mesure le modèle de libéralisation appliqué jusqu'à aujourd'hui (fin 2023) intègre les contraintes et les spécificités relatives aux énergies renouvelables.

Ce point sera aussi l'occasion de s'interroger sur le schéma actuel de régulation porté par l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité « ANRE »⁷, dont les attributions se limitent essentiellement au segment du marché libre de l'électricité.

En sixième et dernier lieu, analyser la situation financière de l'ONEE sur les dix dernières années (2013-2022), avec un zoom spécifique sur la branche « Électricité », et ensuite, apprécier les principales causes expliquant cette situation, vu que dans le contexte actuel, et sans l'intervention de l'État, les équilibres financiers de l'Office se trouvent fortement détériorés et sa soutenabilité financière se trouve très fragile. En 2022, l'Office a affiché un résultat net négatif de plus de 20 MMDH.

Au terme de l'analyse, l'avis formulera plusieurs propositions de nature à rendre le marché de l'électricité plus ouvert à la concurrence et en mesure d'attirer de nouveaux investisseurs, capables, d'abord, d'augmenter les capacités installées de production et de développer les réseaux de transport et de distribution nécessaires pour faire face à des besoins en électricité en augmentation continue et, ensuite, d'assurer aux différents consommateurs, et en premier lieu les ménages et les acteurs économiques, un prix du kWh d'électricité le plus abordable et compétitif possible.

⁷ L'ANRE a été instituée en vertu de la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité, publiée au Bulletin Officiel n° 6472 du 9 juin 2016.

D. Méthodologie et procédure d'instruction

Afin de mener à bien les travaux d'instruction de la saisine d'office, plusieurs départements ministériels, organismes institutionnels et acteurs économiques, actifs dans le secteur de l'électricité, tels que les opérateurs métiers, ont été entendus dans le cadre de plus d'une vingtaine d'auditions, suivies de nombreux échanges d'informations par écrit, sous forme de demandes d'information et de questionnaires.

■ Départements ministériels et organismes publics

- Le ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable :
 - Direction de l'électricité
 - Direction des Énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique
- Le ministère de l'Économie et des Finances
 - Direction des Entreprises Publiques et de la Privatisation
 - Direction de la Concurrence, des Prix et de la Compensation
- Le ministère de l'Intérieur : Direction Générale des Collectivités Territoriales ;
- L'Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable (ONEE) ;
- L'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité (ANRE) ;
- L'Agence Marocaine pour l'Énergie Durable (MASEN) ;
- L'Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique (AMEE) ;
- La Société d'Investissement Énergétique (SIE).

■ Organisations professionnelles et associations de consommateurs

- La Fédération de l'Énergie ;
- L'Association Marocaine des Industries Solaires et Éoliennes ;
- La Fédération Marocaine des Droits du Consommateur.

■ Opérateurs privés du marché de l'électricité

- La société Taqa Morocco ;
- La société Acwa Power ;
- La société Nareva Holding ;
- La société EDF Maroc ;
- La Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Électricité de Marrakech (RADEEMA) ;
- La société Lydec ;
- La société LafargeHolcim Maroc ;
- La société Ciments Du Maroc ;
- Le Groupe OCP.

Il a été également procédé à l'audition de Messieurs Younes Maâmar, Driss Benhima et Ahmed Nakkouch, anciens directeurs généraux de l'ex-ONE.

Outre des présentations et des documents transmis par les organismes auditionnés, l'instruction s'est également enrichie par l'examen de nombreux rapports et documents produits sur le sujet, notamment :

- Le rapport de la Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique intitulé « Examen réglementaire du marché de l'électricité au Maroc : vers une attraction des investissements du secteur privé », publié en 2022 ;
- Le rapport de la Fondation pour l'innovation politique (Fondapol) intitulé « Prix de l'électricité entre marché, régulation et subvention », datant de février 2019 ;
- L'Avis du Conseil Économique, Social et Environnemental (CESE) intitulé « Accélérer la transition énergétique pour installer le Maroc dans la croissance verte », publié en 2020 ;
- Le rapport annuel de l'ANRE de 2021 ;
- Le rapport de l'association « Énergies » relatif à sa contribution au débat sur le nouveau modèle de développement, publié en décembre 2020 et intitulé « Devenir du secteur de l'électricité au Maroc » ;
- Le rapport de la Cour des comptes européenne sur l'intégration du marché intérieur de l'électricité, publié en 2023 ;
- Dossier Concurrence n° 1-2023 de la revue des droits de la concurrence « Énergie et concurrence ».

II. Aperçu historique de l'évolution du secteur de l'électricité

Depuis l'indépendance et jusqu'à la fin 2023, le secteur de l'électricité au Maroc a été marqué par trois principales périodes :

A. Période 1963-1993 : création de l'ONE

Cette période s'est caractérisée par la création de l'Office National de l'Électricité et la fin des gérances à caractère municipal de la Société Marocaine de Distribution (SMD) pour les transférer à des Régies Communales Autonomes de Distribution.

Dans l'ex-zone Nord, une Régie Communale a remplacé en 1971 l'Électricité du Maroc (EM) pour assurer le service de la distribution d'électricité dans cette région. En 1988, il y a eu aussi la mise en service de la première interconnexion du réseau électrique national avec le réseau électrique algérien.

En septembre 1983, le Maroc a été amené à appliquer le programme d'ajustement structurel, avec l'appui du Fonds Monétaire International (FMI) et de la Banque mondiale pour faire face à la crise qu'a connu le pays en cette période, marquée par la détérioration de ses principaux indicateurs économiques et financiers.

Le secteur énergétique a souffert, quant à lui, de sérieuses insuffisances, qui se sont manifestées par d'importantes fréquences de délestages et de coupures du courant électrique dans certaines zones géographiques du Maroc.

Ceci va conduire à la mise en œuvre des premières démarches de réforme du secteur, notamment l'ouverture du maillon de la production aux acteurs privés.

B. Période de 1994 à 2005 : restructuration du secteur public et libéralisation progressive du secteur de l'énergie

Durant cette période, le Maroc s'est inscrit dans une politique générale d'ouverture progressive de son économie et a démarré le processus de restructuration des entreprises publiques et de libéralisation de ses secteurs stratégiques.

À ce sujet, l'énergie a été parmi les premiers secteurs concernés par ces évolutions et a connu deux réformes marquantes : l'introduction des opérateurs privés dans le segment d'activité relatif à la production et la mise en place de la gestion déléguée dans le segment de la distribution d'électricité.

Ces réformes avaient pour principal objectif, de faire face aux besoins grandissants de notre pays en matière de capacités de production de l'électricité et à la nécessité de l'amélioration de l'efficacité de sa distribution, qui sont tous les deux des segments nécessitant la mobilisation de moyens financiers importants.

En effet, avec l'adoption du décret-loi n°2-94-503 en 1994, le marché de l'électricité a connu l'entrée en vigueur de la première mesure réglementaire relative au concept de la production concessionnelle, qui a permis à l'ex-ONE de conclure, après appel à la concurrence, des contrats d'achat d'électricité avec des acteurs privés qui, eux, prennent en charge l'investissement et la réalisation des centrales de production.

Ce schéma contractuel prévoit que la totalité de l'électricité produite est exclusivement achetée par l'ONE à des prix qui dépendent surtout des fluctuations des cours des matières premières utilisées à cet effet (charbon, fuel, gaz naturel, ...), et ce, pendant toute la durée du contrat. Plus de précisions sur ce mode de production, dite « concessionnelle », seront exposées ultérieurement dans le présent avis.

Ainsi, l'ex-ONE a-t-il lancé en octobre 1994 un appel d'offre international relatif à la concession de la centrale thermique de Jorf Lasfar pour une période de 30 années. Cet appel d'offre a été confié au groupement formé des sociétés ABB Energy Ventures et CMS Generation, qui a constitué en 1997 la société Jorf Lasfar Energy Company (JLEC) pour conclure officiellement le projet et opérationnaliser le contrat signé.

En 1997, le segment de la distribution a connu, lui aussi, la première opération de privatisation sous forme de gestion déléguée, quand la société française Lyonnaise des Eaux (LYDEC) a

signé un contrat de concession de 30 ans avec la municipalité de Casablanca. Ce processus a été suivi par deux autres opérations de gestion déléguées, à savoir la délégation à la société REDAL, en 1999, de la distribution d'électricité au niveau des villes de Rabat, Salé et Temara, et la délégation à la société AMENDIS, en 2002, de la distribution d'électricité au niveau des villes de Tanger et Tétouan.

À noter que le cadre légal de la gestion déléguée n'est entré en vigueur qu'en 2006 après l'adoption de la loi n°54-05 relative à la gestion déléguée des services publics, et qu'aucune opération de concession n'a été réalisée dans ce cadre depuis cette date.

Par ailleurs, il convient de signaler qu'en 1996, le secteur de l'électricité a été marqué par le lancement du programme d'électrification rurale globale (PERG)⁸, dans le but d'élargir l'accès à l'électricité aux communautés rurales isolées. Ce programme a connu un succès manifeste, au sens où il a permis d'atteindre actuellement un taux d'électrification rural de l'ordre de 99,86%.

Cette période s'est caractérisée aussi par la mise en service en 2005 de la centrale électrique à cycle combiné de Tahaddart, dans le cadre de la production concessionnelle, d'une puissance de 380 MW et alimentée par le gaz naturel de redevance en nature, prélevé du gazoduc Maghreb-Europe mis en service en 1996.

C. Période de 2006 à aujourd'hui : accélération du développement des projets renouvelables et lancement de la stratégie énergétique nationale

Cette période s'est distinguée par une libéralisation progressive du maillon de la production du secteur de l'électricité à partir de sources renouvelables, suite à l'adoption de plusieurs réformes réglementaires qui ont permis, surtout, l'accélération du développement de projets renouvelables et aussi l'émergence d'un marché libre, où les producteurs privés pouvaient vendre leur électricité à des clients privés à des prix résultant d'une négociation entre les deux parties.

En effet, dans le cadre de la diversification des sources d'énergie primaire, et pour encourager l'autoproduction à partir des énergies renouvelables, l'ONEE a lancé en 2006 une offre de services baptisée EnergiPro dédiée aux clients grands comptes. Cette offre permet à ces derniers de produire l'énergie électrique nécessaire à la satisfaction de leurs propres besoins en électricité et d'acheminer l'énergie, ainsi produite, via le réseau de transport national des sites de production vers les sites de consommation, moyennant un timbre de transport, et de vendre à l'ONEE l'excédent de l'électricité produite.

Ensuite, il y a eu l'adoption en 2008 de la première loi n°16-08 sur l'autoproduction autorisant les industriels à produire leur propre électricité pour les capacités inférieures à 50 MW.

⁸ PERG est un programme lancé par l'ONEE en janvier 1996, pour un montant global estimé à 20 MMDH.

En 2009, le Maroc a lancé une stratégie énergétique nationale avec pour objectifs majeurs la sécurisation et l'approvisionnement en énergie, la généralisation de l'accès à l'énergie à des prix accessibles et la promotion de l'efficacité énergétique.

Ces objectifs ont été déclinés en feuille de route matérialisée par des programmes et projets chiffrés visant à augmenter la capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à plus de 42% en 2020 et à 52% en 2030.

Pour atteindre ces objectifs, deux entités étatiques spécialisées ont vu le jour, à savoir le MASEN, chargée de mettre en œuvre le programme solaire marocain de 2 000 MW pour 2020, et l'AMEE pour la coordination des programmes d'efficacité énergétique et la promotion de l'efficacité énergétique.

Depuis le lancement de la stratégie énergétique nationale en 2009, le Maroc a déployé un cadre réglementaire en évolution continue. Ainsi, l'année 2010 constitue une date importante pour le secteur de l'électricité au Maroc, dans la mesure où elle a connu l'adoption de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables. Cette loi a permis au secteur privé d'investir, à son initiative, dans la production d'électricité renouvelable, d'accéder au réseau de transport, de vendre l'électricité produite sur le marché national à des clients privés à des prix négociés entre les deux parties.

En 2011, il y a eu le regroupement de l'ONE et de l'ONEP au sein d'un même établissement public l'ONEE.

Entre 2015 et 2016, le secteur de l'électricité a subi deux changements majeurs. D'abord, l'ouverture, théorique⁹, du réseau de la MT aux développeurs privés d'électricité de source renouvelable, suite à l'adoption en 2015 du décret n° 2-15-772 relatif à l'accès au réseau électrique national de MT.

Ensuite, la création en 2016 de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité, chargée, entre autres, de veiller au bon fonctionnement du marché libre de l'électricité.

L'Autorité a pour missions, la régulation du secteur et, en particulier, l'approbation des conditions techniques d'accès et d'utilisation du réseau de transport électrique, la fixation des tarifs d'utilisation d'accès et d'utilisation dudit réseau et des réseaux de distribution ainsi que celui de l'excédent vendu par les producteurs privés et les autoproducteurs aux gestionnaires des réseaux, l'approbation et le suivi des programmes pluriannuels des investissements, l'approbation et le suivi des indicateurs de qualité, la validation des codes de bonne conduite desdits gestionnaires, le règlement des litiges entre ces derniers et les producteurs privés, etc.

Cette Autorité n'a été mise en place effectivement qu'en août 2020, après la nomination de ses membres, soit 4 ans plus après la publication de la loi.

⁹ L'arrêté relatif à l'application dudit décret n'a vu le jour qu'en 2021.

En 2016 et du point de vue organisationnel, le MASEN a vu ses missions s'étendre à l'ensemble des énergies renouvelables au lieu de la seule source solaire, et ce, avec de nouveaux objectifs qui consistent à déployer à l'horizon 2020 des capacités de production supplémentaires d'électricité renouvelable s'élevant à 3 000 MW et 6 000 MW à l'horizon 2030.

Dans ce cadre, l'ONEE a été tenu de transférer tous ses actifs d'énergie renouvelable à MASEN d'une manière progressive et au plus tard à la fin de la cinquième année suivant la date de publication de la loi n°38-16 modifiant et complétant l'article 2 du dahir n°1-63-226 de 1963, portant création de l'Office national de l'électricité.

L'année 2023 a été marquée par la promulgation de deux nouveaux textes réglementaires structurants pour le secteur.

Premièrement, la loi n°40-19 modifiant et complétant la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables, dont les principaux apports concernent :

- l'introduction des « services système », visant les services assurés par le gestionnaire du réseau de transport, en vue de contribuer à la stabilité du réseau;
- l'introduction de la notion de « capacité d'accueil » maximale de l'énergie électrique de sources renouvelables, que le système électrique peut accueillir sans avoir d'incidents sur son bon fonctionnement ;
- l'encadrement des tarifs de vente par les opérateurs privés à l'ONEE et de l'excédent de production annuelle d'électricité renouvelable (seuil de 20%)¹⁰;
- l'introduction de la possibilité aux gestionnaires des réseaux de distribution d'acquérir et de revendre jusqu'à 40% de l'énergie totale fournie dans leurs zones de compétence par les projets d'énergies renouvelables réalisés.

Deuxièmement, la loi n°82-21 relative à l'autoproduction qui vise à réglementer cette activité pour l'autoconsommation, quelle que soit la source de production, la nature du réseau (THT, HT, MT et BT) ou la capacité de l'infrastructure utilisée. Cette loi a établi, pour la première fois, le droit d'accès à des services de stockage d'électricité, en plus du droit de vendre l'excédent au gestionnaire du réseau électrique concerné, ainsi que l'élargissement du domaine de l'accès au réseau électrique pour transporter l'électricité du site de production vers le site de consommation¹¹.

III. Organisation du secteur de l'électricité au Maroc

Avant de procéder à la présentation et l'analyse du schéma organisationnel ainsi que le mode de gouvernance relatif au secteur de l'électricité, il s'avère utile de rappeler dans un premier temps certaines notions fondamentales et les principales spécificités de l'électricité.

¹⁰ Le tarif sera fixé par l'ANRE sur proposition du gestionnaire du transport, pour les installations raccordées à la HT et THT, et des gestionnaires des réseaux de distribution, pour les installations raccordées à la MT et BT.

¹¹ Cette possibilité était prévue dans le programme EnergiePro lancé en 2006 par l'ONEE, sauf que le programme était destiné uniquement aux clients THT et HT de l'Office.

A. Spécificités de l'électricité

Rappelons tout d'abord que l'électricité est une énergie secondaire obtenue par la transformation d'une énergie primaire moyennant un outil de conversion.

Une énergie primaire correspond à l'énergie disponible dans la nature et directement exploitable sans éventuelle transformation, comme par exemple le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon, le rayonnement solaire ou encore le vent. Ce qui signifie donc que l'énergie secondaire est égale à l'énergie primaire multipliée par le rendement du processus de production.

L'électricité générée dans les centrales de production est, ensuite, transportée en THT/HT pour être distribuée en MT et BT dans un réseau de distribution jusqu'aux différents consommateurs finaux ménagers, industriels ou commerciaux.

L'électricité se distingue par plusieurs spécificités par rapport aux autres énergies, et qui en font une énergie à part.

En premier lieu, contrairement aux autres types d'énergies, telles que le pétrole ou le gaz naturel qui sont des produits qui se stockent, l'électricité, une fois générée, ne peut pas être stockée à grande échelle pour une utilisation ultérieure à des coûts acceptables, faute d'absence de technologies de stockage économiquement viables.

En effet, les solutions disponibles actuellement, en l'occurrence les batteries de stockage n'offrent que des capacités de stockage limitées, et seulement pour une durée qui demeure réduite, ce qui signifie qu'il n'est pas possible, par exemple, de stocker l'électricité en été pour la réutiliser en hiver.

Ceci impose la mise en place d'un ajustement constant et continu de l'offre à la demande pour garantir la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau.

Dit autrement, quand le consommateur allume la lumière de chez lui, il est obligatoire que la quantité d'électricité injectée (production et importation) dans le réseau à l'autre bout de la chaîne soit équivalente à la quantité d'électricité soutirée. À défaut, le gestionnaire de réseau pourra procéder à une mobilisation maximale des moyens de production, à la baisse de tension, voire aux délestages en dernier recours.

En deuxième lieu, l'électricité est un bien de consommation stratégique, du fait qu'elle touche le quotidien, aussi bien des ménages que des acteurs économiques. Pour les premiers, et sans l'électricité, certains besoins, tels que l'éclairage et le fonctionnement des appareils électroménagers, ne peuvent pas être satisfaits. Pour les deuxièmes, l'électricité est utilisée pour faire tourner les équipements et les machines au niveau de l'industrie. De plus, son coût constitue un élément de leur compétitivité face à la concurrence internationale, surtout pour les industries électro-intensives.

En troisième lieu, à l'image des télécommunications et du transport ferroviaire, l'électricité est une industrie de réseaux s'appuyant sur des infrastructures essentielles, dont la duplication est presque impossible dans des conditions techniques et économiques optimales, vu l'importance des coûts fixes que cela engendre, mais qui sont nécessaires pour l'activité des concurrents.

Ainsi, en dépit du processus de libéralisation engagé dans ce marché dans plusieurs pays, les infrastructures de réseau liées au transport de l'électricité restent-elles uniques et détenues par un monopole naturel.

Certes, l'électricité est un bien qui peut être soumis aux mécanismes du marché et donc les prix pourront être fixés par l'équilibre offre/demande, mais en raison de son caractère indispensable et stratégique, ainsi que ses caractéristiques en termes d'industrie de réseaux, ce bien est considéré au Maroc, comme dans plusieurs autres pays du monde, un service public pris en charge par l'État, par le biais de monopoles publics.

De ce fait, la gestion du marché de l'électricité dépend amplement des décisions résultant de la forte intervention des pouvoirs publics, qui concerne tous les niveaux de sa chaîne de valeur. D'abord, au niveau de la production, dans les choix des technologies et des combustibles, et, ensuite, au niveau de la fixation des tarifs de vente au consommateur final qui, dans le cas de notre pays, sont réglementés pour l'essentiel de l'énergie électrique fournie aux consommateurs.

Les prix réglementés sont fixés par arrêté ministériel après avis de la Commission interministérielle des prix qui est instituée par le décret d'application n° 2-14-652 de la loi sur la liberté des prix et de la concurrence.

En d'autres termes, les tarifs applicables ne reflètent pas toujours les vrais coûts de revient, dans la mesure où ils ne sont pas indexés sur les coûts variables, dont les coûts de combustibles en représentent plus de 90%. Ce qui veut dire que pour certaines périodes, comme celle que nous vivons actuellement et qui est marquée par une flambée des prix des énergies fossiles à l'échelle mondiale, l'ONEE vend l'électricité avec une marge négative. En effet, l'ONEE ainsi que sa branche « électricité » ont enregistré en 2022 un résultat net négatif de plus de 20 MMDH.

En quatrième et dernier lieu, l'électricité est un bien non-différencié et, donc, les consommateurs sont indifférents à son origine et à son mode de production, qu'elle soit produite à partir d'une source éolienne, solaire, hydraulique ou à partir des énergies fossiles.

Au-delà de ces particularités, l'électricité suscite également des enjeux propres en lien avec l'environnement, devenu un aspect majeur de la scène énergétique mondiale et qui s'impose dans le processus de décisions économiques et politiques.

Ceci a conduit les pays à s'inscrire dans des stratégies de recherche et de développement d'énergies propres et moins polluantes. Au plan mondial, ceci s'est traduit même par

l'apparition d'un tout nouveau marché, celui du carbone, où il y a des transactions sur l'échange des droits d'émission de dioxyde de carbone.

B. Organisation et acteurs du marché de l'électricité au Maroc

Le secteur de l'électricité au Maroc se caractérise par une diversité d'acteurs, publics et privés, agissant dans les différents maillons de sa chaîne de valeur, nécessaires pour répondre aux besoins en électricité des usagers, mais dont l'intervention s'articule autour de l'ONEE.

L'ONEE est le principal acteur du secteur, du fait notamment qu'il est responsable de la planification et la réalisation, directe ou indirecte à travers des partenaires privés dans le cadre des contrats PPA, des unités de production nécessaires pour faire face à la demande. Il est, à ce titre, le seul responsable de l'équilibre entre l'offre et la demande et de l'équilibre économique du secteur. L'ONEE est l'opérateur du Réseau National de Transport de l'électricité et assure la distribution dans l'ensemble du territoire national, à l'exception des villes dont la distribution est assurée par des régies de distribution et des sociétés de gestion déléguée.

Au plan institutionnel, le secteur de l'électricité est sous la tutelle de trois départements ministériels à savoir, le ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable, le ministère de l'Économie et des Finances et le ministère de l'Intérieur.

■ Ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable

Le ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable est l'entité responsable de la définition et de l'application des orientations gouvernementales de la politique énergétique globale de notre pays, et ce, dans le but d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de réussir la transition vers une énergie plus décarbonnée.

Dans le secteur de l'électricité, le Ministère a pour mission de veiller à l'organisation et au bon fonctionnement du secteur, moyennant notamment :

- L'élaboration et l'actualisation de la législation et de la réglementation ;
- L'instruction des dossiers relatifs aux demandes d'autorisations pour la réalisation d'installations de production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables ;
- Le suivi, la coordination et la supervision des programmes et projets de la stratégie énergétique nationale, en coordination avec les administrations concernées ;
- Le suivi et le contrôle des organismes sous tutelle, à savoir l'ONEE, le MASEN, la SIE, l'AMEE et l'IRESN.

■ Ministère de l'Économie et des Finances

Le ministère de l'Économie et des Finances intervient surtout à deux niveaux:

- par le biais de la Direction des Entreprises Publiques et de la Privatisation qui est chargée de l'exercice du contrôle financier de l'État sur l'ONEE et ses programmes

d'investissement, et aussi sur les autres établissements et entités publics actifs dans le secteur de l'énergie, y compris les régies communales ;

- par le biais de la Direction de la Concurrence, des Prix et de la Compensation, qui assure le secrétariat de la commission interministérielle des prix, en charge de la réglementation des tarifs de vente de l'électricité.

■ **Ministère de l'Intérieur**

Le ministère de l'Intérieur agit, dans ce secteur, en tant que tuteur des collectivités territoriales qui disposent, conformément à la loi organique des Communes n°113-14, de la compétence exclusive en matière de distribution de l'électricité.

Le Ministère intervient surtout par le biais de la Direction Générale des Collectivités Territoriales (la Direction des Réseaux Publics Locaux), qui assure l'organisation et la supervision des différentes entités en charge de la distribution de l'électricité (eau et assainissement également), les régies communales et les sociétés privées liées avec les communes par des contrats de gestion déléguée.

■ **Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité**

L'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité (ANRE) a été instituée en vertu de la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité.

Aux termes de cette loi, l'ANRE est une personne morale de droit public dotée de l'autonomie financière, qui a pour mission de veiller au bon fonctionnement du marché libre de l'électricité et de réguler l'accès des producteurs privés au réseau électrique national de transport et des réseaux de distribution, ayant droit d'y accéder, et ce, afin de leur garantir des conditions d'accès équitables.

En effet, l'ANRE est chargée, entre autres, de :

- approuver le programme pluriannuel des investissements dans le réseau électrique national de transport et interconnexions et suivi de sa réalisation ;
- approuver le code du réseau électrique national de transport, élaboré par le gestionnaire du réseau de transport (GRT) ;
- fixer le tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport, et celui des réseaux électriques de MT de la distribution ;
- approuver les règles et le tarif d'accès aux interconnexions ;
- régler les différends entre les utilisateurs des réseaux de transport ou de distribution et les gestionnaires concernés en cas de manquements.

Par ailleurs, il convient de signaler que selon les dispositions de la loi n°48-15, les attributions de l'ANRE ne concernent fondamentalement que le segment du marché de l'électricité libre, sur lequel tout fournisseur d'électricité peut, conformément à la législation et la réglementation en vigueur et notamment la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables, commercialiser l'énergie électrique du Maroc et/ou l'exporter.

À signaler que le Conseil de l'ANRE est composé de neuf membres désignés, à parts égales, par le Chef du Gouvernement, le président de la Chambre des Représentants et le président de la Chambre des Conseillers.

■ Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique

L'Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique a remplacé en 2016 l'ancienne Agence Marocaine des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (ADEREE), instituée par la loi 16-09, elle-même résultat de la transformation en 2010 du Centre de Développement des Énergies Renouvelables, créé en 1982.

Le rôle de cette agence est d'implémenter la politique gouvernementale relative à l'efficacité énergétique dans le but de maîtriser la consommation d'énergie et d'atteindre une meilleure efficacité énergétique.

À cet égard, l'AMEE a pour missions, en particulier, de :

- proposer à l'administration un plan national et des plans sectoriels et régionaux de développement de l'efficacité énergétique ;
- suivre et superviser, au niveau national, les actions de développement dans le domaine de l'efficacité énergétique, prévues dans le plan national et les plans sectoriels précités ;
- réaliser les actions de promotion et de formation dans le domaine de l'efficacité énergétique ;
- mobiliser les instruments et moyens financiers nécessaires à la réalisation des programmes de l'efficacité énergétique ;
- suivre et coordonner la réalisation des audits énergétiques et de la mise en œuvre de leurs recommandations ;
- proposer et vulgariser les normes et les labels en matière d'efficacité énergétique, d'appareils et équipements.

■ Société d'Ingénierie Énergétique

La Société d'Ingénierie Énergétique (SIE), appelée également Super ESCO¹², est une société étatique avec un capital de 125 MDH, détenu à hauteur de 71% par le ministère de l'Économie et des Finances et à 29% par le fonds Hassan II pour le développement économique et social.

¹² ESCO est en anglais « Energy service company » qui désigne une société de services énergétiques, et l'appellation « SUPER » laisse entendre qu'il est question d'une société d'État.

Selon ses statuts, la société a pour rôle de contribuer à la mise en œuvre de la politique nationale d'efficacité énergétique, de soutenir l'exemplarité de l'État dans ce domaine, et d'accompagner l'émergence d'un marché des prestations et de services énergétiques, et d'un écosystème d'efficacité énergétique.

Dans ce cadre, la SIE intervient auprès de clients du secteur public (bâtiment public et éclairage public) et privé (Industrie et mobilité durable) pour notamment :

- assurer les prestations d'agrégation de la commande publique d'efficacité énergétique dans le but de regrouper les commandes publiques similaires et d'en optimiser la gestion et le financement ;
- conclure des contrats de performances énergétiques (CPE) avec engagement de garantie d'économie, de partage d'économie ou de rabais garanti ;
- mobiliser et lever, le cas échéant, les financements nécessaires pour les projets et programmes d'efficacité et de services énergétiques ;
- fournir, moyennant une rémunération, des prestations de services et d'efficacité énergétiques dans le cadre de conventions de droit commun, adaptées au profil économique et financier. La SIE peut conclure des conventions d'assistance à maîtrise d'ouvrage ou de maîtrise d'ouvrage déléguée.

La SIE s'est substituée¹³ à la Société d'Investissements Énergétiques, créée en 2010 et qui représentait le bras financier de l'État pour le secteur des énergies renouvelables et pour le chantier de l'efficacité énergétique. Actuellement, la SIE est devenue une Super ESCO dédiée à l'exécution de programmes et de projets en efficacité énergétique.

■ Agence Marocaine pour l'Énergie Durable

Au départ, l'Agence portait la dénomination de Moroccan Agency For Solar Energy (MASEN), qui a été créée par la loi n°57-09 pour porter le plan solaire marocain visant à atteindre un objectif initial de 2 000 MW de projets solaires pour 2020.

Sur les Hautes Instructions de Sa Majesté le Roi que Dieu l'assiste, le pilotage de toutes les énergies renouvelables au Maroc a été confié à MASEN afin de garantir une convergence de la politique énergétique et renforcer l'ambition nationale en la matière.

Ainsi, suite à l'adoption en 2016 de la loi n° 37-16 modifiant et complétant la loi n°57-09 portant création de la société « Moroccan Agency For Solar Energy », la société a-t-elle changé d'appellation pour devenir « Moroccan Agency for Sustainable Energy ». Ainsi, le périmètre de l'agence s'est élargi pour devenir un acteur central du développement des énergies renouvelables: solaires, éoliennes, hydrauliques, et de toute autre énergie renouvelable susceptible d'être développée dans notre pays.

¹³ Le décret n°2.21.148, promulgué le 08 septembre 2021, relatif à l'amendement du décret de création de la Société d'Investissements Énergétiques est publié au bulletin officiel n°7025 du 27 septembre 2021.

Le but recherché est de contribuer à atteindre les objectifs de la stratégie énergétique nationale consistant, entre autres, à porter la part des sources renouvelables dans le mix électrique de plus de 52% à horizon 2030.

L'autre nouveauté apportée par la loi n°37-16 est la révision à la hausse de l'objectif initial de 2000 MW prévu par la loi n°57-09. À ce sujet, l'article premier de la loi n°37-16 dispose que la Société a pour objet de « réaliser, à compter de la date de publication de la présente loi au Bulletin officiel, un programme de développement de projets intégrés de production d'électricité, d'une capacité totale minimale additionnelle de 3 000 MW à l'horizon 2020 et 6 000 MW à l'horizon 2030, et ce, dans le cadre d'une convention conclue avec l'État ».

Afin de réaliser ces objectifs, le MASEN a pour objet selon la loi n°37-16, notamment:

- l'identification, la conception et la programmation des capacités de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables sur la base de la planification pluriannuelle des capacités de production de l'électricité élaborée par le gestionnaire du réseau et approuvée par l'Administration ;
- Le développement des installations ENR¹⁴ dans les zones du territoire national qualifiées pour abriter de telles installations ;
- La contribution à la recherche et à la mobilisation des financements nécessaires à la réalisation et à l'exploitation des installations ENR ;
- La réalisation des études techniques, économiques et financières nécessaires à la qualification des sites pouvant abriter des installations ENR, la conception, la réalisation, l'exploitation et la maintenance desdites installations ;
- La réalisation des infrastructures nécessaires au développement des installations ENR et permettant de les relier aux réseaux électrique et d'alimentation en eau ainsi que la réalisation des installations de télécommunication y afférentes.

Outre ces missions, le MASEN a la charge de contribuer à la promotion de l'intégration industrielle, de soutenir le développement de la recherche appliquée et de promouvoir des innovations technologiques dans les filières des énergies renouvelables.

■ Office National de l'Électricité et de l'Eau potable

Rappelons tout d'abord que, l'Office National de l'Électricité et de l'Eau (ONEE) a vu le jour en 2012, suite à la fusion de l'Office National de l'Électricité (ONE) et l'Office National de l'Eau Potable (ONEP).

L'ONEE est un établissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, créé par la loi n°40-09 relative à l'ONEE, administré par un conseil d'administration présidé par le chef du Gouvernement ou l'autorité gouvernementale déléguée par lui à cet effet, et se compose de représentants de l'État, en l'occurrence le ministère de l'Économie et des Finances et le ministère de l'Intérieur.

¹⁴ Une installation ENR désigne dans la loi n°37-16 : « toute centrale de production électrique utilisant des sources d'énergies renouvelables à l'exception des stations de transfert d'énergie par pompage, et des installations de production d'électricité de sources d'énergies renouvelables régies par les dispositions de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables ».

Concernant la branche électricité, et d'une façon générale, la mission de l'ONEE reste la même que celle assurée par l'ex-ONE en vertu de son texte constitutif de 1963, à savoir le Dahir n° 1-63-226 du 5 août 1963, sans revenir sur le monopole qui était confié à l'Office en matière de production, de transport, et de distribution de l'électricité dans les zones où il n'y a pas de distributeur local.

Ainsi, l'ONEE a-t-il pour missions notamment d'assurer le service public de la production et du transport de l'énergie électrique, de gérer et de satisfaire la demande totale d'électricité de notre pays au meilleur rapport qualité-prix.

À cet égard, il importe de préciser que l'ONEE est l'acheteur unique de l'énergie électrique de MASEN et détient, avec les autres distributeurs, l'exclusivité d'achat de l'excédent de l'électricité auprès des producteurs privés et des auto-producteurs.

En vertu de la loi n°2-94-503 du 23 septembre 1994, l'ONEE est habilité à passer, après appel à la concurrence, des contrats avec des opérateurs privés pour la production d'électricité pour des puissances supérieures à 10 MW (seuil relevé à 50 MW dans le cadre de l'amendement de la loi effectué en 2008), à condition que cette production soit destinée exclusivement à l'ONEE.

En ce qui concerne l'activité de transport, l'ONEE en tant que gestionnaire du réseau de transport actuellement est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau électrique national de transport.

S'agissant du segment de la distribution, l'office intervient conjointement avec les autres distributeurs, à savoir les sociétés de gestion déléguée et les régies communales, du fait que la distribution de l'électricité est une compétence propre des Communes et l'office n'intervient qu'à titre supplétif en cas d'absence de distributeur local.

■ **Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles**

L'Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles (IRESEN) a été créé en 2011 dans le but d'accompagner la stratégie énergétique nationale à travers la recherche appliquée orientée-marché, ainsi que l'innovation dans le domaine des technologies vertes, ce qui est de nature à ouvrir les possibilités de créer des synergies entre le monde économique et le monde scientifique.

L'Institut participe aussi à l'élaboration de feuilles de route technologiques dans le secteur des énergies propres, en particulier, les ressources solaires, la mobilité électrique et l'hydrogène vert.

■ **Opérateurs privés et Régies Autonomes Intercommunales**

• **Opérateurs privés**

Pour ce qui est de la participation des opérateurs privés dans le marché de l'électricité, elle porte sur deux de ses maillons, à savoir la production et la distribution.

Les acteurs privés de la production peuvent être classés en trois catégories d'opérateurs:

Premièrement, les producteurs privés indépendants (Independent Power Producers ou IPP) liés avec l'ONEE ou MASEN avec des accords d'achat d'électricité à long terme (Power Purchase Agreement ou PPA). Les sociétés Taqa Morocco, Nareva Holding et Acwa Power sont les principales sociétés de cette catégorie.

Taqa Morocco¹⁵ (ex Jorf Lasfar Energy Company «JLEC») est une filiale du groupe Taqa, fondé en 2005 à Abu Dhabi, et détenu par le groupe public émirati ADWEA (Abu Dhabi Water and Electricity Authority). La société est le premier opérateur installé en mode PPA au Maroc, avec un contrat initial de 30 ans (1997-2027). Le contrat concernant les unités 1 à 4 de la centrale de Jorf a été prorogé jusqu'à fin d'avril 2044 pour un droit de jouissance complémentaire de 1,5 MMDH.

Aujourd'hui, la société est le fournisseur électrique du Royaume du Maroc, disposant de 6 unités de production et contribuant avec environ 38% de la production nationale globale et 19% de la capacité installée ;

Nareva Holding est une filiale du groupe Al Mada, créée en 2005. Elle est l'un des actionnaires principaux de la centrale thermique de Safi (Safi Energy Company (SAFIEC)) au côté des sociétés Engie et Mitsui & Co. La centrale a été mise en service fin 2018 avec un contrat d'une durée de 30 ans.

ACWA Power, filiale du groupe Saoudien éponyme, est le développeur le constructeur et l'exploitant des centrales solaires NOOR à Ouarzazate, Laayoune et Boujdour. La société a signé avec MASEN un PPA, assurant l'enlèvement par cette dernière de la totalité de l'électricité produite par ces centrales solaires.

Deuxièmement, les producteurs privés actifs dans le marché libre encadré par la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables. A fin 2023, trois sociétés sont actives sur ce marché, à savoir Nareva holding, Acwa Power, et InnoVent.

Troisièmement, les auto-producteurs en vertu de la loi n°16-08 sur l'autoproduction. Les autoproducteurs sont notamment des industriels qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins énergétiques. Cette possibilité est surtout exploitée par les industries énergivores, telles que l'industrie cimentière.

Jusqu'à présent, deux projets d'autoproduction ont été développés au Maroc, dont un parc éolien de 32 MW appartenant à la société LafargeHolcim et un autre d'une capacité de 5 MW réalisé par la société Ciments du Maroc. À noter qu'un projet solaire appartenant à l'OCP, d'une capacité de 301 MW, est en cours de finalisation.

S'agissant des acteurs privés du segment de la distribution, ils sont au nombre de trois, tous contrôlés par un groupe étranger, et sont liés avec les Communes concernées par des contrats de gestion déléguée. Il s'agit des sociétés Lydec, Redal et Amendis opérant respectivement dans les villes de Casablanca, Rabat, Tanger.

¹⁵ TAQA Morocco est cotée à la Bourse de Casablanca depuis 2013.

À rappeler que les 4 contrats relatifs à la distribution ont été conclus avant l'entrée en vigueur, en 2006, de la loi n°54-05 relative à la gestion déléguée des services publics.

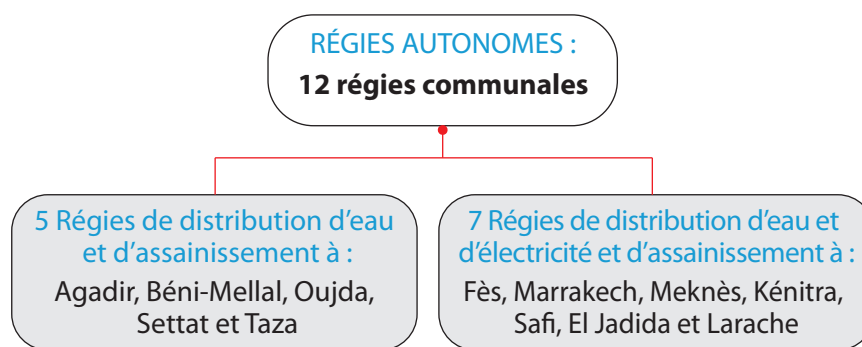
- Lydec a signé le 1er contrat de gestion déléguée en 1997 pour une durée de 30 ans (1997-2027) avec un mode d'attribution de gré à gré. Ce contrat couvre 14 Communes, dont Casablanca, Mohammedia, Ain Harrouda ;
- Redal, dont le contrat a été réalisé de gré à gré et signé en 1999 pour une durée de 30 ans (1999-2028) et concerne 14 Communes, dont Rabat, Salé et Temara ;
- Amendis dispose de 2 contrats séparés, un 1er avec la Commune de Tanger et un 2^{ème} avec la Commune de Tétouan. Ces contrats sont entrés en vigueur en 2002 pour une durée de 25 ans, après le lancement d'un appel d'offres international.

• **Régies autonomes intercommunales**

Les régies autonomes de distribution d'eau et d'électricité sont des établissements publics à caractère industriel et commercial, dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière, créées par les Communes et leurs groupements. Elles ont été instituées en vertu du décret n°2-64-394 du 22 Joumada I 1384 (29 septembre 1964) relatif aux régies communales.

À fin 2023, notre pays compte douze régies communales : dotés de la personnalité civile et de l'autonomie financière

- Cinq régies de distribution d'eau et d'assainissement : RAMSA (Agadir) RADEEO (Oujda), RADEET (Tadla), RADEEC (Chaouia) et RADEETA (Taza) ;
- Sept régies de distribution d'eau, d'électricité et d'assainissement : RADEEF (Fès), RADEEMA (Marrakech), RADEM (Meknès), RAK (Kénitra), RADEEJ (El Jadida), RADEES (Safi), et RADEEL (Larache).



Il convient de préciser que les Régies sont administrées par des conseils d'administration et sont soumises au contrôle de deux ministères. D'un côté, le ministère de l'Intérieur qui exerce, en tant que tutelle sur les collectivités territoriales, un contrôle préalable sur certains actes de gestion, conformément au décret n° 2-64-394 du 29 septembre 1964 relatif aux Régies Communales et, de l'autre côté, le ministère de l'Économie et des Finances qui exerce le contrôle financier de l'État en vertu de la loi n°69-00 relative au contrôle financier de l'État sur les entreprises publiques et autres organismes (B.O. du 18 décembre 2003).

IV. Cadre légal et réglementaire régissant le secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité est régi par plusieurs textes législatifs et réglementaires encadrant les différents maillons de sa chaîne de valeur, à savoir la production, le transport et la distribution. S'y ajoutent également les textes concernant la régulation et l'encadrement du secteur.

En effet, ce cadre juridique est composé d'un ensemble de textes divers, tels que les lois sur l'ONEE, les lois sur les énergies renouvelables, les lois sur l'efficacité énergétique, et la loi organique des Communes n°113-14, en ce qui concerne le volet de la distribution.

Pour ce qui est de l'ONEE, le texte réglementaire de base précisant les missions et le champ d'intervention de l'Office remonte à 1963. Il s'agit du Dahir n° 1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office National de l'Électricité (ONE) qui lui confère le monopole de la production et du transport de l'énergie électrique.

Cette loi a connu au fil des années plusieurs amendements, dont celui de 1994, avec l'adoption du Décret-loi n°2-94-503 du 23 septembre 1994 modifiant le dahir n° 1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office national de l'électricité. Ce Décret-loi a permis la participation du privé dans la production de l'électricité.

En effet, ce texte autorise l'Office à passer des contrats avec des opérateurs privés pour la production concessionnelle d'électricité pour des puissances supérieures à 10 MW, tout en restant l'acheteur unique de toute cette production.

Aussi, le Dahir n° 1-02-01 du 29 janvier 2002 portant promulgation de la loi n° 28-01 modifiant et complétant le dahir n°1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office national de l'électricité, a autorisé l'Office à prendre des participations dans des sociétés, aussi bien au Maroc qu'à l'étranger, œuvrant dans les mêmes domaines de ses activités.

À signaler également que le Dahir n°1-11-160 du 29 septembre 2011 portant promulgation de la loi n°40-09 relative à l'Office national de l'électricité et de l'eau potable, a abouti au regroupement de l'ONE et de l'ONEP.

Quant au volet relatif au segment de la distribution de l'électricité, trois principaux textes réglementaires peuvent être mentionnés dans ce cadre.

D'abord, l'arrêté du Premier ministre n°3-127-97 du 25 juillet 1997 réglementant les tarifs de l'électricité et de l'eau potable à la distribution, ainsi que de l'assainissement liquide dans l'agglomération urbaine de Casablanca et certaines autres communes. Cet arrêté a permis d'appliquer une modulation des tarifs au niveau de cette région concernée par la première opération de gestion déléguée de la distribution d'électricité, confiée à la société Lydec.

Ensuite, la loi n°54-05 qui a permis la mise en place du cadre légal définissant les modalités de la contractualisation et assurant l'encadrement institutionnel de la délégation de divers services publics par les collectivités territoriales.

Cette loi a introduit surtout l'obligation de faire appel à la concurrence, l'obligation du respect des impératifs du service public (égalité des usagers, continuité du service) et la possibilité du recours à l'arbitrage international en cas de litiges.

À cela s'ajoute le décret n°2-64-394 (septembre 1964) relatif aux Régies Communales.

En février 2023, il y a eu l'adoption de la loi n°83-21 relatif à la création des Sociétés Régionales Multiservices. Selon sa note d'accompagnement, cette loi s'inscrit dans le cadre du processus de la régionalisation avancée, porté par notre pays, et vise à remédier aux difficultés résultant de la multiplicité des acteurs impliqués dans la gestion de certains services publics, dont la distribution de l'électricité, et ce, moyennant le regroupement au niveau de chaque région de l'activité de distribution d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide entre les mains d'une seule entité (SRM).

S'agissant du cadre réglementaire applicable au développement d'un marché libre des énergies renouvelables, il repose fondamentalement sur des lois promulguées dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie énergétique nationale lancée en 2009.

La première est la loi n°13-09 du 11 février 2010 relative aux énergies renouvelables, qui donne droit à l'exploitant privé de produire de l'électricité d'origine renouvelable pour le compte d'un consommateur raccordé au réseau électrique national de THT-HT.

Cette loi a introduit les quatre principales dispositions suivantes : la création d'un marché libre de l'électricité à partir de sources renouvelables, destiné aux usagers au niveau national, et pouvant même donner lieu à l'exportation de l'énergie électrique produite dans le cadre de ce marché.

À noter que la loi n°13-09 consacre également l'ouverture de ce marché aux clients raccordés à la MT, dont les conditions et les modalités d'accès n'ont été précisées qu'en 2015 avec la publication du décret n° 2-15-772 de 28 octobre 2015 sur l'accès aux réseaux MT, et ne sont devenues réellement applicables qu'en 2022 après la publication du dernier arrêté conjoint n°3851-21 des ministres chargés de l'énergie et de l'intérieur (06 janvier 2022) fixant la trajectoire d'enveloppes d'injection de l'électricité de source renouvelable dans les réseaux MT pour la période 2022-2031 ;

Plus tard, loi n° 58-15, modifiant et complétant la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables promulguée par le Dahir n° 1-16-3 du 12 janvier 2016, a été adoptée.

Cette loi a ouvert la possibilité au privé d'accéder au réseau de la BT, qui n'était pas prévu jusqu'à cette date par la loi n°13-09, et a donné à ce dernier la possibilité de vendre l'excédent de sa production au gestionnaire du réseau électrique concerné, dans la limite de 20%.

Il a été également procédé en février 2023 à l'adoption de la loi n°40-19 modifiant et complétant la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables et la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'ANRE.

Les changements apportés par la loi n°40-19 concernent surtout les aspects suivants:

Premièrement, la suppression de l'exigence de la carte solaire pour les projets de production d'énergie électrique à partir de source d'énergie solaire.

Deuxièmement, la précision des conditions commerciales de rachat de l'excédent de l'électricité renouvelable produite, qui seront désormais fixées par l'ANRE, après avis du GRT, pour les installations raccordées à la THT et HT, et du gestionnaire du réseau de distribution concerné, pour les installations MT et la BT.

Troisièmement, l'exigence d'une capacité d'accueil suffisante, qui est définie comme étant la quantité maximale de puissance installée à partir d'énergies renouvelables toutes puissances confondues, que le réseau peut accueillir sans contrainte de gestion des moyens de production. Cette capacité sera fixée et actualisée par le gestionnaire du réseau électrique national de transport et approuvée et publiée annuellement par l'ANRE.

Quatrièmement, l'intégration de la notion de «services système» qui consiste en un ensemble de services permettant au GRT de préserver la fréquence, la tension et les échanges avec les pays voisins, ainsi que la gestion de l'intermittence des énergies de sources renouvelables raccordées aux réseaux électriques de THT, HT, MT et BT. Les opérateurs privés devront participer à cette stabilité du réseau, via le paiement d'un timbre de services système qui s'ajoutera au timbre transport.

Les dispositions de cette loi sont entrées en vigueur le 10 février 2023 et ses textes d'application devront être publiés, dans un délai de 4 ans à compter de cette date.

En ce qui concerne le volet relatif à l'autoproduction, les principaux textes législatifs adoptés sont:

- le Dahir n° 1-08-97 du 20 octobre 2008 portant promulgation de la loi n°16-08 modifiant et complétant le dahir n° 1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'ONE, qui est la première loi sur l'autoproduction autorisant les sites industriels à produire leur propre électricité, à condition que la puissance de production n'excède pas 50 MW¹⁶. L'ex-ONE a lancé, en 2006 un programme baptisé EnergiPro qui donne aux clients grands comptes de l'Office l'opportunité de produire de l'électricité pour couvrir leurs besoins avec la possibilité de transporter l'énergie produite du site de production vers le site de consommation, et d'acheter l'excédent de l'énergie non consommée ;
- le Dahir n°1-15-77 du 1^{er} juillet 2015 portant promulgation de la loi n°54-14 modifiant et complétant l'article 2 du dahir n° 1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'Office national de l'électricité et l'article 5 de la loi n° 40-09 relative à l'Office national

¹⁶ Le décret-loi de 1994 stipulait implicitement que l'autoproduction est possible pour les puissances de production inférieures à 10MW.

de l'électricité et de l'eau potable, qui accorde l'accès au réseau de transport aux grands auto-producteurs disposant d'une puissance de production supérieure à 300 MW ;

- le Dahir n°1.23.21 du 10 février 2023 portant promulgation de la loi n°82-21 relatif à l'autoproduction de l'énergie électrique, qui vise à encadrer l'activité d'autoproduction d'énergie électrique à des fins d'autoconsommation, quelles que soient la source de production, la nature du réseau (y compris MT et BT) et la capacité de l'installation utilisée, tout en assurant la sécurité et la sûreté du réseau électrique national, et en respectant les principes de transparence et de non-discrimination entre toutes les parties prenantes.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en place d'un cadre national de régulation, le législateur a adopté la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité (ANRE), promulguée par le Dahir n° 1-16-60 du 24 mai 2016.

Cette loi a permis la création du régulateur de l'électricité national et a précisé les principes de la régulation, notamment ceux régissant la gestion du réseau électrique national de transport et la gestion des réseaux électriques de la MT, dont les principes d'accès ont déjà été annoncés dans la loi n°13-09 précitée.

Cette loi vise à veiller au bon fonctionnement du marché libre de l'électricité et réguler l'accès des auto-producteurs au réseau de transport national ayant droit d'y accéder.

D'autres textes réglementaires ont vu le jour concernant, d'une part, la création de nouvelles institutions pour accompagner l'opérationnalisation de la stratégie énergétique nationale et, d'autre part, le volet de la mise en œuvre de la politique de l'État en matière d'efficacité énergétique :

- le Dahir n° 1-10-18 du 11 février 2010 portant promulgation de la loi n°57-09 portant création de la société « Moroccan Agency For Solar Energy » et définissant son périmètre d'intervention et ses prérogatives ;

- le Dahir n° 1-16-132 du 25 août 2016 portant promulgation de la loi n°37-16 modifiant et complétant la loi n°57-09 portant création de la société « Moroccan Agency For Solar Energy », qui a étendu, selon son article 2, le périmètre d'intervention de l'agence pour englober l'ensemble des installations d'énergie renouvelable au Maroc, à l'exception des stations de transfert d'énergie par pompage, des installations de production d'électricité destinées à la pointe et à la stabilité du système électrique national et des installations de production d'électricité de sources d'énergies renouvelables régies par les dispositions de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables ;

- le Dahir n° 1-16-134 du 25 août 2016 portant promulgation de la loi n°39-16 portant modification de la loi n°16-09 relative à l'Agence nationale pour le développement des

énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, dont sa principale mission, selon cette loi, est de mettre en œuvre les plans d'action de la politique gouvernementale en matière d'efficacité énergétique ;

- le Dahir n° 1-11-161 du 29 septembre 2011 portant promulgation de la loi n° 47-09 relative à l'efficacité énergétique considérée, par cette loi, comme une quatrième énergie après les énergies fossiles, les énergies renouvelables, et les énergies nucléaires.

V. Structure du marché de l'électricité

Afin de répondre aux besoins du pays en électricité, le Maroc dispose d'une diversité d'acteurs publics et privés opérant dans différents segments d'activité (planification, production, transport et distribution).

Ainsi, il sera procédé à l'analyse de la cartographie du marché de l'électricité au Maroc sous le prisme de ces différents segments d'activités.

Rappelons, tout d'abord, que depuis sa création, l'ONEE a été investi de la mission de planification pour garantir l'approvisionnement en électricité à l'échelle nationale.

Le processus de planification consiste en la mise en place de programmes d'équipement et de plans de développement à moyen et long terme qui portent, en particulier, sur la définition des investissements en moyens de production et en infrastructures de réseau, en fonction de l'évolution de l'offre et de la demande.

Il y a lieu de noter à cet égard que le dernier programme d'équipement de l'Office pour la période 2019-2023 a prévu une enveloppe d'investissement de 51,6 MMDH dont 26,1 MMDH pour l'activité électricité.

A. L'offre en énergie électrique

L'offre du marché national de l'électricité est composée de la production locale et, en cas de besoins, des importations réalisées à travers les différentes interconnexions dont dispose notre pays, fondamentalement avec le réseau électrique espagnol.

Les importations et les exportations feront l'objet d'une analyse séparée dans le point (III) qui sera consacrée aux volets relatifs aux interconnexions.

1. Modes de production existants

En ce qui concerne la production nationale, elle est couverte par cinq modes de production différents : la production de l'ONEE ; la production concessionnelle assurée par les producteurs privés IPP dans le cadre de contrats PPA conclus avec l'ONEE ; la production portée par les acteurs privés dans le cadre de contrats conclus avec MASEN ; la production des acteurs privés dans le cadre de la loi n°13-09 (le marché libre), et l'énergie électrique générée dans le cadre de l'autoproduction.

Avant d'analyser les données chiffrées du secteur selon le mode de production utilisé, il s'avère opportun d'exposer quelques éléments précisant le mode de la production concessionnelle, qui est la plus prépondérante dans la production globale nationale.

En effet, il s'agit d'un mode production introduit au Maroc en 1994, suite à l'approbation du Décret-loi du 23 septembre 1994 qui a autorisé l'ex-ONE à solliciter l'intervention des opérateurs privés après appel à la concurrence internationale.

Le recours au mode de production concessionnelle à cette époque trouve son origine dans la volonté de l'État de mobiliser les financements du secteur privé afin de réduire le poids des investissements publics et de les concentrer plutôt sur le segment du transport d'électricité et sur le Programme d'Électrification Rurale Global (PERG).

À cet égard, il convient d'indiquer que le coût de l'énergie électrique produite et les spécifications techniques sont déterminées par des contrats liant l'ONEE et les concessionnaires privés, et que l'Office demeure l'acheteur unique de toute l'énergie produite par ces producteurs privés. Précisément, le producteur privé conçoit, finance, construit, met en service, exploite et maintient la centrale pendant toute la durée du contrat, et ce, moyennant deux schémas d'investissement distincts.

Un premier mode dit Build-Operate-Transfer « BOT » (Construction, exploitation et transfert), qui consiste au transfert de la propriété des installations par le producteur privé à l'ONEE dès leur mise en service. En échange, l'Office confère au concessionnaire privé, durant toute la période du contrat, le droit de jouissance des centrales lui permettant d'en tirer les profits économiques. Ce modèle est celui, par exemple, retenu dans le cas des premières unités de la centrale de Jorf Lasfar¹⁷.

Un deuxième mode dit Build-Own-Operate-Transfer « BOOT » (Construction, possession, exploitation et transfert), qui précise que le transfert de la propriété des centrales à l'ONEE intervient à la fin du contrat de concession. La centrale thermique de Safi (SAFIEC) et le projet éolien Tarfaya Energy Company (TAREC), entre autres, ont été développés selon ce schéma.

À préciser que quel que soit le schéma d'investissement arrêté, les contrats PPA requièrent, d'un côté, un engagement Take or Pay de l'ONEE et, de l'autre côté, une garantie de la dette de financement donnée par l'État

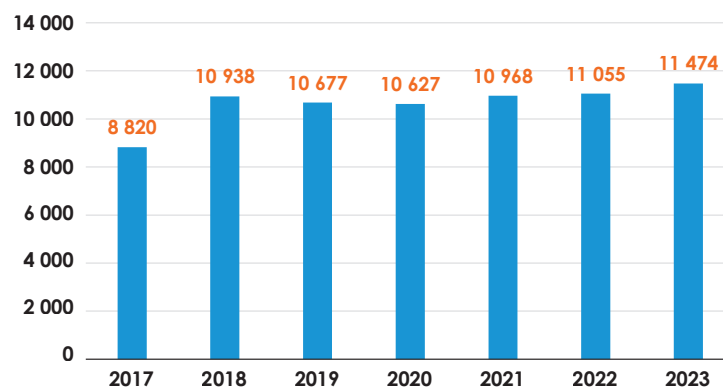
2. Évolution de la capacité installée

À fin 2023, le Maroc dispose d'une capacité globale installée, toutes filières confondues, qui s'élève à 11 474 MW, contre 8820 MW en 2017, soit une progression de 30%, ce qui

¹⁷ Les unités 5 et 6 ont été développées selon le mode BOOT.

représente un accroissement annuel moyen de 5%. Au cours des dix dernières années, la puissance totale installée du parc de production électrique a connu une évolution manifeste atteignant 71%, vu qu'elle n'était que de 6 677 MW en 2012.

Figure 1 : Évolution de la capacité totale installée pour la période 2017-2023 (en MW)



Source : Établi à partir des données communiquées par l'ONEE

Il ressort de ce graphique que la capacité la plus importante réalisée entre deux années successives remonte à la période 2017-2018, avec une capacité additionnelle de 2 118 MW. Cette évolution s'explique essentiellement par l'entrée en service de la centrale thermique de Safi dotée d'une capacité de 1 386 MW et des centrales solaires Noor II, III et IV totalisant une capacité de 422 MW.

Entre 2018 et 2019, la capacité installée est passée de 10 938 MW à 10 677 MW, enregistrant ainsi, une baisse de 261 MW.

La répartition de la capacité installée (2023) par producteur, se présente comme suit :

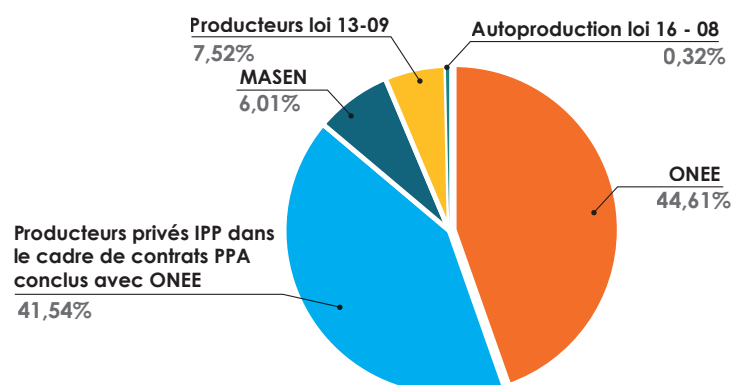
Tableau 1: Répartition de la capacité installée par producteur (MW)

Producteur	Puissance en MW	En % du total
ONEE ¹⁸	5 118	44,61%
Producteurs privés IPP dans le cadre de contrats PPA conclus avec ONEE	4 766	41,54%
Producteurs (loi n°13-09)	863	7,52%
MASEN	690	6,01%
Autoproduction (loi n°16-08)	37	0,32%
Total	11 474	100%

Source : Établi à partir des données communiquées par l'ONEE

¹⁸ Hors transfert à MASEN des centrales solaires et hydraulique de l'ONEE d'une puissance installée de 1215 MW.

Figure 2 : Répartition de la capacité installée selon le type de producteur (2023)



Source : Fait à partir des informations communiquées par le Ministère de l'Intérieur

Avec près de 44,6% de la capacité totale installée, l'ONEE arrive en tête de peloton, suivi des producteurs privés opérant dans le cadre de contrats PPA conclus avec l'Office, qui possèdent eux environ 41,5% de cette capacité. Quant à la part des producteurs actifs dans le cadre de la loi n°13-09, elle est de l'ordre de 7,5%, et celle de MASEN de 6%.

La contribution de l'autoproduction demeure marginale, en étant inférieure à 1% (0,3%).

Concernant la catégorie des opérateurs privés, la société Nareva dispose à fin 2022 d'un portefeuille d'actifs total qui s'élève à environ 3 500 MW¹⁹ dont 1 390 MW de la centrale à charbon de Safi (SAFIEC).

Avec ses 2 056 MW de capacité installée, Taqa Morocco est le 2^{ème} opérateur au Maroc en termes de capacité installée. Pour ce qui est des projets en opération, les deux sociétés représentent, à elles seules, plus de 40% de la puissance totale installée.

En ce qui concerne la ventilation de la puissance installée selon la source d'énergie utilisée, le tableau ci-après illustre la répartition de la puissance électrique installée au Maroc durant les cinq dernières années par source d'énergie :

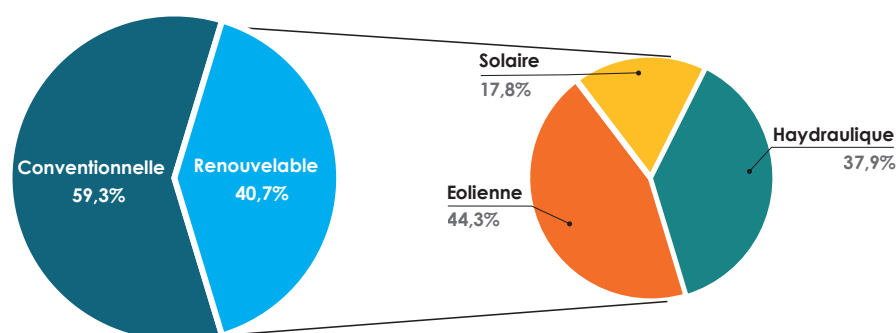
Tableau 2: Évolution de la capacité installée par source d'énergie (MW)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Thermique	5 851	7 237	6 976	6 676	6 901	6 901	6802
Hydraulique	1 770	1 770	1 770	1 770	1 770	1 770	1770
Éolienne	1 018	1 220	1 220	1 430	1 466	1 553	2 071
Solaire	181	711	711	751	831	831	831
Total	8 820	10 938	10 677	10 627	10 968	11 055	11474
Capacité EnR	2 969	3 701	3 701	3 951	4 067	4 154	4672
Part des EnR	33,7%	33,8%	34,7%	37,2%	37,1%	37,6%	40,7%

Source : ONEE

¹⁹ Si on intègre les projets en construction et en développement final.

Figure 3 : Répartition de la capacité installée de l'électricité par sources d'énergie (2023)



Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

La capacité installée thermique est la plus dominante avec une proportion de 59,3%, et ce, en comparaison avec la puissance relative aux installations des renouvelables.

À fin 2023, la capacité installée de ces dernières a atteint 4 672 MW sur une capacité totale de 11 474 MW, ce qui représente une part de 40,7% du mix énergétique de notre pays, dont l'éolienne détient une quote-part de 44,3%, l'hydraulique 37,9%²⁰ et le solaire 17,8%. Pour rappel, l'objectif fixé dans le cadre de la stratégie énergétique nationale est d'arriver à 52% en 2030.

À titre de comparaison, les chiffres de l'Agence internationale des énergies renouvelables montrent que la capacité totale installée en EnR à fin 2022 a atteint 3 300 GW au niveau mondial, 708 GW au niveau européen et 58 GW au niveau africain.

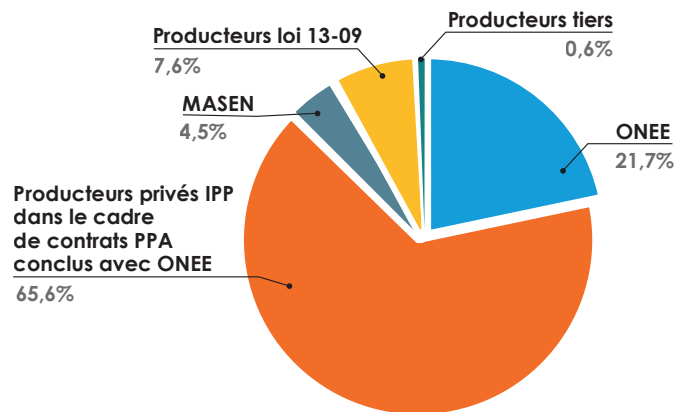
3. Évolution de la production nationale

Au terme de l'année 2023, la production nationale en énergie électrique totale s'est établie à 42 870 GWh, en légère progression de près de 2,4% par rapport à 2022 (41 890 GWh), dont 9 204 GWh provenant des centrales ONEE, soit environ 21,7%, et le reste (79,5%) est assurée par des opérateurs privés.

Dans le détail, la production d'électricité au Maroc en 2023 est en grande partie couverte par les producteurs privés IPP, actifs dans le cadre de contrats PPA conclus avec l'ONEE avec plus de 65,6% de l'électricité produite. La production assurée par l'ONEE représente près de 21,7 %, celle des producteurs privés actifs dans le cadre du marché encadré par la loi n°13-09 constitue 7,6%, et la production de MASEN constitue environ 4,5%. Le reste de la production est assuré par des producteurs tiers (0,6%).

²⁰ Y compris les stations de transfert de l'énergie par pompage (STEP).

Figure 4 : Répartition de la production de l'électricité par opérateur (2023)



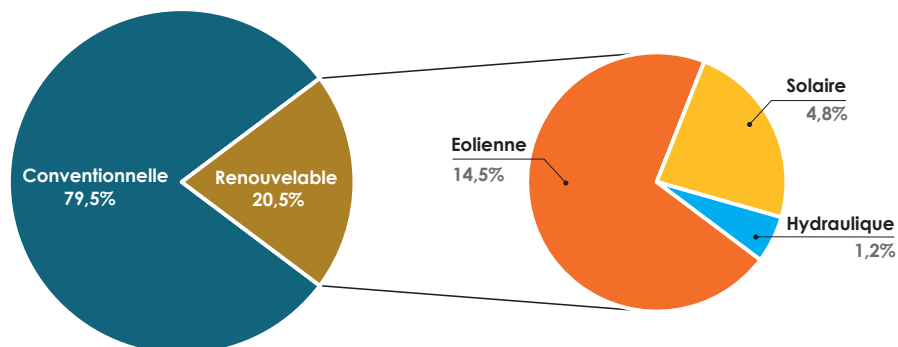
Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

Cette production est assurée, comme le montre le graphique ci-dessous, à hauteur de 79,5%, par les sources conventionnelle (thermique) et 20,5% de sources renouvelables (contre environ 17,5% en 2022 et 19,5% en 2021).

À ce sujet, il importe de signaler que malgré l'arrêt des centrales de Ain Bni Mathar (capacité de 450 MW) et celle de Tahaddart (384 MW) entre novembre 2021 et juin 2022, en raison de la fermeture du gazoduc Maghreb-Europe, l'ONEE a pu garantir la continuité du service d'approvisionnement d'électricité, et ce, en recourant à l'activation des deux leviers suivants : d'abord, le redémarrage de certaines centrales à fuel auparavant déclassées, telles que l'unité de Mohammedia (capacité de 300 MW), et, ensuite, le recours aux importations provenant du marché espagnol.

En 2023, la majeure partie de la contribution des sources renouvelables provient de la source éolienne avec un poids de près de 14,5% (71% du total des énergies renouvelables), suivie de la source solaire qui a contribué avec une part d'environ 4,8% (23% du total des énergies renouvelables). La source hydraulique a quant à elle représenté presque 1,2% de la production électrique nationale (6% du total des énergies renouvelables).

Figure 5 : Répartition de la production de l'électricité selon la source d'énergie (2023)



Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

La baisse de la part de la production à partir de sources renouvelables en 2022 par rapport à 2021 (17,5% vs 19,5%) s'explique par deux considérations : primo, la diminution de l'électricité produite à partir de source hydraulique (-451 GWh), à cause du faible remplissage des barrages hydroélectriques ; secundo, le recul de la contribution de la source solaire, en raison de la diminution de la production des centrales solaires de Ouarzazate, dont la production est passée de 1 667 GWh en 2021 à 1 230 GWh en 2022.

À titre de benchmarking, et selon les données du rapport « Electricity Global Review 2023 », réalisé par l'institut Ember spécialisé dans le secteur énergétique, la part des sources d'électricité renouvelables au niveau mondial à fin 2022 a atteint 12%, contre tout juste 2%, 12 ans auparavant.

Le Costa Rica est le leader dans ce domaine et il est arrivé à produire l'intégralité de son électricité à partir d'énergies renouvelables. L'Union européenne affiche une contribution qui s'élève à près de 22%. L'électricité consommée au Portugal vient à près 60% des énergies renouvelables. L'Espagne enregistre plus de 50%

Au niveau du continent africain, le Maroc occupe la 2ème place avec près de 17,5% à fin 2022 (20,5% en 2023), derrière la Namibie (25%) et devant le Kenya, dont la production énergétique à partir de l'éolien et du solaire est de 16%. Il dépasse ainsi la moyenne mondiale (12%). À préciser que le Maroc détient cette place bien qu'au cours des deux dernières années, il n'y ait aucune réalisation de projets éolien ou solaire, mise à part la capacité additionnelle de 87 MW en éolienne, suite à l'aboutissement de la phase 1 du parc de Taza.

S'agissant des pays de l'Amérique du Nord, les États-Unis enregistrent 15% et le Canada satisfait 7% de ses besoins en électricité à partir de sources renouvelables, hors l'hydraulique qui demeure la source la plus importante dans la production de l'électricité dans ce pays.

À rappeler au final que, les énergies renouvelables sont des énergies par défaut intermittentes²¹, c'est-à-dire qu'à capacité constante, la production de l'électricité à partir de ces sources d'énergie n'est pas stable et subit de fortes fluctuations d'une année à l'autre, du fait qu'elles sont fortement dépendantes des différents facteurs relatifs à sa source, en l'occurrence des aléas climatiques (soleil pour le photovoltaïque, vent pour l'éolienne et les précipitations pour l'hydroélectrique).

B. Demande en énergie électrique

La demande en énergie électrique est constituée de deux composantes. Premièrement, la consommation nationale, matérialisée par l'énergie appelée et les ventes d'électricité réalisées par l'ONEE. Deuxièmement, les exportations réalisées via les différentes interconnexions disponibles.

²¹ Une énergie intermittente est une énergie dont la production est variable, vu que sa source n'est pas disponible en permanence.

1. Évolution de la consommation nationale

À titre préalable, il est utile de signaler que pour mesurer le niveau de consommation d'électricité, deux indicateurs sont utilisés : d'une part, l'énergie électrique nette appelée et, d'autre part, les ventes d'énergie réalisées annuellement par l'ONEE.

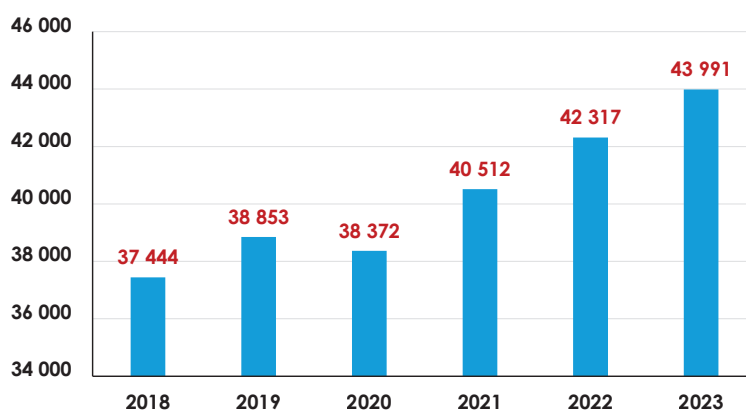
En ce qui concerne l'énergie nette appelée, il s'agit d'un paramètre qui représente la consommation finale des clients, majorée des pertes du réseau électrique de transport et de distribution, qui correspondent généralement à l'énergie dissipée sous forme de chaleur. Ce qui signifie que l'écart entre l'électricité appelée est la consommation finale dépend surtout de l'évolution des taux de rendements tout au long de l'acheminement de l'énergie électrique appelée à travers les réseaux de transport et de distribution.

En 2023, l'électricité nette appelée a atteint près de 43,9 TWh pour un niveau de ventes de 34,3 TWh, ce qui donne un taux de rendement global d'environ 78%.

Durant les cinq dernières années, et à l'exception de l'année 2020 qui a enregistré une baisse de la demande de l'énergie électrique, en raison du contexte de la crise sanitaire relative au Covid-19 qui a causé l'arrêt d'une bonne partie de l'activité économique nationale, l'énergie nette appelée d'électricité s'est inscrite, comme le précise le graphique ci-après, dans une tendance haussière de près de 3%²² en moyenne annuelle, passant ainsi de 37 444 GWh en 2018 à 43 991 GWh en 2023.

L'analyse des chiffres de l'année 2023 fait apparaître que l'énergie électrique appelée était de 43 991 GWh, contre 42 317 GWh en 2022, soit un accroissement de 4%.

Figure 6 : Évolution de l'énergie nette appelée entre 2018 et 2023 (en GWh)



Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

L'augmentation presque régulière de la demande nationale trouve ses explications essentiellement, dans le dynamisme de l'économie nationale, la politique de déploiement des grands projets d'infrastructure, et aussi dans l'augmentation de l'urbanisation, l'amélioration

²² Le taux de croissance annuel moyen de la demande nationale en énergie électrique entre 2009 et 2022 est de près de 4,12%.

du niveau de vie et la politique volontariste de l'État qui s'est traduite par la quasi généralisation de l'électrification rurale (taux d'électrification rural de 99,86%).

Par ailleurs, il convient de relever que l'énergie nette appelée dépasse le niveau de la production nationale d'électricité constituant un ratio de plus de 102%. L'énergie nette appelée en 2023 était de l'ordre de 43 991 GWh, tandis que la production nationale d'électricité n'était que d'environ 42 870 GWh.

Ceci signifie que la production d'électricité au Maroc en cette année n'a pas suffi à garantir les besoins de la demande nationale, qui est donc satisfaite en partie par le recours aux importations. L'autre marqueur qui permet de mesurer la consommation est celui des ventes d'énergie réalisées annuellement par l'ONEE. La pertinence de cet indicateur réside dans le fait qu'il permet d'éliminer au moins, la surestimation relative aux pertes engendrées dans le réseau de transport de l'ONEE²³. Ceci veut dire que les ventes correspondent in fine à l'énergie réellement livrée - c'est-à-dire consommée - aux différents clients de l'Office (Clients directs (THT-HT), clients MT, clients BT et les distributeurs). Pour nuancer, ces ventes ne tiennent pas compte des taux de rendement dans les réseaux des distributeurs.

À ce sujet, l'analyse des données sur les ventes d'électricité de l'ONEE au cours des cinq dernières années, comme le récapitule le graphique ci-dessous, permet de relever deux grandes périodes distinctes :

- Une première période allant de 2018 à 2020, caractérisée dans l'ensemble par de légères baisses dans l'évolution des ventes d'électricité avec, toutefois, quelques fluctuations. En effet, les livraisons d'électricité par l'ONEE sont passées de 30 737 GWh en 2018 (-2%) à 30 836 GWh en 2019 (+0,3%), puis à 30 284 GWh en 2020, enregistrant ainsi une baisse de -1,8% par rapport à 2019. Cette tendance est attribuable, en particulier, au contexte de la crise sanitaire de Covid-19 qui a fortement impacté notre économie, et qui s'est manifesté par l'arrêt total ou partiel de l'activité dans plusieurs secteurs économiques.
- Une deuxième période couvrant les années de 2021 à 2023, marquée par deux hausses significatives. En 2021, les ventes d'électricité ont augmenté de 5,5% pour atteindre 31 951 GWh. Ensuite, ces ventes ont continué sur leur trend haussier en 2022 avec une croissance de 4,7% (33 437 GWh), grâce à la reprise économique post-Covid. En 2023, les ventes de l'électricité ont atteint 34 312 GWh, soit une croissance de 2,5% par rapport à 2022.

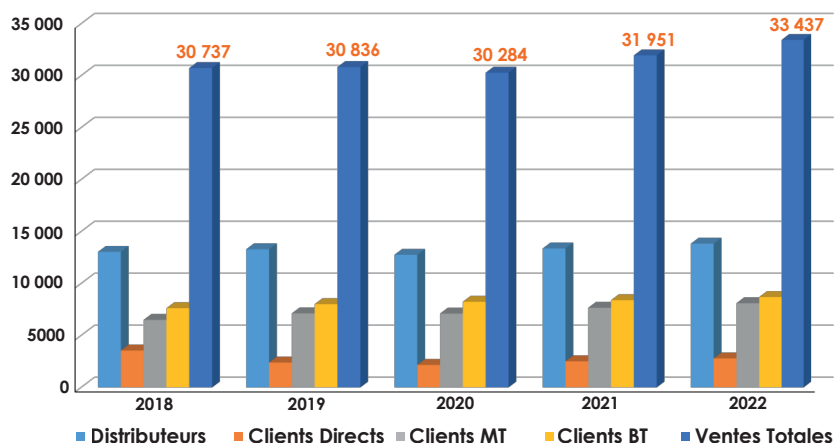
2. Évolution et répartition des ventes par catégorie de clients

En termes de répartition des ventes d'électricité par l'ONEE par typologie de clients durant la période 2018-2022 (les données de 2023 ne sont pas encore disponibles), la part des

²³ Ventes de l'ONEE = Énergie appelée-pertes des réseaux de transport et de distribution.

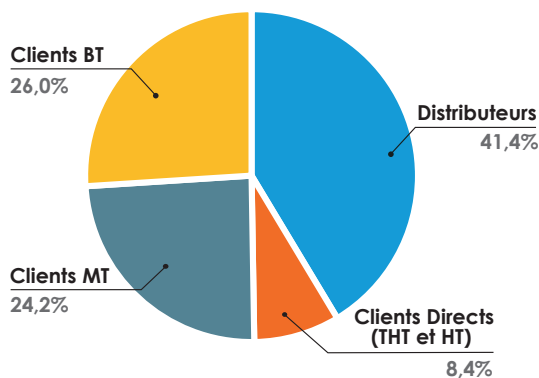
distributeurs (régies communales et sociétés de gestion déléguée) est la plus prépondérante en comparaison avec les autres clients, bien qu'elle ait reculé au cours de cette période (de 42,5% à 41,4%). Les clients MT et BT représentent respectivement 24,2% et 26% de ces ventes. Les deux catégories, prises ensemble, pèsent plus de la moitié des ventes d'électricité de l'ONEE au Maroc.

Figure 7 : Évolution des ventes d'énergie électrique entre 2018 et 2022 (en GWh)



Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

Figure 8 : Répartition des volumes des ventes de l'ONEE par type des clients (2018-2022)



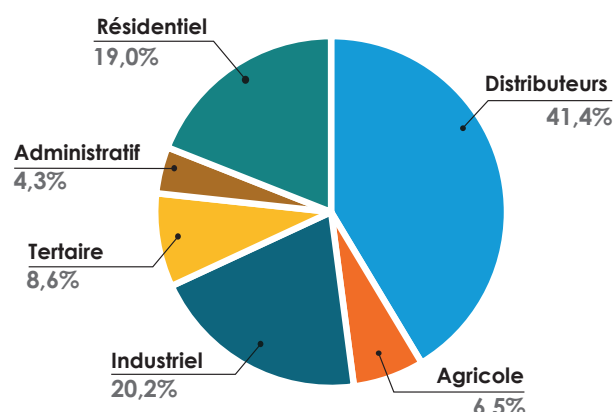
Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

3. Évolution et répartition des ventes par type d'activités

S'agissant de la ventilation des ventes par catégorie d'activités, telles qu'elles sont classées par l'ONEE, il ressort de l'analyse des données de 2022 que les distributeurs occupent la 1^{ère} place avec environ 41,4% du total des ventes.

Si on exclut les distributeurs, il apparaît que les catégories industriel et résidentiel constituent les plus importantes parties des ventes directes de l'ONEE, pratiquement avec les mêmes pourcentages, soit près de 20%. Le reste est réparti entre les secteurs tertiaire (8,6%), agricole (6,5%), et administratif (4,3%).

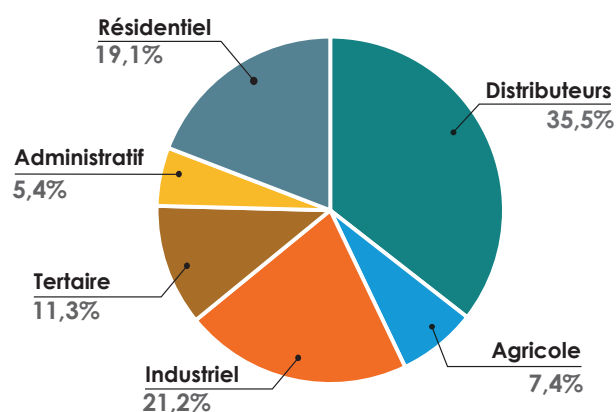
Figure 9 : Répartition des ventes en volume de l'ONEE selon l'activité (2022)



Source : Élaboré à partir des données communiquées par l'ONEE

La répartition des ventes en valeur est détaillée au niveau du graphique ci-après :

Figure 10 : Répartition des ventes en valeur de l'ONEE selon l'activité (2022)



Source : Élaboré à partir des données communiquées par l'ONEE

C. Échanges via les interconnexions

Comme évoqué précédemment, le Maroc assure presque la quasi-totalité de ses besoins en électricité par sa propre production nationale. Néanmoins, pour faire face aux situations d'insuffisance de cette production, en raison de conditions exceptionnelles, l'ONEE procède à des importations et aussi à des exportations via des interconnexions. Grâce à celles-ci, les échanges d'électricité entre pays concernés sont devenus opérationnels, et ce, dès que l'un des pays interconnectés est excédentaire et l'autre demandeur.

À ce titre, il y a lieu de préciser que la décision du recours, par l'ONEE, aux importations d'énergie électrique dépend généralement des deux critères suivants: d'une part, la nécessité impérieuse d'équilibrer entre l'offre et la demande d'énergie électrique au Maroc pour garantir la sécurité d'approvisionnement, surtout en période de pointe et, d'autre part, les opportunités offertes en termes de prix de l'électricité (arbitrage économique entre le coût du kWh importé et celui produit par les centrales de l'ONEE).

Il reste évident que lors des périodes de faibles précipitations, empêchant l'énergie hydroélectrique de jouer pleinement son rôle dans la satisfaction des besoins nationaux et dans l'effort d'équilibre entre l'offre et la demande, les échanges à travers les interconnexions deviennent cruciaux pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Le bilan des échanges (reçu-fourni) des six dernières années, via les deux interconnexions (Espagne et Algérie), montre qu'il a connu pratiquement une baisse continue d'une année à l'autre, passant de 3 374 GWh en 2018 à -928 GWh en 2019, à 232 GWh en 2020 et à -163GWh en 2021. A noter que le solde négatif signifie que les exportations ont été supérieures aux importations.

Pour ce qui est des données des années 2022 et 2023, il n'y avait pas d'échanges d'électricité avec l'Algérie et le bilan de ces derniers sur la liaison Maroc-Espagne a atteint en 2022 1 397 GWh, dont 1868 GWh des importations et 471 GWh des exportations. Quant à 2023, ils ont enregistré un niveau de 1 849,5 GWh, dont 2 311 GWh pour les importations et 461,6 GWh pour les exportations.

Le niveau des importations était supérieur à celui des exportations, en raison entre autres, de l'arrêt en 2022 des deux centrales électriques Ain Bni Mathar et Tahaddart, à cause de la cessation de l'acheminement du gaz via le gazoduc Maghreb-Europe.

Pour rappel, ces deux centrales électriques représentent une part non négligeable dans la production nationale (8,5% de l'énergie nette appelée en 2021 et plus de 9% en 2020).

Toutefois, il y a lieu de préciser que ces deux centrales ont repris leur activité normale il y a quelques mois seulement, grâce au flux inversé du gaz de l'Espagne vers les deux centrales via le gazoduc Maghreb-Europe.

D. Segment de transport

Précisons, de prime abord, que le segment de transport électrique, y compris les interconnexions avec l'étranger, est une des activités stratégiques et fondamentales du système électrique national, au sens où elle est indispensable pour acheminer l'électricité générée, depuis les sites de production jusqu'aux différents centres de consommation.

Cette activité est un monopole naturel de l'ONEE, qui dispose du rôle de gestionnaire du système au niveau national et l'Office est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau électrique national de transport.

Aussi, l'ONEE assure l'ajustement de la production à la demande, à partir du Dispatching National, y compris moyennant des arbitrages parmi les sources de production disponibles, afin de choisir celles présentant le coût le plus faible.

Le réseau de transport d'électricité est constitué de 29 105 km de lignes THT et HT en 2023, soit une légère évolution de 0,8 % par rapport à 2022 (28 863 Km) et par

rapport à 2021 (28 352 Km), suite à la mise sous tension, entre autres, du tronçon de la ligne 400kV « Bourdim-Sup ».

Outre le réseau de transport national, le système électrique de notre pays est interconnecté actuellement aux réseaux électriques espagnol et algérien, et deux autres projets d'interconnexion sont en perspective : le 1er avec la Mauritanie et le 2ème avec le Portugal, dont un mémorandum d'entente a été signé en marge de la Conférence des parties à la Convention des Nations Unies sur les changements climatiques COP28 à Dubaï.

Ces interconnexions permettent à l'ONEE de faire de l'import et de l'export dans le cadre de conventions bilatérales avec les pays concernés.

En effet, l'interconnexion avec l'Algérie est en service depuis 1988 avec deux lignes de 400 kV et deux lignes de 225 kV.

L'interconnexion avec l'Espagne a été mise en service en 1998 et offre à fin 2022 une capacité d'échange de 1400 MW, grâce à 2 lignes sous-marines de 400 kV (26 Km de long). Une troisième connexion est en cours d'étude.

Au plan réglementaire, la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité prévoit la création d'un gestionnaire du réseau électrique national de transport « GRT » qui exercera ses missions conformément à son cahier des charges. Aussi, l'article 3 de cette loi dispose que le GRT élabore, tous les cinq ans, un programme pluriannuel des investissements dans le réseau électrique national de transport et les interconnexions couvrant les cinq années à venir, en tenant compte des investissements prévus en matière de capacités de production.

Le cahier des charges est soumis par l'administration compétente à l'avis de l'ANRE et son programme pluriannuel des investissements, ainsi que toute modification qui y est apportée, sont soumis aux fins d'approbation à l'ANRE qui, en plus, assure le suivi de la réalisation de ces programmes et en rend compte dans son rapport annuel.

En ce qui concerne les ressources du GRT, la loi indique qu'elles proviennent de la perception, notamment du tarif d'utilisation du réseau électrique national de transport, du tarif d'accès aux interconnexions et des rémunérations perçues au titre des autres services rendus aux utilisateurs du réseau électrique national de transport.

À signaler que la loi n°13-09, telle que modifiée et complétée par la loi n°40-19, permet aux exploitants privés des installations de sources d'énergies renouvelables d'exporter l'électricité produite et les autorise, lorsque la capacité du réseau électrique national de transport et des interconnexions est insuffisante, de réaliser et d'utiliser, pour leur propre usage, des lignes directes de transport dans le cadre d'une convention de concession à conclure avec le GRT. Ce-dernier prévoit, entre autres, la redevance de transit à payer par le concessionnaire.

E. Segment de la distribution

Comme signalé antérieurement, la distribution connaît l'intervention d'entités publiques et aussi du secteur privé. En effet, ce segment est caractérisé par une organisation partagée, où coexiste trois modes de distribution distincts : la distribution menée directement par l'ONEE, la distribution faite par les Régies Communales et la distribution réalisée par les sociétés de gestion déléguée.

Le modèle de la gestion déléguée de la distribution a été introduit au Maroc pour la première fois en 1997, à travers le contrat confié à la LYDEC au niveau de la ville de Casablanca (1997-2027). La dernière opération effectuée dans ce cadre remonte à 2002 avec le contrat d'Amendis (2002-2027).

À ce sujet, il importe de rappeler que le cadre légal encadrant le concept de la gestion déléguée n'a été adopté qu'en 2006 avec la promulgation de la loi n° 54-05 relative à la gestion déléguée, soit 4 ans après la date de la dernière opération de concession.

En termes de répartition des parts de marché de la distribution de l'électricité, selon le type d'intervenant, il ressort, comme indiqué dans la figure ci-dessous, que le poids de l'ONEE demeure le plus prépondérant, dans le sens où l'Office a distribué en 2022 (les données de 2023 ne sont pas encore disponibles) environ 58,6% du volume total d'électricité fourni, dont 50,2% aux clients MT-BT et 8,4% pour le compte des clients THT-HT, contre 41,4 % pour les deux autres distributeurs (Régies et Sociétés Déléгатaires). Les régies ont représenté près de 14,1% et les concessionnaires ont assuré près de 27,3%.

La prédominance de la distribution directe portée par l'ONEE est due au fait que l'Office intervient principalement en milieu rural, lorsque les communes, à travers les régies et les gestionnaires délégués, n'y assurent pas ce service. Ces derniers sont présents essentiellement au niveau urbain.

Dans le détail, le nombre d'abonnés global au réseau électrique national était de l'ordre de 11 millions en 2022, dont l'ONEE détient 6,8 millions de clients (61,8%)²⁴, les gestionnaires délégués comptent 2,6 millions (23,6%) et les Régies Communales disposent de 1,6 millions de clients (14,5% du total des abonnés).

Ces distributeurs (Régies et sociétés déléгатaires) commercialisent l'électricité BT et MT, au moment où l'ONEE possède l'exclusivité de la commercialisation de l'électricité THT et HT aux Clients Grands Comptes (mise à part l'électricité produite et vendue directement par les opérateurs privés actifs dans le cadre de la loi n° 13-09).

Pour ce qui est du chiffre d'affaires réalisé par les 3 acteurs de la distribution, il s'élève à près de 64 MMDH, dont 50 MMDH effectué dans la branche Électricité, soit environ 78% du chiffre d'affaires global.

²⁴ Le nombre des clients de la branche électricité de l'ONEE est de 7,1 millions en 2023.

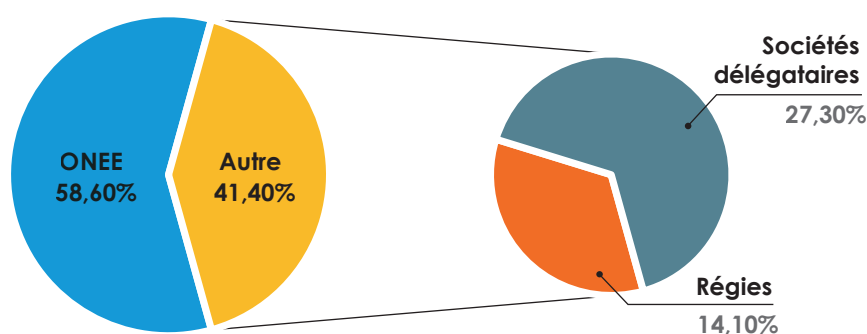
La branche électricité de l'ONEE a réalisé en 2022 un chiffre d'affaires de 34,6 MMDH, soit une part de marché de 69%. Celui réalisé par les différentes sociétés délégataires est de l'ordre de 10 MMDH (avec une part de marché de 20%). Tandis que les Régies Intercommunales ont réalisé environ 5,6 MMDH (représentant une part de marché de 11%).

Tableau 3: Ventilation du chiffre d'affaires par opérateur (global et branche électricité à fin 2022)

	Chiffre d'affaires global (MMDH)	Chiffre d'affaires de la Branche Électricité (MMDH)	Poids de la BE/chiffre d'affaires global
ONEE	41	34,6	84,4%
Gestionnaires délégués	15,2	10	65,8%
Régies	7,9	5,6	70,9%
Total	64,1	50,2	78,3%

Source : Élaboré à partir des données communiquées par l'ONEE et le Ministère de l'Intérieur

Figure 11 : Répartition des parts de marché en volume de la distribution par opérateur (2022)



Source : Élaboré à partir des données communiquées par l'ONEE

Par ailleurs, il importe de rappeler que le segment de la distribution de l'électricité fait l'objet d'une restructuration radicale du schéma actuel, dans le sens où la loi n° 83-21 relative aux sociétés régionales multi-services, qui vient d'être adoptée, vise à remplacer les opérateurs actuels de distribution (ONEE, Régies et concessionnaires) par des Sociétés Régionales Multiservices (SRM), en vue d'assurer, à l'échelle de chaque région, la mission de distribution de l'eau potable, de l'électricité et de l'assainissement liquide.

F. Système de tarification

Il faut d'abord rappeler que l'énergie électrique fait partie des produits dont le prix de vente est réglementé, conformément aux dispositions du décret n° 2-14-652 pris pour l'application de la loi n°104-12 sur la liberté des prix et de la concurrence, telle que modifiée et complétée, et ce, après avis de la Commission Interministérielle des Prix.

La Commission Interministérielle des Prix est instituée par l'article 35 du décret précité et elle est chargée de donner un avis sur les questions relatives à la réglementation des prix qui lui

sont soumises et de proposer toute mesure à cet effet. Le secrétariat de cette commission est assuré par la Direction de la Concurrence, des Prix et de la Compensation relevant du Ministère de l'Économie et des Finances.

La figure qui suit récapitule le processus de fixation des tarifs de l'électricité (l'eau et l'assainissement également), depuis l'introduction de la demande d'ajustement des tarifs par l'ONEE jusqu'à la publication de l'Arrêté ministériel au Bulletin Officiel.

Figure 12 : Processus de fixation des tarifs de l'électricité au Maroc



Source : Fait à partir des données transmises par l'ONEE

Une fois qu'une demande d'ajustement des tarifs est introduite par l'ONEE, la Commission Interministérielle des Prix procède à son examen, en effectuant une analyse approfondie de l'impact des propositions de l'ajustement, notamment en termes des trois dimensions de base suivantes : sociale, économique et financière.

Sur le plan social, l'analyse consiste à s'assurer que la modification des tarifs préserve le pouvoir d'achat des populations, surtout les ménages des tranches dites sociales.

À ce sujet, il est à préciser que l'un des aspects fondamentaux que le système tarifaire doit prendre en considération est l'équité, dimension qui est associée au concept d'accès universel au service. Cette équité se manifeste par la prise en considération, dans la prise de décision, de la capacité de paiement des couches sociales les plus pauvres en ce qui concerne les tarifs pour usage domestique (tranche sociale).

Dans ce cadre, il convient d'indiquer que le système tarifaire appliqué dans notre pays se base sur le principe de la péréquation consistant à faire payer par ceux qui en ont les moyens un tarif supérieur au prix moyen pour maintenir notamment l'accès à l'électricité des couches sociales nécessiteuses.

Concernant le facteur économique, le travail porte sur la vérification que l'ajustement tarifaire proposé garantit la compétitivité des différents secteurs économiques, vu que les tarifs de l'électricité sont des facteurs importants de la compétitivité et peuvent donc servir de soutien au tissu industriel en particulier et à l'économie nationale d'une façon générale.

Quant à la dimension relative à l'aspect financier, l'analyse consiste à vérifier si les nouveaux tarifs permettent d'atteindre un objectif d'équilibre financier pour les deux principaux intervenants du secteur, en l'occurrence l'ONEE-Branche Électricité et les différents distributeurs d'électricité. Ceci revient à vérifier si ces tarifs permettent la possibilité de recouvrer les coûts économiques de la prestation du service (sauf contrainte sociale).

Du point de vue opérationnel, les tarifs de vente de l'électricité pratiqués par l'ONEE sont fixés par Arrêté du Chef du gouvernement ou de l'autorité gouvernementale déléguée par lui à cet effet, qui détermine aussi bien les tarifs de vente aux distributeurs (Régies, sociétés délégataires, etc.) que les tarifs de vente aux consommateurs finaux de l'Office et des Régies.

Les derniers réajustements des prix de vente de l'électricité opérés au Maroc ont été définis par l'Arrêté n° 2451-14 du 21 juillet 2014, suite à la mise en place du contrat-programme conclu entre l'État et l'ONEE au titre de la période 2014-2017, qui a prévu une augmentation progressive des tarifs, répartie sur quatre ans. À noter que la tranche sociale des ménages dont la consommation mensuelle d'électricité est inférieure à 100 kWh n'était pas concernée par ces augmentations de tarifs.

Ainsi, la structure tarifaire actuelle de vente de l'électricité par l'ONEE se caractérise-t-elle par l'existence de deux catégories de tarifs, d'une part, les tarifs destinés aux clients distributeurs et, d'autre part, les tarifs appliqués aux clients finaux, c'est à dire les consommateurs.

En ce qui concerne les tarifs appliqués par l'ONEE aux clients distributeurs, ils sont fixés, tels qu'ils résultent de l'application de l'Arrêté n° 2451-14 précité (tableau ci-après), selon deux critères : la puissance souscrite (THT, HT, et MT) et les tranches horaires (heures de pointe, heures pleines, et heures creuses). S'y ajoute une redevance fixe annuelle de l'ordre de 186,98 Dh/KVA/an.

Tableau 4: Tarifs de vente, TVA comprise (14%), de l'énergie électrique aux clients distributeurs

	Prime fixe DH/ KVA/an	Heures de pointe	Heures pleines	Heures creuses
Très haute tension (225 kV)	186,98	1,2840	0,8628	0,5722
Haute tension (60 kV)	186,98	1,2885	0,8658	0,5729
Moyenne tension (22 kV et 5,5 kV)	186,98	1,3122	0,8818	0,5743

Source : Arrêté ministériel n° 2451-14 du 21 juillet 2014 fixant les tarifs de vente de l'énergie électrique

Les postes horaires²⁵ sont définis par l'Arrêté susmentionné comme suit :

	Hiver du 01/10 au 31/03	Été du 01/04 au 30/09
Heures de pointe	17h à 22h	18h à 23h
Heures pleines	7h à 17h	7h à 18h
Heures creuses	22h à 7h	23h à 7h

S'agissant des tarifs appliqués aux clients finaux (consommateurs), il y a lieu de distinguer aussi deux grandes familles de tarifs : les tarifs appliqués par l'ONEE et les Régies directement à leurs clients consommateurs et ceux fixés par les sociétés de gestion déléguée. Ceux-ci sont contractuels et sont arrêtés et révisés selon les clauses des contrats de gestion déléguée liant les sociétés délégataires aux Communes, en tant qu'autorité délégante, et au ministère de l'Intérieur. Les changements des tarifs d'achat de l'électricité par les délégataires sont répercutés sur les prix de vente aux clients finaux, selon le principe « ni gain, ni perte ».

Le prix de l'électricité facturé aux consommateurs est divisé selon le type de raccordement (1^{ère}, 2^{ème}, et 3^{ème} catégorie)²⁶ et en fonction des heures de consommation (pointe, pleines et creuses). La clientèle domestique représente une exception à cette règle, vu que la tarification dépend plutôt de la tranche de consommation et elle est basée sur le système de progressivité et de sélectivité.

Le système tarifaire actuel appliqué aux clients de la 2^{ème} et 3^{ème} catégorie comprend plusieurs types de tarifs (généraux et optionnels). Pour le cas des tarifs généraux, ce système prévoit, en plus de la redevance de consommation (prime fixe pour la facturation de la puissance souscrite), une redevance dite de dépassement de puissance souscrite qui est appliquée lorsqu'il est constaté que la puissance maximale appelée a dépassé la valeur de la puissance souscrite par le client.

Pour les clients domestiques, il existe deux types de tarification :

Une tarification dite sélective pour les clients dont la consommation dépasse 150 kWh/mois, qui consiste à appliquer sur la totalité de la consommation mensuelle du client le tarif de la tranche de consommation dans laquelle il se situe au titre du mois concerné. Ce type de tarification est appliqué en faisant bénéficier les clients d'une tolérance de dépassement de 10 kWh/mois pour chaque tranche de consommation.

Une tarification dite progressive destinée aux clients dont la consommation est inférieure ou égale à 150 kWh/mois.

Le tableau ci-après, reprend le détail des tarifs de vente de l'électricité, y compris la TVA, appliqués par l'ONEE à ses clients domestiques, en comparaison avec ceux pratiqués par

²⁵ L'Arrêté précise que les postes horaires correspondent au système horaire GMT, et en cas de passage au système horaire GMT+1 ou autres, ces postes horaires sont modifiés en les décalant du même nombre d'heures et dans le même sens que le nouvel horaire adopté.

²⁶ Réseau 3^{ème} catégorie : clients THT-HT ; 2^{ème} catégorie : MT ; 1^{ère} catégorie : BT

l'une des sociétés de gestion déléguée, en l'occurrence la société Lydec :

	Tranche de consommation	Tranche	Tarif ONEE (DH/kWh)	Tarif Lydec (DH/kWh)
Facturation progressive	0 à 100kWh/mois	Tranche 1	0,9010	0,9685
	101 à 150 kWh	Tranche 2	1,0732	1,1650
Facturation sélective	151 à 200 kWh/mois	Tranche 3	1,0732	1,1650
	201 à 300 kWh/mois	Tranche 4	1,1676	1,2675
	301 à 500 kWh/mois	Tranche 5	1,3817	1,4998
	Supérieure à 500kWh/mois	Tranche 6	1,5958	1,7320

Source : Établi à partir des données transmises par l'ONEE et la société Lydec

À relever que des redevances fixes sont facturées aussi aux clients par les distributeurs et qui correspondent à l'entretien du branchement et à la location du compteur.

Par ailleurs, il existe une tarification spécifique aux clients du réseau de 1^{ère} catégorie dans le milieu rural et qui sont gérés dans le cadre du système dit « NOUR ».

Il s'agit d'un système de gestion basé sur la technologie du prépaiement utilisant un compteur numérique et une carte à puce rechargeable, et qui permet au client rural de procéder à l'achat de l'électricité selon ses capacités financières et en fonction de ses besoins, de contrôler au préalable sa consommation et de l'adapter à son budget, et de réduire les contraintes de gestion actuelle (déplacements mensuels à l'agence, coupures pour non-paiement, ...).

Ce tarif a la spécificité d'être soumis à un seul prix par kWh consommé qui inclut même les redevances fixes précitées. On distingue néanmoins cinq usages (Ménage, patenté, force motrice, éclairage administratif et public) et quatre tranches de puissances déterminées par correspondance avec les mêmes tranches de consommation appliquées aux clients BT (Principe d'égalité de traitement).

VI. Analyse de la situation de la concurrence dans le marché libre de l'électricité et appréciation du contenu de la loi n°83-21 relative aux sociétés régionales multiservices

Après avoir présenté le schéma organisationnel, le cadre juridique ainsi que la structure du marché de l'électricité, ce chapitre sera consacré aux deux axes suivants:

D'abord, l'analyse concurrentielle du marché libre développé dans le cadre de la loi relative aux énergies renouvelables et de celui de l'autoproduction, notamment l'examen de la dynamique des entrées et sorties des sociétés, et la présentation des conditions d'accès et leur impact sur la dynamique concurrentielle au sein de ce marché.

L'objectif étant de décortiquer les différents facteurs limitant l'accélération de l'ouverture à la concurrence de ce marché libre, afin d'envisager les propositions susceptibles de remédier aux obstacles soulevés.

Ensuite, l’appréciation de la réforme du segment de la distribution portée par la loi n°83-21 relative aux sociétés régionales multiservices et l’analyse détaillée, du point de vue concurrentiel, de ses dispositions.

A. Analyse de la situation de la concurrence dans le marché libre de l’électricité renouvelable

À titre de remarque préalable, et en l’état actuel des choses, il convient de noter que le marché libre correspond au :

- Marché développé dans le cadre de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables, dont les prix de vente sont libres et où les conditions commerciales de fourniture de l’électricité sont le résultat d’une relation contractuelle entre un producteur privé et un consommateur;
- Marché porté par l’autoproduction, dont une nouvelle loi n°82-21 vient d’être promulguée en février 2023. Cette loi concerne l’encadrement de l’activité d’autoproduction d’énergie électrique à des fins d’autoconsommation, quelle que soient la source de production, la nature du réseau et la puissance de l’installation utilisée.

1. Analyse de la dynamique des entrées et sorties des sociétés dans le marché

La loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables a été promulguée par le dahir n°1-10-16 du 11 février 2010. Depuis la publication de cette loi, le ministère en charge de l’Energie a délivré 47 autorisations, soit une moyenne de 3,6 autorisations par an. 9 de ces autorisations n’ont été délivrées que récemment en 2023. A noter aussi que le pic a été enregistré en 2014 avec 12 autorisations octroyées.

De l’autre côté, le ministère de tutelle a procédé en 2021 au retrait de 3 autorisations délivrées entre 2013 et 2014 pour des projets de microcentrales hydroélectriques, en raison de leur non-réalisation, malgré des périodes de prorogation de 2 ans prévues par la loi n° 13-09 précitée.

La répartition des autorisations délivrées selon le type de projet développé fait ressortir, comme indiqué dans le tableau ci-après, que les microcentrales hydroélectriques accaparent la majeure partie des autorisations octroyées : 20 autorisations, soit près de 43%. Les projets éoliens se placent en deuxième position avec 18 autorisations (38%), alors que les autorisations délivrées pour les projets solaires sont au nombre de 9, ce qui représente environ 19%.

	Microcentrale hydroélectrique	Projet éolien	Projet solaire	Total
Nombre d’autorisations délivrées	20	18	9	47

Source : Établi à partir des données communiquées par le ministère en charge de l’énergie

Cela dit, à fin 2023, seuls 8 projets, tous éoliens, ont pu être réalisés et entrés en service totalisant une capacité installée de 863 MW, ce qui représente à peine 7,5% de la capacité totale installée au Maroc (11 474 MW).

L'analyse des données relatives à l'accès à ce marché par société²⁷ fait apparaître qu'il est porté par 3 sociétés, à savoir Nareva, Acwa Power et InnoVent Maroc.

La société Nareva est le premier opérateur arrivé sur ce marché, avec le lancement simultané en 2011 de trois projets éoliens: Haouma, Foum El Oued et Akhfennir 1.

Actuellement, la société possède à travers sa filiale Énergie Éolienne du Maroc (EEM), détenue à 100%, cinq projets éoliens et un projet solaire (SONASID). Ceux-ci sont déjà en exploitation, cumulant une capacité totale installée de 702 MW, soit plus de 76% de toute la capacité totale installée au Maroc dans le cadre de la loi n°13-09.

À cela s'ajoute le projet Aftissat II d'une capacité de 200 MW, entré en service en 2023.

À relever que l'opérateur dispose d'un avantage concurrentiel important dû à l'importance et la diversité du portefeuille d'actifs détenus par la société (thermique et renouvelable) dans le marché de l'électricité, avec environ 3500 MW de capacité de production électrique, et son développement à l'international.

En ce qui concerne Acwa power, la société dispose d'un seul projet éolien d'une capacité installée de 120 MW, lancé en 2016 et mis en service en 2018.

Mis à part ce projet, l'opérateur est plutôt connu pour avoir été le développeur des quatre parcs solaires NOOR, dont la capacité totale installée s'élève à 645 MW.

Le portefeuille de la société est 100% renouvelable, avec une capacité totale installée de 765 MW qui a nécessité un investissement total de près de 31,6 MMDH.

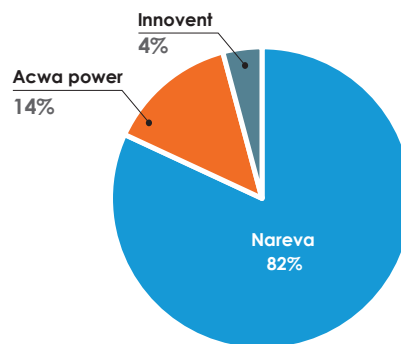
Le dernier arrivé sur ce marché est la société InnoVent, qui a réalisé un seul projet (El Oualidia) de taille réduite, en comparaison aux projets de Nareva et Acwa Power, et doté d'une capacité installée de 36 MW.

À signaler que le chantier d'El Oualidia a enregistré un retard dans la mise en œuvre du projet, dans le sens où les premières études y afférentes ont été lancées en 2013 et ce n'est qu'en 2021 (8 ans après) que la société a commencé à produire les premiers kilowattheures par le biais de ce projet, en raison surtout du contexte de la crise sanitaire relative au Covid-19 qui a causé l'arrêt des travaux sur ledit chantier.

Le graphique qui suit fait état de la répartition des parts de marché en capacité installée par société, en ce qui concerne les projets développés dans le cadre du marché libre encadré par la loi n°13-09 précitée:

²⁷ Pour les projets déjà opérationnels.

Figure 13 : Répartition de la capacité installée des projets de la loi n°13-09 par opérateur (2023)



Source : Établi à partir des données communiquées par le ministère en charge de l'Énergie

Par ailleurs, il est important de signaler qu'en se basant sur les données transmises par le ministère de tutelle, il s'avère que plusieurs projets sont en cours de développement dans le cadre de la loi n°13-09, portés par 8 nouveaux opérateurs et totalisant une capacité installée de près de 1 450 MW, dont 373 MW concernent des projets solaires et 1 077 MW des projets éoliens. La mise en service prévisionnelle de la majorité de ces projets est prévue entre 2024 et 2026.

En parallèle, des projets ont été autorisés dans le cadre de la loi n° 13-09 et qui sont au nombre de 47. Il est important de relever qu'un nombre important de demandes de réalisation de projets dans ce cadre ont été refusées par le ministère en charge de l'Énergie. Ce nombre s'élève à 98, ce qui représente plus que le double des projets autorisés.

Dans le détail, 21 de ces demandes ont concerné des projets hydroélectriques, refusées en raison, entre autres, des projets de centrales hydroélectriques programmés par l'ONEE et la sous-estimation du potentiel hydroélectrique des sites, et aussi du risque d'inondation des barrages situés près des sites des projets concernés.

En ce qui concerne l'énergie éolienne, 41 demandes ont été refusées en raison, selon le ministère de tutelle, de la saturation de la capacité d'accueil du réseau électrique.

S'agissant des projets d'énergie solaire, le ministère a refusé 36 demandes à cause de la non-publication de l'arrêté du zoning solaire et l'arrêté relatif à l'accès au réseau MT, prévus dans la loi n°13-09. À préciser que le dernier arrêté conjoint n°3851-21 des ministres chargés de l'Énergie et de l'Intérieur fixant la trajectoire d'enveloppes d'injection de l'électricité de sources renouvelables dans les réseaux MT pour la période 2022-2031 a été publié le 06 janvier 2022.

2. Présentation des conditions d'accès au marché libre de l'électricité

D'une façon générale, l'analyse de la dynamique des entrées et sorties dans un marché donné représente un des indicateurs importants d'appréciation de la situation de la concurrence dans ce marché.

Cependant, ce travail demeure insuffisant et doit être affiné par l'analyse d'autres indicateurs, en l'occurrence les conditions et les exigences d'accès, du fait qu'avant qu'une entreprise puisse exercer ses activités, et donc affronter la concurrence, il faut déjà qu'elle puisse accéder au marché en question.

L'importance de l'analyse des conditions d'accès à un marché réside dans le fait qu'elle renseigne sur son degré de contestabilité, c'est-à-dire les obstacles auxquels les nouveaux entrants doivent faire face afin d'y accéder et de devenir actifs, au moment où ces conditions d'accès attribuent aux opérateurs déjà en place un avantage et une sorte de protection contre les nouveaux entrants.

Dans le marché libre de l'électricité, les contraintes sont essentiellement de trois types : réglementaires, relatives aux différentes autorisations nécessaires, techniques, se rapportant aux modalités d'accès au réseau électrique national, et financières, ayant trait à l'investissement nécessaire pour réaliser un projet dans ce cadre.

■ Les exigences règlementaires

Tout d'abord, rappelons que le secteur de l'électricité est très réglementé et demeure administré par plusieurs intervenants à tous les niveaux de sa chaîne de valeur : production, transport et distribution.

Les premières prémices de libéralisation de la production et de la commercialisation d'électricité ont démarré en 2006, avec le programme EnergiPro. Ce programme a donné aux clients grands comptes de l'Office la possibilité de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, pour couvrir leurs besoins énergétiques. Dans les faits, ce programme n'a permis le développement d'aucun projet, d'où la demande par les opérateurs privés de la loi 13-09 permettant la bancabilité des projets.

Le secteur a connu ensuite une réforme importante, suite à l'adoption de la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables, qui constitue le texte de base ayant ouvert la voie à l'initiative privée pour produire et commercialiser l'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable à des clients privés.

Il est vrai que la loi n°13-09 a été modifiée et complétée à deux reprises, d'abord en 2016 par la loi n°58-15 puis en février 2023 par la loi n° 40-19. Toutefois, l'analyse se focalisera surtout sur la loi n°13-09, et ce, pour au moins trois considérations.

D'abord, la loi n°13-09 demeure le cadre de référence qui régit ce marché pendant toute cette période (2010-2023) et celui qui permet la réalisation de projets existants.

Ensuite, les changements apportés par la loi n°58-15, notamment l'ouverture aux développeurs de projets et l'accès au réseau BT, qui n'était pas prévu par la loi n°13-09, n'ont jamais été appliqués en raison de l'absence des textes d'application.

Enfin, la loi n° 40-19 vient tout juste d'être adoptée et renvoie à un certain nombre de textes réglementaires qui n'ont pas encore vu le jour.

Du point de vue réglementaire, malgré l'ouverture du secteur amorcée par la loi n°13-09, l'accès et l'investissement dans ce dernier restent très encadrés et soumis à un système de déclaration ou d'autorisation.

En effet, cette loi a instauré un cadre juridique permettant la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables par des personnes physiques ou morales, publiques ou privées, en précisant les principes généraux qu'elles doivent suivre, le régime juridique applicable, y compris pour la commercialisation, et même l'exportation.

Dans le détail, il ressort des dispositions de cette loi que pour qu'un acteur privé puisse accéder au marché de production et de commercialisation d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables, il doit répondre à plusieurs exigences, dont les principales sont les suivantes :

En premier lieu, la loi dispose dans ses articles 3 et 4 que sont soumises à autorisation la réalisation, l'exploitation, l'extension de la capacité ou la modification des installations de source renouvelable dont la puissance installée est supérieure ou égale à 2 MW, et à déclaration préalable lorsque cette puissance est inférieure à 2 MW.

Pour ce qui est du régime d'autorisation (Puissance supérieure ou égale à 2 MW), le demandeur est autorisé par le ministère en charge de l'Énergie en deux temps: il obtient d'abord une autorisation provisoire (actuellement dénommée autorisation de réalisation dans la loi n° 40-19), après l'avis technique de l'ONEE, gestionnaire du réseau électrique national de transport et l'avis technique du gestionnaire du réseau de distribution, si l'installation est raccordée au réseau électrique de distribution.

À signaler que l'autorisation provisoire devient caduque si l'installation n'est pas réalisée dans les 3 ans qui suivent sa notification, avec une possibilité de prolongation de 2 années supplémentaires.

Dans un délai de 2 mois (actuellement 3 mois dans la loi n° 40-19) après l'achèvement des travaux de réalisation du projet, le développeur est tenu de solliciter du ministère de tutelle une demande d'autorisation définitive (actuellement dénommée autorisation d'exploitation), d'une durée maximum de 25 ans courant à compter de la date de sa délivrance et reconductible une seule fois pour la même durée.

En deuxième lieu, l'article 7 de cette loi stipule que les projets à partir de source d'énergie éolienne ou solaire ne doivent être accomplis que dans les zones définies par le ministère chargé de l'Énergie, sur proposition de l'organisme chargé du développement des énergies

renouvelables, des collectivités territoriales concernées, et de l'Office national de l'électricité (gestionnaire électrique national de transport).

En troisième lieu, les installations de production ne peuvent être connectées qu'au réseau électrique national de MT, HT ou THT. Postérieurement, la loi n°58-15 a autorisé le raccordement à la BT.

Outre ces conditions, la loi dispose dans son article 24 que le droit d'accès au réseau électrique national concerné par la loi, par l'exploitant pour commercialiser son électricité, n'est possible que dans la limite de la capacité technique disponible.

■ Les exigences financières

D'une façon générale, et indépendamment de la catégorie des centrales de production d'électricité, la réalisation d'une unité dans ce cadre se caractérise par la lourdeur des investissements ainsi que la longue durée nécessaire pour leur accomplissement.

Sur le plan financier, les ordres de grandeur sont disparates selon le type de projet. En effet, la réalisation d'un projet éolien exige près d'un million d'euros/MW installé.

Pour une centrale thermique à charbon, le coût moyen est de 1,2 millions d'euros par MW installé. À titre d'exemple, la dernière centrale à charbon réalisée au Maroc, qui est la centrale thermique de Safi a nécessité 49 mois de travaux et un coût global de 23 MMDH pour une capacité installée de 1386 MW, soit environ 16,6 millions de DH par MW installé.

En ce qui concerne l'investissement dans une centrale à gaz à cycle combiné, il faut compter environ 600 000 euros par MW installé.

S'agissant des projets solaires, le montant d'investissement est très fluctuant, du fait qu'il dépend de la technologie utilisée (CSP ou PV) et aussi de la capacité de stockage. Ainsi, l'investissement peut varier entre 1 million d'euros (PV) et 5 à 6 millions d'euros (CSP) par MW installé.

Il convient de préciser que le coût d'investissement par MW installé, à lui seul, ne permet pas de tirer des conclusions sur la catégorie des projets ou la technologie la moins chère, dans le sens où il faut prendre en considération également ce que va produire chaque unité comme volume d'électricité et le taux de son exploitation.

Par ailleurs, il est important de signaler que l'investissement dans les projets de production d'électricité actuellement, coûte un peu plus cher qu'il y a 2 à 3 ans (période post-Covid), en raison de la hausse des coûts des différents intrants et matériaux, à l'image des turbines utilisées dans les projets éoliens.

Pour ce qui est de la dimension relative au temps nécessaire pour la réalisation de ce genre de projets, les délais changent, eux aussi, selon la nature de l'installation :

- la centrale à charbon, de 3 à 4 ans ;

- la centrale à gaz, de 2 à 3 ans ;
- l'unité de production d'énergie électrique de sources renouvelables, 18 mois en moyenne pour l'éolienne et 12 mois pour la solaire.

Pour les projets de sources renouvelables objet de notre analyse, et outre les délais mentionnés, il faut prévoir 2 à 3 ans additionnels pour accomplir le travail préalable relatif aux étapes précédant le démarrage des travaux, telles que la qualification des sites et la préparation des études d'impacts sur l'environnement.

Ce qui signifie que le processus global (du démarrage à la mise en service) de réalisation d'un projet dans le cadre de la loi n° 13-09 prend en moyenne 4 à 5 ans.

À titre d'illustration, le tableau qui suit reprend les montants d'investissement ainsi que les délais de réalisation des différents projets développés dans le cadre du marché libre encadré par la loi n°13-09 à date d'aujourd'hui, et qui sont déjà opérationnels :

Tableau 5: Coûts et délais de réalisation des projets de source renouvelable opérationnels (à fin 2022)

	Projet	Type	Capacité installée (MW)	Date de lancement des travaux de construction	Date de mise en service	Investissement (millions de DH)
NAREVA	Haouma	Éolien	50,6	2011	2013	3024
	Foum El Oued	Éolien	50,6	2011	2013	
	Akhfennir 1	Éolien	101,87	2011	2013	
	Akhfennir 2	Éolien	100,24	2015	2016	1650
	Aftissat 1	Éolien	201,6	2016	2018	3660
	Sonaside	Solaire PV	2	2021	2022	16
Puissance totale : 507 MW						Total : 8350
ACWA POWER	Khalladi	Éolien	120	2016	2019	1800
INNOVENT	El Oualidia	Éolien	36	2013	2022	300
Puissance totale : 663 MW						Total: 10450

Source : Établi à partir des données communiquées par les opérateurs du marché et le ministère en charge de l'énergie

Compte tenu de tout ce qui précède, il apparaît que l'accès au marché de production et de commercialisation libre d'électricité demeure difficile, en raison de sa nature très capitalistique nécessitant des investissements considérables et du fait du manque de l'opérationnalisation du cadre réglementaire le régissant. Ceci limite un développement plus accéléré de l'investissement dans ce marché et ne permet pas en plus de se doter d'une plus grande capacité de production de source renouvelable.

Tout de même, il est noter, qu'une partie de ces contraintes a été résolue, du moins théoriquement, avec l'adoption des lois n°40-19 modifiant et complétant la loi n°13-09 et la loi n° 48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité.

3. Analyse des facteurs limitant l'accélération de l'ouverture à la concurrence du marché d'électricité dans le cadre de la loi n°13-09

L'analyse de l'ensemble des exigences précitées, et en prenant en compte les éléments d'information recueillis auprès des différents intervenants auditionnés, permet de conclure que le marché relatif à la loi n°13-09 connaît l'existence d'une multitude de contraintes d'ordre financier, technique et réglementaire, ralentissant son ouverture avancée à la concurrence.

■ Contraintes réglementaires

Les contraintes réglementaires sont de deux natures : le retard dans la publication des textes d'application de la loi ou la non-publication de ces textes.

Sur le premier aspect, précisons que la loi n°13-09 est réservé aux projets connectés aux réseaux THT, HT, et MT et exclut, dans sa version initiale, la BT de son champ d'application. La BT a été rendue possible par la loi n°58-15 modifiant et complétant la loi n°13-09.

L'application aux réseaux de la MT et de la BT était subordonnée à des conditions et modalités qui devaient être fixées par voie réglementaire.

Concrètement, le premier décret d'application n'a été publié qu'en 2015, soit 5 ans après la loi n° 13-09 et en plus n'a porté que sur la MT.

De plus, ce même décret prévoyait que chaque gestionnaire du réseau électrique de distribution, en concertation avec le gestionnaire du réseau national de transport, propose au ministère chargé de l'Énergie, dans les 12 mois suivant la date de publication du décret, une trajectoire composée d'enveloppes annuelles qui représentent le volume d'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables dans le réseau électrique de MT de sa zone de distribution pour une périodicité de dix ans.

Or, il y a lieu de constater que le premier et dernier arrêté définissant cette trajectoire n'a été publié qu'en 2022, soit 6 ans après la publication du décret (11 ans après la loi). Ceci a eu un impact direct sur la nature et le nombre du parc de projets développés jusqu'à aujourd'hui, dans le marché libre encadré par la loi n° 13-09. Seuls les réseaux THT et HT ont été concernés par les projets de production d'électricité autorisés et développés dans ce cadre, ce qui veut dire que même la MT s'est retrouvée exclue, en raison du retard frappant la publication des textes réglementaires d'application.

Sur le deuxième aspect relatif à la non-publication pure et simple des textes d'application, il apparait de l'examen du parc des projets développés actuellement dans le cadre

de la loi n°13-09 que presque 100% de ces projets sont de nature éolienne, alors que la loi couvre toutes les sources renouvelables, y compris les sources solaires et hydrauliques.

Cette situation s'explique en particulier par la non-publication de la carte définissant le zoning solaire prévue par l'article 7 de la loi n°13-09, au moment où celle concernant la source éolienne a été rendue publique tout juste sept mois après l'adoption de la loi, et ce, grâce à la publication de l'Arrêté de la ministre de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement n°2657-11 du 19 septembre 2011. Celui-ci définit les zones destinées à accueillir les sites pouvant abriter des installations de production d'énergie électrique à partir de source d'énergie éolienne.

À signaler que cet obstacle vient d'être levé, suite à la suppression de l'exigence de la carte solaire dans la nouvelle loi n° 40-19 adoptée le début de 2023.

Sur un autre volet, la loi n°13-09 (aussi la nouvelle loi n°40-19) dispose dans son article 8 qu'afin d'obtenir l'autorisation provisoire, le demandeur doit justifier des capacités techniques et financières appropriées.

Aussi, l'autorisation provisoire est accordée en considération de la qualité des équipements et matériels, ainsi que des qualifications du personnel, après avis du gestionnaire du réseau électrique national de transport.

Du point de vue concurrentiel, ces deux dispositions, telles qu'elles sont formulées, sont susceptibles de ne pas garantir l'égalité de traitement entre les différents demandeurs, et ce, pour au moins les deux considérations suivantes :

D'abord, ces dispositions demeurent vagues et indéfinies, et caractérisées par une absence d'encadrement du pouvoir d'appréciation de l'administration, moyennant l'obligation de motivation d'acceptation ou de rejet d'une demande d'autorisation.

Ensuite, ces imprécisions peuvent aboutir à un traitement individualisé au cas par cas, devenant ainsi discriminatoire, avec des règles ne seront pas appliquées à tous les acteurs du marché de la même façon.

■ Contraintes financières

Comme détaillé précédemment, la réalisation d'installations de production d'énergie électrique de source renouvelable sollicite des moyens financiers importants et des délais relativement longs qui peuvent s'étaler à 5 ans.

De plus, une fois le projet est opérationnel, et afin que l'exploitant puisse commercialiser l'électricité produite, il est tenu d'ajouter dans ces charges les frais de transport qui ont été fixés par l'ONEE à 8,8 centimes de DH/kWh, quelle que soit la distance entre le lieu de production et le lieu de consommation.

En outre, à partir de 2018, le gestionnaire du réseau électrique national de transport (ONEE) a introduit deux charges financières supplémentaires :

- des services « système », fixés à 12 centimes de DH/kWh et qui visent à faire contribuer les exploitants à la stabilité du réseau et couvrir les charges relatives aux moyens mis en place par l'Office pour la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables ;
- une contribution fixe au renforcement du réseau de transport, arrêtée à 2,5 millions de DH par MW installé.

De ce fait, le prix du kWh d'électricité facturé par l'exploitant risque d'être moins incitatif pour un consommateur intéressé par ce marché, puisqu'en plus de son coût de production, il doit intégrer à son coût de revient toutes les charges précitées.

À titre d'illustration, si le coût de production d'un (1) kWh revient au développeur à 60 centimes, le prix de revient total de ce kWh incluant toutes les charges susmentionnées s'élèvera facilement à 80 centimes de DH.

À ce sujet, il importe de relever que, toute chose étant égale par ailleurs, les charges relatives au timbre de transport et celui des services « système », qui s'élèvent à 18 €/MWH, semblent être élevées comparativement à ce qui est appliqué au niveau d'autres pays, comme par exemple l'Italie (14 €/MWH), la France (3 €/MWH), la Grèce (8 €/MWH), ou le Royaume Uni (15 €/MWH).

Cette question de coûts élevés, combinée à d'autres facteurs liés notamment à la non publication durant ces 5 dernières années et jusqu'au 5 février 2024 des tarifs d'utilisation du réseau électrique national de transport par l'ANRE, ainsi que les contraintes liées à la capacité d'accueil du réseau qui se sont traduites par un nombre limité d'autorisations, sans oublier le nombre réduit des clients solvables connectés aux réseaux HT/THT ; l'ensemble de ces contraintes a favorisé une situation de statu quo et d'attentisme, aussi bien des développeurs que des clients qui aspiraient voir une réelle concurrence sur les prix entre les acteurs de ce marché. Cette situation a causé le ralentissement du développement des projets dans le cadre de la loi n°13-09 depuis 2018.

Il y a lieu de signaler qu'en date du 05 février 2024, l'ANRE a publié les tarifs d'utilisation du réseau électrique national de transport pour la période allant du 1er mars 2024 au 28 février 2027.

■ Contraintes techniques

Le bilan en demi-teinte du développement des projets dans le cadre de la loi n° 13-09, s'explique aussi par des contraintes techniques qui découlent des différentes dispositions prévues par ladite loi.

À titre d'exemple, l'article 8 de cette loi stipule que la délivrance de l'autorisation provisoire par l'administration est subordonnée à l'avis technique du GRT.

Pour le volet commercialisation, la loi prévoit également que l'exploitant bénéficie du droit d'accès au réseau dans la limite de la capacité d'accueil technique disponible.

Outre ces dispositions, la nouvelle loi n°40-19 a exigé deux autres dispositions.

La première, qui existait déjà dans la loi n° 13-09, est relative à l'exigence d'une capacité d'accueil suffisante. Celle-ci est définie comme étant la quantité maximale en puissance installée à partir de sources d'énergies renouvelables, toutes tensions confondues, que le système électrique peut accueillir sans poser de contraintes de gestion des moyens de production et de fonctionnement du système électrique.

La capacité d'accueil est calculée et mise à jour par le GRT sur la base des données qui lui sont transmises, avant la fin du mois de novembre de chaque année, par chaque gestionnaire du réseau de distribution. La capacité ainsi calculée et mise à jour est transmise à l'ANRE pour validation et publication avant le 31 janvier de l'année suivante.

La deuxième contrainte concerne la possibilité donnée au gestionnaire du réseau électrique de réduire l'énergie électrique produite par l'exploitant à hauteur d'un seuil fixé par voie réglementaire, et ce, sans aucune rémunération financière ou en nature au titre de l'énergie électrique non livrée tant qu'elle ne dépasse pas ledit seuil.

Cette contrainte s'explique par le fait que le gestionnaire du réseau peut être obligé de recourir à ce que la loi appelle « l'écrêtement » pour réduire la production d'une installation à hauteur d'un seuil déterminé par voie réglementaire, en vue d'observer une stricte égalité entre l'offre et la demande. Il s'agit là d'un instrument, parmi d'autres, que le gestionnaire du réseau utilise pour assurer le bon fonctionnement du système.

Compte tenu des enjeux que peuvent soulever les installations sur la stabilité du réseau électrique, le gestionnaire du réseau joue un rôle technique central dans le processus d'octroi des autorisations de réalisation des projets, ainsi que sa commercialisation.

Toutefois, il convient de relever que ce processus soulève quelques préoccupations d'ordre concurrentiel. Ces préoccupations concernent en particulier le risque relatif au manque de visibilité sur les capacités du réseau disponibles, susceptibles d'absorber de nouveaux projets en énergie renouvelable lors du dépôt des demandes d'autorisation.

Autrement dit, les demandeurs ne disposent pas d'informations détaillées sur les éléments pouvant justifier l'acceptation ou le refus de leurs demandes par l'ONEE. En effet, en dépit du principe du premier demandeur premier servi, la gestion des demandes n'est pas transparente du fait de l'absence d'une publication par l'administration de la liste de toutes les demandes des autorisations déposées.

Ainsi, pour une capacité d'accueil du réseau disponible, deux développeurs ne connaissent pas les critères de validation entre leurs projets, ce qui peut conduire à des situations où les règles ne seront pas appliquées à tous les acteurs du marché de la même manière et, par voie de conséquence, fausser le jeu de la libre concurrence.

Il importe de signaler, tout de même, que l'ANRE a approuvé et publié le 31 janvier 2024 la capacité d'accueil pour les cinq prochaines années couvrant la période allant de 2024 à 2028. Ce qui constitue une avancée majeure, de nature à offrir davantage de transparence et de visibilité, surtout aux investisseurs, moyennant des informations nécessaires pour orienter le choix des emplacements où ils pourraient concrétiser leurs projets de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Sur un autre volet, la présence d'un gestionnaire de réseau verticalement intégré (ONEE) entraîne d'autres risques concurrentiels.

Ces risques sont liés en particulier au déséquilibre de la relation entre l'ONEE et les développeurs privés, résultant du fait que les deux catégories d'acteurs commercialisent le même produit, au moment où l'ONEE valide l'entrée sur le marché du deuxième. En plus, ces développeurs privés doivent faire face à des tarifs réglementés de l'ONEE qui ne reflètent pas les vrais coûts du kWh facturé.

À ce sujet, il convient de signaler qu'afin que l'ANRE puisse fixer les tarifs d'accès au réseau de transport sur des bases relativement précises et objectives, la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'ANRE prévoit dans son article 53 la séparation comptable de l'activité transport des autres activités de l'ONEE. A fin 2023, cette séparation n'a toujours pas été achevée.

A cet égard, il convient de signaler que l'objectif premier de l'exercice de la séparation comptable entre les activités de l'ONEE est de préparer la mise en place ultérieure d'une entité juridique distincte de l'ONEE qui sera chargée de la gestion du réseau de transport. Cette séparation est considérée comme une condition de l'indépendance du GRT pour qu'il ne soit plus, à la fois, juge et partie.

B. Marché libre développé dans le cadre de l'autoproduction

1. Présentation du régime d'autoproduction en vigueur

Avant d'analyser les différents facteurs ayant freiné un développement important et plus rapide de la capacité de production dans le cadre du régime d'autoproduction, il sera procédé, dans un premier temps, à une présentation succincte de l'évolution de la réglementation dans ce domaine, en mettant particulièrement l'accent sur la dernière loi n° 82-21 promulguée le 27 février 2023 et entrée en vigueur le 27 mai 2023.

Au plan légal, le régime de l'autoproduction est entré en vigueur pour la première fois, en 1994 avec l'adoption du décret-loi n° 2-94-503 de 1994 portant création de l'ONE. Ce texte a donné la possibilité d'installer des unités de production d'électricité pour les capacités 10MW, avec pour condition que la production soit utilisée exclusivement par le producteur.

Ce régime a connu une première modification en 2008 avec la promulgation de la loi n° 16-08, qui a augmenté le seuil de 10MW à 50MW. Un deuxième changement est intervenu suite à l'adoption de la loi n° 54-14, qui a permis aux grands autoproducteurs de plus de 300 MW d'accéder au réseau de transport. L'excédent de la production non utilisé par l'autoprodacteur pour ses propres besoins doit être vendu exclusivement à l'ONEE, selon des conditions commerciales de rachat fixées dans une convention conclue entre l'autoprodacteur et l'ONEE.

En février 2023, une nouvelle loi n° 82-21 relative à l'autoproduction de l'énergie électrique, a été promulguée. Selon les termes de son premier article, cette loi vise à encadrer l'activité d'autoproduction d'électricité à des fins d'autoconsommation, quel que soit le type de source de production (renouvelable, thermique, etc.), et ce, sans restrictions sur la capacité de l'installation ni sur la nature du réseau, à condition que cela ne nuit pas la sécurité du réseau électrique national.

Ce régime est ouvert à toute personne physique ou morale de droit privé ou public, à l'exception notamment des gestionnaires du réseau électrique de transport et de distribution, ainsi que de tout exploitant de site de production soumis à la loi n° 13-09 précitée.

Le texte permet à l'autoprodacteur de vendre l'excédent de la production au gestionnaire du réseau électrique concerné, dans la limite de 20% de sa production annuelle totale. Les tarifs seront fixés par l'ANRE.

Sur le plan pratique, l'article 3 de la loi stipule que tous les projets d'installations d'autoproduction non raccordées au réseau doivent faire l'objet d'une déclaration auprès de l'administration, selon des modalités arrêtées par voie réglementaire.

Les installations déjà opérationnelles avant l'entrée en vigueur de la loi doivent faire l'objet d'une demande de régularisation de leur situation dans un délai de 18 mois suivant l'entrée en vigueur de ladite Loi.

Pour les projets d'installations d'autoproduction dans le cas de raccordement au réseau avec les réseaux d'électricité, la loi instaure trois régimes :

- Régime de déclaration auprès du gestionnaire du réseau de distribution concerné, pour les installations d'une capacité inférieure au seuil qui sera fixé par voie réglementaire ;
- Régime d'agrément de raccordement pour les installations d'une capacité supérieure au seuil visé au point précédent mais inférieure à 5MW, raccordées au réseau de BT ou MT. Ce régime est soumis à l'accord du gestionnaire du réseau électrique national de transport et de celui du gestionnaire du réseau de distribution concerné ;
- Régime d'autorisation par le ministère de l'énergie après avis technique du gestionnaire du réseau électrique national de transport pour les installations d'une capacité \geq à 5 MW raccordées au réseau de MT, HT ou THT.

Les déclarations, les agréments de raccordement et les autorisations sont octroyées dans la limite de la capacité d'accueil du réseau. Tous les autoproducteurs raccordés aux réseaux sont appelés à installer des compteurs intelligents afin de comptabiliser l'énergie électrique soutirée et injectée dans le réseau électrique national. Les fonctionnalités assurées par ces compteurs intelligents seront déterminées par un texte d'application.

2. Analyse des facteurs susceptibles de contraindre un développement accéléré du régime d'autoproduction

Comme signalé ci-dessus, le régime d'autoproduction n'est pas nouveau au Maroc et remonte à plus de 15 ans. Toutefois, le bilan de la libéralisation progressive du secteur de l'électricité à travers le développement de l'autoproduction, demeure très limité.

En effet, selon les données communiquées par le ministère en charge de la Transition Énergétique, la capacité de production totale réalisée dans ce cadre à fin 2022 est de l'ordre de 55MW. Cette capacité se répartit entre 18 MW en énergie solaire (microprojets) et 37 MW en énergie éolienne, comprenant un parc de 32 MW appartenant à la société LafargeHolcim Maroc et 5 MW à la société Ciments du Maroc.

Pour ce qui est des parcs en cours de développement, 25 projets sont prévus pour être opérationnels entre 2023 et 2025. Parmi eux, 23 portent sur des petites puissances (0,5 à 1MW) appartenant à des PME industrielles, pour un total de 20 MW. Deux autres projets, d'une capacité totale de 400 MW, sont également en cours, comprenant un parc solaire de 301MW détenu par l'OCP et un parc éolien de 100 MW détenu par la société AM WIND.

Le manque d'attractivité du régime encadré par l'ancienne loi n° 54-14, en vigueur jusqu'au 27 mai 2023, trouve ses explications principalement dans l'exclusion des installations BT et MT du champ d'application de cette loi. En effet, le raccordement au réseau électrique était limité aux installations d'une capacité supérieure à 300 MW, ce qui empêché bon nombre d'opérateurs privés en MT et de particuliers en BT de développer leurs propres capacités de production et de répondre à leurs besoins en énergie électrique renouvelable.

La loi n° 82-21, promulguée le 27 février 2023 et entrée en vigueur le 27 mai 2023, vise à combler et à corriger certains manquements des anciennes lois en ce qui concerne le développement de l'autoproduction. Ce texte cherche à réglementer un secteur qui n'était toujours pas couvert par un cadre juridique spécifique, en particulier en ce qui concerne les clients en BT.

Il existe actuellement, un nombre important d'installations d'autoproduction électrique qui ne peuvent injecter l'électricité produite dans le réseau.

Cependant, certaines dispositions de cette nouvelle loi soulèvent des remarques de fond et de forme, ouvrant la voie à des interprétations multiples. Ces ambiguïtés pourraient soulever des préoccupations d'ordre concurrentiel et entraver la bonne application de cette loi, voire la rendre inapplicable.

Pour ce qui est des remarques de forme, la loi contient 36 articles dont 5 portent sur des dispositions générales et des dispositions finales et transitoires.

Sur les 31 articles restants, il ressort que l'application de 11 articles, soit plus de 35% de la loi, est conditionnée par des textes d'application qui doivent être publiés, conformément au dernier article (Article 36), dans un délai maximal de 4 ans (février 2027).

En outre, ces textes d'application concernent l'essentiel et le cœur de la loi.

En effet, l'entrée en vigueur de tous les régimes de réalisation et d'exploitation des installations d'autoproduction, que ce soit la déclaration, l'agrément ou l'autorisation, est conditionnée par l'adoption de textes d'application.

S'ajoutent également les articles portant sur le tarif de vente de l'excédent de l'énergie électrique de 20%, ainsi que celui concernant le tarif d'utilisation du réseau de transport et de distribution, ainsi que des services système, qui seront définies par l'ANRE. A signaler qu'à la date du 05 février 2024, l'ANRE a pris une décision relative à la fixation des tarifs d'accès et d'utilisation du réseau électrique national de transport pour la période de régulation allant du 1^{er} mars 2024 au 28 février 2027.

La loi dispose également que toute installation d'autoproduction ou d'autoconsommation raccordée au réseau électrique national doit être équipée d'un compteur intelligent, mais dont les fonctionnalités et le mode de calcul seront définis par un texte réglementaire.

De ce qui précède, il apparaît qu'il existe un risque potentiel de retarder le déploiement rapide du régime d'autoproduction, voire même d'entraîner l'inapplicabilité de cette loi, du moins à court terme, étant donné qu'il n'y a aucune garantie que les textes d'application ne seront pas à leur tour soumis à d'autres arrêtés ou circulaires.

D'ailleurs, la mise en œuvre de la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables demeure un exemple très parlant du risque précité, où un des décrets d'application n'a été publié que 5 ans après l'adoption de la loi. De plus, son entrée en vigueur était subordonnée à la publication d'un arrêté qui n'a vu le jour que 6 ans après cette date. Plus grave encore, certains textes n'ont jamais été publiés, comme celui relatif à la définition des zones géographiques destinées à abriter les installations solaires, ou encore les textes réglementaires qui devaient permettre la réalisation d'installations de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables au réseau de la BT, prévus par l'article 5 de la loi n° 58-15 précitée.

En ce qui concerne les remarques de fond, il convient de noter que l'article premier de la loi n° 82-21 autorise toute personne physique ou morale à l'autoproduction d'électricité, à l'exception des gestionnaires du réseau de transport (actuellement ONEE) et de distribution d'électricité (régies et sociétés de gestion déléguée), de MASEN et des exploitants actifs dans le cadre du marché libre encadré par la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables.

L'exclusion de ces acteurs du champ d'application de la loi n'est pas entièrement justifiée, notamment pour couvrir la consommation, par exemple, de leurs installations ou bureaux, ou une partie des besoins de leurs agences.

Néanmoins, de manière générale, le Conseil considère qu'il faudra trouver un équilibre entre les différents acteurs du système électrique : ONEE/Distributeurs et producteurs privés. Le modèle économique actuel de l'ONEE repose en partie sur des contrats « Take-Or-Pay », et que l'ouverture du régime de l'autoproduction aux distributeurs pourrait entraîner un manque à gagner pour l'ONEE, qui se retrouverait avec une production payée sans débouchés.

Par ailleurs, l'article premier dispose que la loi s'applique à l'activité d'autoproduction d'énergie électrique quelle que soit la source de production utilisée (thermique, renouvelable, ...). Cependant, l'article 14 réserve une spécificité pour les sources renouvelables, dont les installations ne peuvent être réalisées que dans la limite de la capacité d'accueil disponible.

Certes, la capacité d'accueil est un concept introduit pour s'aligner avec les dispositions de la loi n° 40-19, modifiant et complétant la loi n° 13-09. Elle vise à permettre à l'ONEE de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables, nécessitant la mobilisation instantanée de moyens de production flexibles pour assurer la continuité d'approvisionnement en électricité du pays.

Néanmoins, ce concept soulève les remarques suivantes.

La notion de capacité d'accueil n'est pas claire et sa détermination relève du distributeur concerné (et de l'ONEE), qui est juge et partie au sens où il est fournisseur d'électricité et va devoir, selon cette loi, fixer et mettre à la disposition des autoproducteurs potentiels la possibilité de produire leur propre électricité, ce qui pourrait entraîner des ventes en moins et un manque à gagner pour le distributeur.

De plus, les contraintes techniques de stabilité liées à cette capacité d'accueil peuvent être relativisées et atténuées. En effet, l'article 32 de la loi n° 82-21 dispose que le gestionnaire du réseau électrique national peut réduire l'énergie électrique injectée (écrêtement) dans la limite d'un seuil et selon des modalités qui seront fixés par un texte d'application, ce qui constitue une mesure de protection du réseau électrique.

La capacité d'accueil est nécessaire à l'investisseur pour dimensionner son investissement, sachant que l'écrêtement est une mesure conjoncturelle, brève dans le temps, que le gestionnaire du réseau prend pour assurer l'équilibre momentané de l'offre et de la demande. Sur la question de l'écrêtement, il est important de noter que l'arbitrage entre différents exploitants relève du pouvoir discrétionnaire de l'ONEE. Ainsi, la transparence dans ces décisions d'écrêtement est cruciale, étant donné qu'aucune compensation n'est prévue par la loi en faveur de l'exploitant.

Plus encore, afin d'assurer la sécurité et la stabilité du réseau, le gestionnaire peut arrêter momentanément et totalement l'injection de l'électricité produite par un autoproducteur, sans aucune contrepartie pour l'énergie produite mais non injectée.

Par ailleurs, il est à noter que cette nouvelle loi ne mentionne pas explicitement la possibilité d'autoproduction collective, pourtant présentant un potentiel important. Nombre d'immeubles abritent plusieurs habitants ou entreprises qui pourraient être intéressés par ce régime, et la mutualisation de l'investissement serait bénéfique.

Cependant, la loi n'interdit pas non plus l'autoproduction collective, mais elle exige un seul propriétaire en regroupant les parties au sein d'une seule entité, telle qu'une association ou une coopérative, qui sera l'unique interlocuteur de l'administration et du gestionnaire de réseau électrique.

Au regard des caractéristiques du tissu économique de notre pays, dominé par des entreprises de taille moyenne ou petite, et des tarifs proposés par les distributeurs ou l'ONEE ne reflétant pas les coûts de production, l'arbitrage devient difficile et risque de décourager ces entreprises à réaliser des installations d'autoproduction.

Un autre article de cette loi qui soulève des questionnements est l'article 12, qui fixe à 20% le surplus pouvant être vendu par l'autoproducteur au gestionnaire du réseau électrique concerné.

Bien qu'une unité d'autoproduction soit normalement conçue pour répondre à ses propres besoins en électricité et soit dimensionnée en conséquence, le plafond de 20% représente une limitation et une perte pour l'autoproducteur, étant donné qu'il ne sera pas rémunéré pour toute l'électricité injectée au-delà de ce seuil. En revanche, les distributeurs auront la possibilité de bénéficier de cette énergie gratuite pour la revendre à d'autres consommateurs. En comparaison, la Tunisie a fixé ce seuil à 30%, tandis que des pays comme la France ne posent aucune restriction quant à l'excédent qui peut être vendu par l'autoproducteur.

Dans ce contexte, il y a lieu de conclure que, compte tenu de l'urgence d'accélérer la transition énergétique et des objectifs ambitieux de la stratégie énergétique nationale, cette nouvelle loi sur l'autoproduction, telle qu'elle est promulguée, est peu incitative et ne favorise pas une plus grande ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité d'origine renouvelable en faveur du consommateur final. Elle ne parvient pas non plus à réduire la charge d'investissement de l'État ni à réussir la transition énergétique escomptée. Notamment, alors que les coûts de production de l'électricité renouvelable, en particulier pour la filière photovoltaïque, qui comprend peu de contraintes d'installation ont fortement diminué ces dernières années et les prix de l'électricité ont augmenté dans un contexte de crise internationale multidimensionnelle.

C. Appréciation du contenu de la loi n° 83-21 relative aux sociétés régionales multiservices

Cette partie sera consacrée, d'abord, à présenter un rappel des grands axes de loi n° 83-21 relative aux sociétés régionales multiservices, en mettant en avant son contexte et ses objectifs. Ensuite, à l'analyse détaillée de ses dispositions, en se concentrant sur leur aspect concurrentiel.

1. Contexte et objectifs de la loi n° 83-21

La note de présentation de cette loi, préparée²⁸ et introduite par le Ministère de l'Intérieur, met en avant que la création des SRM s'inscrit dans le cadre de la mise en œuvre de la régionalisation avancée et offre un cadre institutionnel aux Communes, dans le but de favoriser la convergence des interventions des parties concernées dans le segment de la distribution de l'électricité.

La loi n° 83-21 vise à résoudre les difficultés constatées au niveau des secteurs de la distribution de l'eau potable, de l'électricité et de l'assainissement, qui limitent l'impact des investissements réalisés et minimisant l'efficacité des efforts de son développement. L'évaluation de l'organisation actuelle de la distribution soulève plusieurs problématiques.

La 1^{ère} problématique concerne l'existence de plusieurs modes de gestion, avec une multitude d'intervenants : une gestion directe par certaines communes de la distribution d'eau potable et de l'assainissement liquide, une gestion par l'ONEE dans le cadre contractuel, une gestion assurée par 12 Régies communales de distribution, et une gestion portée par les sociétés de gestion déléguée (4 contrats de gestion déléguée qui s'achèveront entre 2026 et 2028).

La 2^{ème} problématique concerne le chevauchement des zones d'intervention de ces différents distributeurs. Cela se traduit notamment par des doublons voire des investissements économiquement injustifiés, une efficacité réduite, la gestion des services de distribution d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide sur un même territoire par des acteurs distincts, et un déficit en matière de bonne gouvernance, en raison du manque de coordination et de la multiplicité des intervenants.

Tout cela intervient dans un contexte marqué par une demande croissante des clients en termes de qualité de service, une urbanisation accélérée et l'accroissement du coût de financement des opérations d'accès aux services, notamment, aux quartiers sous-équipés au profit des populations démunies.

À cela s'ajoute également, l'insuffisance des moyens de financement face à l'importance des investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'alimentation, améliorer les rendements des réseaux et assurer la continuité du service de distribution.

²⁸ La note indique que le texte a été préparé et élaboré dans le cadre d'une approche participative pendant toutes les étapes préparatoires, impliquant les départements ministériels, les établissements publics concernés ainsi que les partenaires sociaux.

Afin de pallier ces contraintes et compte tenu du fait que les approches d'investissement et de gestion appliquées à ce jour ne permettent pas de répondre efficacement aux besoins du secteur, ce texte légal envisage, selon le Ministère de l'Intérieur, notamment de:

- Optimiser les coûts des investissements en assurant la continuité territoriale et la mutualisation des infrastructures ;
- Maitriser et réduire les coûts d'exploitation par la mutualisation des moyens à travers le regroupement des services d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide sous un même opérateur ;
- Mettre en place une gestion moderne et performante des services concernés ;
- Généraliser les services sur l'ensemble du territoire de la région concernée ;
- Assurer l'équité entre les usagers et la fourniture des services de qualité.

2. Les grands axes de la loi n° 83-21

Rappelons tout d'abord que la loi n° 83-21 résulte de la réforme du système actuel de gestion des services publics de distribution d'électricité, d'eau potable, et d'assainissement liquide, initiée le 29 juillet 2021 suite à la signature d'un mémorandum d'entente entre, d'une part, le ministère de l'Intérieur, le ministère de l'Économie et des Finances, le ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, et d'autre part l'Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable.

Les principales mesures de cette loi s'articulent autour des quatre aspects suivants :

Premièrement, la création, au niveau de chaque région et sous l'impulsion de l'État, d'une société régionale multiservice, organisée sous forme de société anonyme. Cette entité sera chargée de gérer les services de distribution de l'eau potable, de l'électricité et de l'assainissement liquide, et le cas échéant, de l'éclairage public. Il est à noter que la mise en œuvre de cette réforme se déroulera progressivement dans le temps et au niveau des régions, dont la liste sera déterminée par décret sur proposition du ministre de l'Intérieur, en vue de son déploiement dans l'ensemble des régions marocaines. Ces sociétés créeront des représentations de proximité, au moins au niveau de chaque préfecture ou province relevant du territoire qui la concerne.

Deuxièmement, cette loi prévoit l'ouverture du capital de ces sociétés au secteur privé, avec une participation de l'État d'au moins 10%. Ainsi, les investisseurs privés peuvent détenir jusqu'à 90% du capital de ces sociétés. Les entreprises et établissements publics, y compris l'ONEE, ainsi que les collectivités territoriales concernées par le périmètre d'intervention des SRM, sont également autorisées à détenir des parts dans le capital de ces sociétés.

Troisièmement, la gestion des services de distribution sera confiée par le délégataire aux SRM par le biais de contrats de gestion conclus de gré à gré. Le modèle de ces contrats, ainsi que les spécifications du cahier des charges associé, seront définis par arrêté du ministre de

l'Intérieur. Il convient de noter que ces contrats de gestion seront conclus pour une durée déterminée, avec possibilité de reconduction, et seront soumis à une révision périodique au moins tous les 5 ans, conformément à l'article 6 de la loi.

Quatrièmement, afin d'assurer les moyens nécessaires à l'accomplissement de leurs missions, la loi prévoit que les SRM bénéficieront de la mise à disposition de l'ensemble des actifs et ressources affectés à la gestion de ce service public au niveau régional.

3. L'analyse du Conseil de la concurrence

En principe, la réforme instaurée par la loi n° 83-21 est louable, car elle ouvre des perspectives de développement de champions nationaux capables d'exporter leur expertise. La création des SRM avec une contribution du capital privé permettra de répondre à deux impératifs majeurs :

Premièrement, mobiliser les ressources financières nécessaires pour faire face aux importants programmes d'investissement requis dans le segment de la distribution, notamment en matière d'infrastructures, afin de garantir la sécurisation de l'approvisionnement, l'élargissement et l'amélioration de la qualité du service.

Deuxièmement, introduire une gestion moderne susceptible d'améliorer, entre autres, les rendements des réseaux et la qualité de service dans la gestion commerciale.

La privatisation de la distribution de l'électricité introduite en 1997 sous forme de gestion déléguée, malgré les limites et insuffisances, a permis d'accomplir plusieurs réalisations. Notamment, elle a mobilisé 51 MMDH depuis le début des contrats jusqu'à fin 2021²⁹, et a conduit à la réalisation d'infrastructures importantes, surtout dans le domaine de l'assainissement liquide, avec la construction de stations de traitement des eaux usées dans des villes telles que Casablanca, Rabat/Salé, Tanger et Tétouan. Le secteur de l'électricité a également bénéficié de la réalisation et du renforcement de plusieurs postes sources THT/MT et HT/MT.

Le regroupement, au niveau de chaque région, des services d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide sous l'égide d'un même opérateur, entraînera la création de monopoles locaux de distribution qui paraissent justifiés par la mutualisation des moyens et ressources engagés, et donc l'optimisation des coûts des investissements dans la distribution. Cependant, dans le cadre des PPP prévus par la loi, il convient d'éviter la création de monopoles privés, de bien encadrer les contrats pour prévenir les risques d'abus, et de tenir compte du fait que toutes les régions n'ont pas le même potentiel, afin d'éviter que les opérateurs publics soient les seuls à s'impliquer dans les SRM moins attractives.

²⁹ La contribution des délégataires est estimée à 30%.

VII. Analyse de la situation financière de l'ONEE et système de tarification appliqué dans le marché libre

Ce titre analysera d'abord la situation financière de l'ONEE au cours des dix dernières années (2013-2022), en mettant l'accent spécifique sur la branche « Électricité ». Ensuite, il examinera les principales causes expliquant cette situation.

A. Analyse de la situation financière de l'ONEE

Rappelons tout d'abord que l'ONEE demeure l'un des établissements publics les plus stratégiques du pays, occupant une place centrale dans les services publics liés à l'eau potable, à l'électricité et à l'assainissement liquide.

En ce qui concerne l'électricité, l'Office a pour mission essentielle d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays, en veillant constamment à maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Pour remplir cette mission, l'ONEE dispose et exploite directement, jusqu'à fin 2023, une capacité installée de 5118 MW, représentant environ 44,6% du total de la capacité installée au Maroc. Cela permet de produire près de 9204 GWh, soit environ 21,7% de la production nationale totale, sans compter la production d'électricité par les investisseurs privés IPP dans le cadre de contrats PPA, où l'Office agit en tant qu'acheteur exclusif.

Concernant le transport, depuis sa création en 1963, l'Office détient toujours le monopole du transport de l'électricité.

En ce qui concerne la distribution, l'ONEE assure près de 58% du volume total d'électricité distribuée à l'échelle nationale, avec 6,9 millions abonnés à fin 2022 (7,1 millions abonnés en 2023).

Sur le plan financier, l'analyse des indicateurs relatifs à la situation financière de l'ONEE se fera en deux parties. La première portera sur la situation globale de l'Office, englobant toutes ses activités, tandis que la deuxième se concentrera spécifiquement sur l'activité liée à l'électricité, en lien direct avec l'objet de cet avis.

1. Situation financière globale de l'ONEE

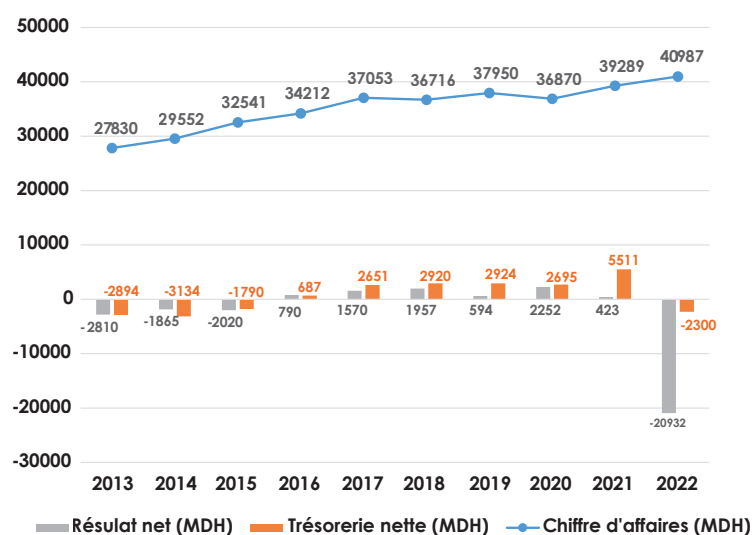
Le graphique et les tableaux ci-dessous présentent l'évolution des principaux indicateurs reflétant la situation financière de l'ONEE au cours de la période 2013-2022.

Le graphique illustre l'évolution du chiffre d'affaires, du résultat net et de la trésorerie nette de l'ONEE entre 2013 et 2022 en MDH. Les tableaux résumés surtout l'évolution des indicateurs de rentabilité financière et économique, ainsi que les taux d'endettement, traduisant le niveau de solvabilité et de la solidité de la structure financière de l'ONEE.

Les données présentées dans le graphique et le premier tableau, représentent les données communiquées par l'ONEE et la DEPP, ainsi que les données issues des rapports sur les EEP du Ministère, publiés dans le cadre de la préparation des Projets de Loi de Finances.

Pour affiner l'analyse, le deuxième tableau propose le calcul de trois indicateurs de performance selon les formules indiquées dans les notes de bas de page. Ces indicateurs concernent les ratios de rentabilité financière, économique, d'endettement financier, et d'endettement global.

Figure 14 : Évolution du chiffre d'affaires, du résultat et de la trésorerie nette de l'ONEE en MDH (2013-2022)



Source : ONEE/DEPP

Tableau 6: Évolution des principaux indicateurs financiers de l'ONEE en MDH (2013-2022)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Fonds propres	19 800	18 760	17 740	19 090	21 680	23 443	23 770	26 830	27 701	11 853
Total actif	113 390	118 030	121 196	126 600	129 337	132 246	135 578	143 845	153 291	152 300
Dette de financement	52 310	53 900	56 060	57 530	58 250	58 360	57 780	59 530	57 713	63 469
Dette sociale (Provision CCR)	16 477	19 994	20 471	24 906	28 224	28 932	30 844	33 548	41 571	37 106
Dette globale	68 787	73 894	76 531	82 446	86 474	87 292	88 624	93 078	99 284	100 575

Source : ONEE/DEPP

Tableau 7: Évolution des ratios de rentabilité de l'ONEE (2013-2022)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Rentabilité financière ³⁰ (%)	-14,2	-9,9	-11,4	4,1	7,2	8,3	2,5	8,4	1,5	-168,5
Rentabilité économique ³¹ (%)	-2,5	-1,6	-1,7	0,6	1,2	1,5	0,4	1,6	0,3	-13,7

Source : fait par les services d'instruction du Conseil à partir des données communiquées par l'ONEE et la DEPP

³⁰ Rentabilité financière= (Résultat net/Fonds propres) *100

³¹ Rentabilité économique= (Résultat net/Total actif) *100.

Tableau 8: Évolution des ratios d'endettement de l'ONEE (2013-2022)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ratio d'endettement financier ³² (%)	264	287	316	301	269	249	243	222	208	511
Ratio d'endettement total ³³ (%)	61	63	63	65	67	66	65	65	65	66

Source : fait par les services d'instruction du Conseil à partir des données communiquées par l'ONEE et la DEPP

L'analyse de ces données permet de distinguer trois grandes périodes distinctes :

1/Une première période, de 2013 à 2015, se caractérise par des niveaux de résultats négatifs et une trésorerie déficitaire, malgré une amélioration progressive. Le résultat net est passé de -2,8 MMDH en 2013 à -2 MM DH en 2015, tandis que la trésorerie nette s'est renforcée de 38%, passant de -2,9 MMDH à -1,8 MMDH, au moment où le chiffre d'affaires n'a augmenté que de 17%.

La dette financière a augmenté de 7% entre 2013 et 2015, passant de 52 MMDH à 56 MMDH. De même, les ratios de rentabilité, qui étaient négatifs jusqu'en 2015 en raison notamment des marges négatives dues à l'insuffisance des tarifs appliqués et à l'augmentation des prix des combustibles à l'international, se sont améliorés. Ils sont passés respectivement de -14,2% à -11,4% et de -2,5% à -1,7% entre 2013 et 2015, grâce aux premiers effets de la révision tarifaire opérée dans le cadre du contrat-programme ONEE-État de la période 2014-2017.

En ce qui concerne les taux d'endettement financier et le taux d'endettement total de l'Office, ils ont augmenté pendant cette première période (2013-2015), passant respectivement de 264% à 316% et de 60,7% à 63,1%, principalement en raison de la baisse des fonds propres par rapport à l'augmentation de la dette globale de l'Office.

2/La deuxième période, s'étendant de 2016 à 2021, a été caractérisée par une amélioration notable de tous les indicateurs de performance de l'Office. Par d'exemple, le chiffre d'affaires a augmenté de 20% entre 2016 et 2021 (+6,75 MMDH), le résultat net a enregistré un niveau positif à partir de 2016, atteignant 2,25 MMDH en 2020 avant de régresser à 423 M DH en 2021.

Cette amélioration s'est traduite par une nette amélioration de la trésorerie nette de l'ONEE, passant de 687 MDH en 2016 à plus de 5,5 MMDH en 2021, soit une augmentation de plus de 8 fois. De même, bien que les ratios de rentabilité restent relativement faibles, ils ont enregistré des niveaux positifs à partir de 2016, tandis que les taux d'endettement ont connu d'importantes améliorations. Cela a permis à l'Office d'atteindre, en 2021, son niveau d'endettement financier le plus bas au cours des dix dernières années, soit 208%.

L'endettement global a également connu une tendance à la baisse, passant de 65,1% en 2016 à 64,8% en 2021. Cette amélioration notable des performances de l'ONEE durant cette deuxième période peut s'expliquer principalement par la conjoncture favorable marquée

³² Ratio d'endettement financier=Dette financière/Fonds propres.

³³ Ratio d'endettement total= Dette globale/ Total actif.

par la baisse des prix d'achat des combustibles, ainsi que par les effets positifs du Contrat programme ONEE-État pour la période 2014-2017.

Ce contrat programme a été conclu pour remédier à la situation financière critique de l'ONEE à cette époque, visant le redressement progressif du modèle de l'Office afin d'assurer la continuité et la pérennité des services d'électricité, d'eau potable et d'assainissement liquide. Le coût des mesures prévues par ce contrat-programme a été évalué à 45,5 MMDH, dont 36,9 MMDH (81%) sous forme d'appui financier de l'État et 8,6 MMDH (19%) issus des économies de gestion de l'ONEE.

Parmi les engagements de l'État figuraient l'apurement des créances des Ex-Régies (1,13 MMDH) et des Communes (2 MMDH), la révision progressive des tarifs de vente de l'électricité (12,5 MMDH³⁴), la recapitalisation de l'Office (2 MMDH), l'appui en matière de fioul en contrepartie de sa décompensation par l'État (13,9 MMDH) et le remboursement du crédit TVA (2,2 MMDH).

Il convient de noter que la révision tarifaire n'a pas touché la tranche sociale dont la consommation mensuelle en électricité est inférieure à 100 kWh et à 6 m³ pour l'eau. De son côté, l'Office s'est principalement engagé à réaliser un programme d'investissement de 50 MMDH sur la période du Contrat-programme, ainsi qu'à effectuer des optimisations en termes de gestion, notamment la réduction des pertes techniques et la maîtrise de la consommation en fioul.

Sur le plan pratique, il convient de noter que les engagements prévus dans le Contrat-programme n'ont pas été totalement exécutés. Sur les 45 MMDH initialement prévus, seuls 29,5 MMDH ont été effectivement réalisés, ce qui représente un taux de réalisation de 65%. Cet écart s'explique principalement par plusieurs facteurs, notamment la non application des révisions des tarifs de la branche eau prévues pour 2016 et 2017, le non-remboursement des créances des Ex-régie (1,13 MMDH) et le non-versement par l'État de l'appui en matière de fioul (2,7 MMDH sur un objectif de 13,9 MMDH).

Cependant, malgré ce taux de réalisation de 65%, le contrat-programme a permis de réaliser d'importants progrès pour l'ONEE, conduisant à une nette amélioration de ses indicateurs financiers au cours de cette deuxième période (2016-2021).

Les principales réalisations peuvent être résumées comme suit :

- Ajustement tarifaire progressif : 11,1 MMDH ;
- Remboursement du crédit TVA : 2,2 MMDH ;
- Recapitalisation : 2 MMDH ;
- Remboursement des arriérés sur les Communes : 1,6 MMDH ;
- Appui en matière de fioul : 2,7 MMDH ;
- Actions internes d'optimisation et de rationalisation de l'Office : 7,5 MMDH.

³⁴ Il s'agit de l'objectif fixé pour la révision des tarifs de toutes les activités de l'ONEE, eau incluse.

3/Une troisième et dernière période, relative à 2022, a été marquée par une forte dégradation de presque tous les indicateurs financiers de l'Office, principalement en raison de l'envolée des prix d'achat mondiaux des combustibles et de l'électricité, dont certains ont plus que doublé. Par exemple, le prix moyen d'achat du charbon était d'environ 188\$/tonne, contre 85,34\$/tonne en 2021, représentant une augmentation d'environ 120%. De même, le prix moyen d'achat du fioul en 2022 s'est élevé à 5 576 DH/TM³⁵, contre 4 458DH/TM pour l'année 2021, soit une hausse d'environ 25%.

De plus les importations d'électricité en valeur ont été multipliées par 8,8 fois, passant de 0,44 MMDH en 2021 à environ 3,9 MMDH en 2022. En conséquence, l'Office a enregistré un déficit très significatif en termes de résultat net pour cette année sélevant à 21 MMDH, et une trésorerie nette négative de 2,3 MMDH, entraînant une détérioration des fonds propres devenus négatifs de 12,4 MMDH. Cela signifie que théoriquement, l'ONEE ne dispose plus des moyens de financement pour ses investissements ou son cycle d'exploitation.

2. Situation financière de la branche « Électricité » de l'ONEE

Avant d'analyser les principaux indicateurs financiers de la branche « Électricité » de l'ONEE, il est nécessaire de présenter quelques agrégats économiques et financiers qui illustrent la place centrale de cette branche au sein de l'Office.

Le tableau ci-après synthétise ces agrégats pour les cinq dernières années (2018-2022). Les conclusions tirées de l'interprétation des données de cette période peuvent également être généralisées à l'ensemble de la période 2013-2022.

Tableau 9: Évolution des principaux agrégats de gestion de l'ONEE en MDH (2018-202)

	Activité	2018	2019	2020	2021	2022
Chiffre d'affaires HT	Global	36 716	37 950	36 870	39 289	40 987
	Électricité	31 984	32 935	31 768	33 860	35 551
Effectif total	Global	17 769	18 223	17 764	17 997	17 686
	Électricité	10 040	10 011	9 619	9 897	9 668
Charges de personnel	Global	3 655	3 987	4 082	4 185	4 302
	Électricité	2 178	2 373	2 334	2 384	2 426
Investissement	Global	7 650	7 502	8 291	8 805	7 580
	Électricité	3 947	3 538	3 393	3 946	3 992
Résultat net	Global	1 956	594	2 252	423	-20 933
	Électricité	1 587	284	1 980	390	-20 022
Valeur ajoutée	Global	13 626	12 771	15 014	14 199	-7 209
	Électricité	10 131	9 091	10 953	10 060	-10 833

Source : ONEE/DEPP

³⁵ Tonne métrique, unité de masse valant 1000 kilogrammes.

Tableau 10: Évolution de quelques indicateurs de la BE/total des activités de l'Office (2018-2022)

	2018	2019	2020	2021	2022
Chiffre d'affaires HT	85,2%	84,8%	83,9%	84,0%	84,5%
Effectif total	56,5%	54,9%	54,1%	55%	54,7%
Charges de personnel	59,6%	59,5%	57,2%	57%	56,4%
Investissement	51,6%	47,2%	34,7%	47,7%	47,5%
Résultat net	81,1%	47,8%	88,0%	92,2%	95,7%

Source : fait par les services d'instruction du Conseil à partir des données communiquées par l'ONEE et la DEPP

À première vue, il apparaît clairement que l'activité « Électricité » représente une branche capitale dans le maintien de l'équilibre financier de l'Office. Représentant 85% du chiffre d'affaires de celui-ci, cette branche fonctionne avec presque le même niveau d'effectif et de charges de personnel que les autres branches de l'ONEE.

De ce fait, le résultat net dégagé par cette branche a un impacte significatif, tant positif que négatif³⁶, le résultat global de l'Office en effet, il constitue généralement plus de 80% de ce dernier, voire même 90%, comme cela a été le cas au cours des deux dernières années, 2021 et 2022.

Dit autrement, les autres branches d'activité de l'Office, telle que l'eau et l'assainissement, contribuent de manière moins prononcée à sa rentabilité, bien qu'elles représentent une part importante des investissements, soit environ 56%.

La suite de ce paragraphe exposera et analysera les principaux indicateurs d'équilibre et de structure relatifs à la BE durant les dix dernières années (2013-2023), tout en examinant les principales explications origines de ces indicateurs.

Les deux tableaux suivants présentent l'évolution des principaux ratios de rentabilité et de solvabilité de cette branche.

Tableau 11: Évolution des principaux indicateurs financiers de la BE en MDH (2013-2023)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Chiffre d'affaires	24 319	25 558	27 795	29 663	32 203	31 984	32 935	31 768	33 860	35 551	36 272
Fonds propres	-7 387	-11 188	-12 693	-12 570	-11 666	-10 079	-9 794	-6 814	-5 923	-20 946	-28 806
Total actif	70 260	71 673	71 038	73 607	73 946	74 316	75 148	77 012	85 689	80 785	73 691
Dette de financement	34 637	33 913	32 931	33 489	33 079	32 373	30 751	29 655	27 841	29 711	36 158
Dette globale	50 896	53 875	53 370	58 363	61 271	61 273	61 562	63 171	61 803	60 375	66 436

Source : fait par les services d'instruction du Conseil à partir des données communiquées par l'ONEE et la DEPP

³⁶ En 2022, par exemple, le résultat net de l'Office (-20 MMDH) correspond pratiquement au résultat net dégagé par la branche « Électricité ».

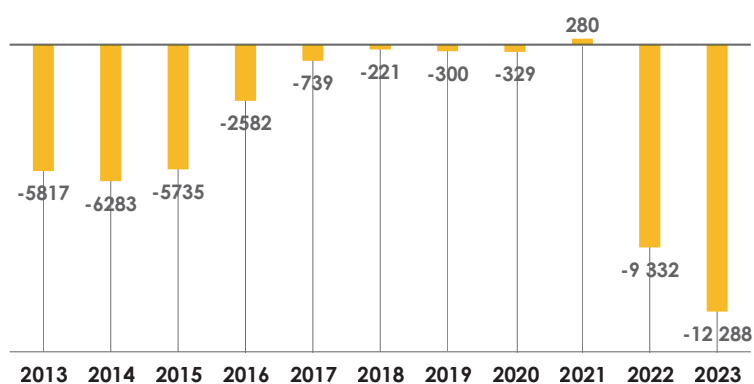
Tableau 12: Évolution des ratios de rentabilité économique et d’endettement de la BE (2013-2023)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Rentabilité économique (%)	-4,58	-3,50	-3,83	0,17	1,22	2,14	0,38	2,57	0,46	-24,78	-15,5
Ratio d’endettement total (%)	72,44	75,17	75,13	79,29	82,86	82,45	81,92	82,03	72,12	74,74	90,15

Source : fait par les services d’instruction du Conseil à partir des données communiquées par l’ONEE et la DEPP

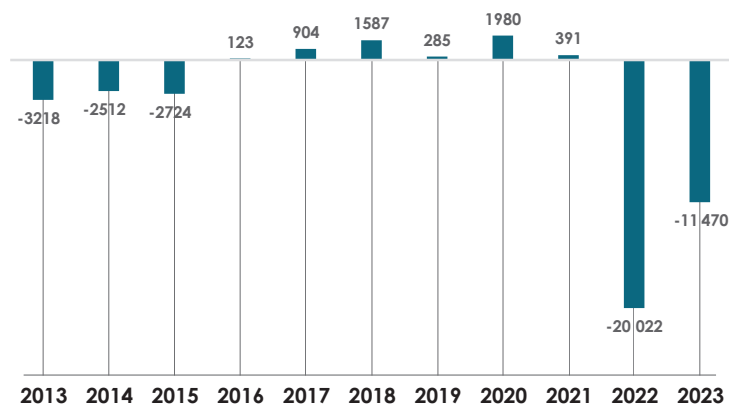
L’évolution du résultat et de la trésorerie nette est repris dans les graphiques suivants:

Figure 15 : Évolution de la trésorerie nette de la BE en MDH (2013-2023)



Source : ONEE

Figure 16 : Évolution des résultats nets de la BE en MDH (2013-2023)



Source : ONEE

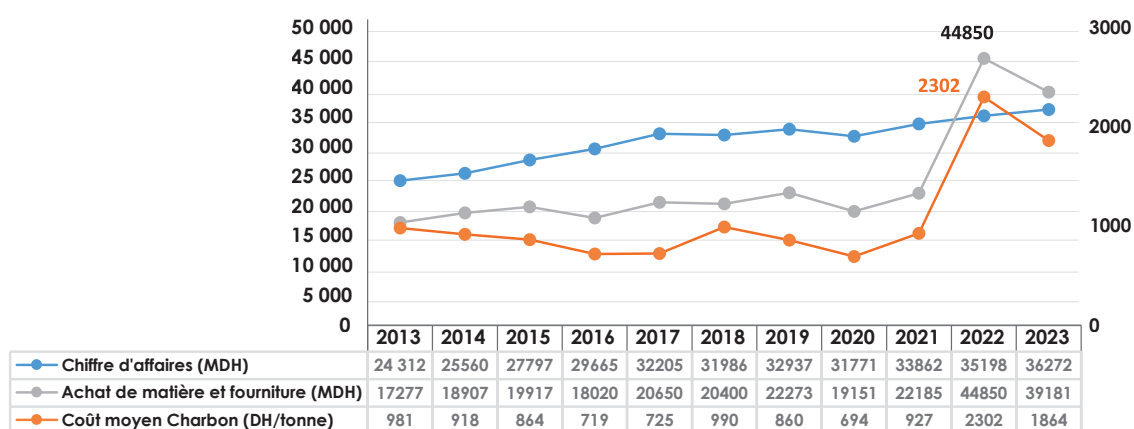
Au même titre que le constat précédemment dégagé concernant l’évolution de la situation financière globale de l’ONEE, l’analyse des données des tableaux et graphiques présentés ci-dessus révèle que l’évolution des indicateurs de la branche « Électricité » a également connu trois principales phases distinctes.

1/Une première phase, de 2013 à 2015, se caractérise dans l’ensemble par un résultat net déficitaire cumulé de plus de 8,5 MMDH, avec toutefois une amélioration continue entre les

deux dates, le résultat net passant de -3,2 MMDH en 2013 à -2,7 MMDH en 2015, soutenu par l'effet des révisions tarifaires du contrat-programme 2014-2017. Pendant cette période, la trésorerie affichait également des valeurs négatives supérieures à 5 MMDH, atteignant même 6,2 MMDH en 2014.

2/Une deuxième phase, de 2016 à 2021, est marquée par des résultats nets positifs continus, avec néanmoins quelques fluctuations en 2019 et 2021, et un pic de +1,98 MMDH en 2020. Le montant cumulé du résultat net de ces six années a atteint environ 5,3 MMDH. De même, la trésorerie nette s'est améliorée progressivement pour atteindre un solde positif en 2021 de l'ordre de 280 MDH, ce qui représente le meilleur niveau enregistré au cours des dix dernières années (2013-2023). Ces performances sont le résultat, comme le montre le graphique ci-dessous, de la combinaison de deux facteurs majeurs : premièrement, l'augmentation du chiffre d'affaires (+1,87 MMDH) suite à l'application des révisions tarifaires du contrat-programme mentionné précédemment, et deuxièmement, les variations conjoncturelles des prix des matières premières à l'international en faveur de l'Office, comparativement à celles du chiffre d'affaires.

Figure 17 : Évolution du chiffre d'affaires des achats de matière (MDH) et des coûts moyen du charbon MAD/tonne) (2013-2023)



Source : ONEE

En effet, concernant le premier aspect relatif à la révision des tarifs dans le cadre du contrat-programme, il est pertinent de noter, comme le montre le tableau ci-dessous, que le prix moyen de vente de l'électricité est passé d'environ 0,78 DH/kWh en 2013 à près de 0,93 DH/kWh en 2017, date du dernier ajustement tarifaire. Cela représente une augmentation de 0,15 DH/kWh, soit une hausse de plus de 20%.

Tableau 13: Évolution des prix de vente moyens du kWh d'électricité de l'ONEE (2013-2023)

Prix de vente moyen (cDHs/kWh)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	78,56	79,59	85,26	89,11	92,79	93,24	93,91	94,16	93,83	93,98	95,51

Source : Calculés à partir des données transmises par l'ONEE

En ce qui concerne le deuxième aspect relatif à l'impact de l'évolution des achats par rapport à celle du chiffre d'affaires, les données du tableau suivant révèlent que, par exemple, entre 2015 et 2014, le chiffre d'affaires a augmenté de 2,2 MMDH, tandis que les achats de matières et fournitures n'ont augmenté que de 1 MMDH. De même, entre 2020 et 2019, le chiffre d'affaires a diminué de 1,1 MMDH, tandis que les achats de matières ont baissé de 3,1 MMDH. Cette tendance s'explique principalement par l'impact de la crise sanitaire du Covid-19, où les cours des combustibles ont considérablement diminué en 2020.

Tableau 14: Évolution du chiffre d'affaires et des achats de matière BE (2013-2022)

	2013 2014	2014 2015	2015 2016	2016 2017	2017 2018	2018 2019	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023
Chiffre d'affaires	1 239	2 237	1 868	2 540	-219	951	-1 166	2 091	1 336	1074
Achats de matière et fourniture	1 630	1 010	-1 897	2 630	-250	1 873	-3 122	3 034	22 665	-5669

Source : Calculés à partir des données transmises par l'ONEE

3/Une troisième phase, couvrant les années 2022 et 2023, se distingue par une augmentation spectaculaire des achats de matière et fourniture, passant de 22 MMDH en 2021 à plus de 45 MMDH (+23 MMDH) en 2022, suivie une baisse de 5,6 MMDH en 2023. Pendant cette période, le chiffre d'affaires n'a augmenté que de 1,3 MMDH entre 2021 et 2022. Il est à rappeler que cette augmentation des prix des combustibles à l'international a débuté au deuxième semestre de 2021 (période post-Covid-19) et a connu une accélération en 2022, en raison du conflit en Ukraine.

Ces fluctuations ont entraîné une augmentation de plus de 3 fois des coûts de production et du prix de revient du kWh³⁷ en 2022, se traduisant par une détérioration importante du résultat net, qui a chuté de manière significative pour atteindre un niveau historique de -20 MMDH. En 2023, le résultat net s'est élevé à environ -11,4 MMDH.

Parallèlement, l'Office a subi une pression considérable sur sa trésorerie, atteignant environ -9 MMDH en 2022 pour la seule branche « Électricité », et -12,2 MMDH en 2023. Cette situation pourrait avoir un impact direct sur les conditions d'approvisionnement de la branche « Électricité » et entraîner des retards dans les paiements aux fournisseurs.

Un risque qui s'est notamment manifesté dans les données les plus récentes du premier trimestre de 2023, publiées par le Ministère de l'Économie et des Finances sur les délais de paiement des Établissements et Entreprises Publics (EEP). Ces chiffres indiquent que l'ONEE affiche un délai de 107 jours au 31 mars 2023, le plaçant ainsi à la 3ème place parmi tous les EEP ayant déclaré les délais les plus longs.

³⁷ Rapport sur les Établissements et les Entreprises Publics du Ministère de l'Économie et des Finances publié dans le cadre de la préparation du projet de Loi de Finances pour l'année budgétaire 2023.

Par ailleurs, il convient de noter qu'en réponse à ces fluctuations des prix des combustibles à l'international, l'Office a entrepris en 2021 la mise en place d'une salle de marchés (qui n'est pas encore opérationnelle) pour la gestion de la couverture des risques sur les marchés des produits de base importés, sur le fret et sur le change. L'objectif est de réaliser des optimisations sur les charges financières et de réaliser des économies en achetant à des conditions avantageuses sur les marchés mondiaux.

B. Analyse des causes de la situation financière de l'ONEE

Rappelons tout d'abord que, bien que l'ONEE ait une mission de service public, il est également tenu, en tant qu'entreprise à caractère commercial, de garantir ses équilibres financiers.

Certes, le contrat-programme 2014-2017 a contribué au redressement, même partiel, des résultats financiers de l'Office et la maîtrise du déficit de sa trésorerie. En témoignage le fait que l'Office a enregistré en 2016 son premier bénéfice depuis 1999, avec un résultat positif d'environ 790 MDH, dont 123 MDH attribuable à la branche « Électricité », suivi d'un bénéfice d'environ 2 MMDH en 2018, dont 1,6 MMDH provenant de la branche « Électricité ».

De plus, le contrat-programme a permis de stabiliser l'endettement global de l'Office autour de 65%, tout en maintenant le rythme de ses investissements avec une moyenne annuelle de 8 MMDH.

Néanmoins, il apparaît que la viabilité et la solidité financière de l'ONEE, et par extension son modèle économique, reste toujours très fragile. En effet, la rentabilité économique présente, dans le meilleur cas, des niveaux faibles, n'excédant pas 1,6% au cours des dix dernières années analysées, voire même des taux négatifs.

En termes d'endettement, les taux correspondants sont extrêmement élevés. Les dettes de financement se sont élevées à 57 MMDH à la fin 2021, représentant un taux d'endettement financier dépassant les 208%. A cela s'ajoute une dette sociale de 41 MMDH (37 MMDH à fin 2022) liée à la caisse interne de retraite des salariés, portant la dette globale à plus de 100 MMDH.

Il convient également de noter que le niveau d'endettement total (Dette globale/ Total actif) est resté constamment au-dessus de 60%, atteignant même 65% en 2021.

Cette fragilité de la situation financière s'accroît davantage en cas de contexte défavorable, tel que la succession d'années de sécheresse entraînant des baisses importantes de la contribution de l'hydraulique à la production, ainsi que la flambée des prix des combustibles importés (charbon, gaz, fioul, gasoil...), comme cela a été le cas en 2022. Cette année-là, tous les indicateurs financiers de l'Office se sont rapidement et substantiellement détériorés : un résultat net déficitaire de 20MMDH, un taux d'endettement financier de -511%, et un taux d'endettement total de 66%.

En d'autres termes, les marges de manœuvre de financement de l'Office sont étroites et son niveau de dépendance financière vis-à-vis des tiers reste élevé, ce qui représente un risque pour l'Office et compromet sa solvabilité.

La situation financière difficile de l'ONEE le contraint à solliciter fréquemment l'intervention de l'État pour le soutenir financièrement. Le dernier soutien de l'État remonte au mois de mai 2023, lorsque le gouvernement a alloué une rallonge budgétaire de 4 MMDH à l'Office. Cette mesure visait à faire face aux conséquences de la hausse spectaculaire des coûts de l'importation des combustibles, supportées in fine par l'Office, quel que soit le mode de production : en IPP ou en production propre. L'ONEE ne peut répercuter ces hausses sur la facture de consommation d'électricité, ni sur les ménages, ni sur les acteurs économiques, en l'occurrence les industriels.

Cependant, les mesures prises par l'État, à la demande de l'ONEE, ne représentent que des réponses partielles et superficielles à une problématique profonde et structurelle. En effet, la situation financière de l'ONEE dans son ensemble, et de la branche « Électricité » en particulier, demeure déséquilibrée depuis plusieurs années. Cela résulte d'une combinaison de plusieurs facteurs, à la fois conjoncturels et structurels, notamment liés à l'organisation et aux ressources humaines, aux contraintes financières exogènes, ainsi qu'au domaine d'activité lui-même.

1. Volet organisationnel et ressources humaines

Rappelons tout d'abord qu'à l'opposé d'une tendance mondiale consistant à dissocier les deux branches d'activité, l'eau et l'électricité, là où elles étaient associées, notre pays a décidé de procéder à leur regroupement.

Cependant, il est apparu que la fusion des activités de l'Office, décidée en 2011 dans le but de mutualiser les ressources allouées à la distribution et de développer des synergies entre le secteur de l'eau potable et celui de l'électricité, dans la logique du couplage eau-électricité, n'a eu qu'un faible impact. Selon le Ministère de l'Économie et des Finances, cette fusion s'est traduite par une démultiplication des entités et des services entre ses deux branches d'activité, avec une optimisation presque inexistante, car elles continuent de fonctionner séparément comme deux établissements distincts.

À titre d'exemple, l'Office conserve deux organigrammes et deux statuts du personnel distincts, avec deux responsables différents pour chacune des directions de la branche d'activité (par exemple, 2 directeurs commerciaux et marketing, 2 directeurs financiers). Ce volet organisationnel pose également des problèmes dus à la multiplicité des intervenants impliqués dans le processus de planification et de prise de décision.

À ce sujet, deux constats, au moins, peuvent être cités.

Actuellement, l'ONEE est placé sous la tutelle du Ministère en charge de la Transition énergétique, tandis que le secteur de l'eau est piloté par le département ministériel de

l'Équipement et de l'Eau avec la participation, dans certains projets d'envergure, du ministère en charge de l'Agriculture. Par exemple, dans le dernier projet d'interconnexion des bassins hydrauliques du Sebou et du Bouregreg, le département de l'Agriculture a assuré le rôle du maître d'ouvrage délégué. Une telle répartition des responsabilités impacte le processus de coordination et de planification dans ce secteur.

Au niveau du segment de la distribution de l'électricité, la gestion de ce service public implique, outre l'ONEE, deux autres acteurs : les régies communales et les gestionnaires délégués. Les régies sont soumises au contrôle à la fois du Ministère de l'Intérieur, qui exerce, en tant que tutelle sur les collectivités territoriales, un contrôle préalable sur certains actes de gestion conformément au décret n°2-64-394 du 29 septembre 1964 relatif aux régies communales, et du Ministère de l'Économie et des Finances, chargé du contrôle financier.

Cette multiplicité des intervenants dans la distribution entraîne des chevauchements dans les zones d'intervention de ces différents distributeurs. Dans certains cas, cela se traduit par la présence d'intervenants différents sur un même territoire, ce qui entraîne par conséquent, un double investissement.

Ce mode d'organisation n'est pas adapté pour répondre efficacement aux demandes croissantes des consommateurs en matière de prestations et de qualité de service, ni aux coûts croissants de financement des projets structurants, en particulier dans le domaine de l'assainissement liquide, surtout pour les populations démunies. De plus, il y a une insuffisance des moyens de financement face aux besoins importants en investissements nécessaires pour moderniser la gestion et garantir la pérennité du service public relatif à la distribution.

En termes de ressources humaines, l'ONEE compte un nombre important des effectifs par rapport au chiffre d'affaires et à la valeur ajoutée générée. En effet, le poids de la masse salariale par rapport au chiffre d'affaires a augmenté au cours des cinq dernières années, passant de 11% en 2018 à 13,3% en 2021. De même, le ratio « masse salariale/ valeur ajoutée » a également augmenté, passant de 26,8% en 2018 à 31,3% en 2021 et 2022.

Ces ratios élevés sont principalement attribuables à l'impact de la branche « Eau » : le poids des charges de personnel par rapport à la valeur ajoutée dépasse les 44%. En ce qui concerne la branche Électricité, il est à noter que ces deux indicateurs de productivité sont restés pratiquement stables à des niveaux raisonnables, soit environ 7% pour le ratio masse salariale /CA et 23% pour le ratio masse salariale/valeur ajoutée.

Tableau 15: Évolution des ratios de charges du personnel (2018 et 2022)

	Activité	2018	2019	2020	2021	2022
Ratio charges personnel/Chiffre d'affaires	Global	11,7%	10,5%	13,2%	13,3%	10,5%
	Électricité	6,8%	6,9%	7,4%	7,1%	7,4%
Ratio charges personnel/Valeur ajoutée	Global	26,8%	31,22%	27,19%	31,3%	31,3%
	Électricité	21,5%	28,5%	21,3%	23,7%	-25,01%

Source : Calculés à partir des données transmises par l'ONEE et la DEPP

2. Volet financier

S'agissant du deuxième volet portant sur les contraintes financières exogènes, il apparaît que les principaux éléments pesant sur la situation financière de l'ONEE sont, tout d'abord, l'importance des créances de l'Office et les difficultés rencontrées pour les recouvrer. Ensuite, il y a l'exposition de l'ONEE aux fluctuations des cours mondiaux des combustibles importés, ainsi que l'impact de la Caisse Commune de Retraite (CCR). Enfin, il convient de souligner l'insuffisance des marges dues au système de tarification appliqué.

■ Arriérés de créances

Concernant le premier point, il apparaît que l'Office enregistre un volume considérable d'arriérés de créances, principalement attribuable à la branche Électricité, totalisant environ 5,8 MMDH à la fin de l'année 2022.

Ces créances concernent principalement les particuliers (3,3 MMDH), représentant près de 56,7% du total des créances, suivi des Régies avec près de 1,2 MMDH. Le reste est constitué de créances sur les collectivités territoriales (687 MDH), les Administrations (321 MDH) et les Entreprises et Établissements Publics (287 MDH).

Ces arriérés sont de longue date et s'expliquent, entre autres, par l'inefficacité des actions de recouvrement menées par l'Office, les contraintes budgétaires rencontrées par certains établissements publics et les difficultés de mettre en œuvre des mesures contraignantes telles que les coupures d'électricité.

A ces montants s'ajoutent les créances sur les Ex-régies estimées à 911 MDH, objet d'un différend entre l'Office et le Ministère de l'Intérieur. À cet égard, le Conseil d'Administration de l'ONEE a recommandé, en décembre 2020, la réalisation d'une expertise indépendante, matérialisée par le lancement de deux appels d'offres en vue d'évaluer ces montants de créances.

Il est à noter qu'en plus de ces créances, l'Office se trouve doublement pénalisé du fait de l'application de la TVA facturée sur ces créances.

■ Exposition aux fluctuations des cours mondiaux des matières premières

Concernant le deuxième aspect, portant sur les risques des fluctuations des cours mondiaux des combustibles importés, il s'avère que malgré l'accélération du développement des projets renouvelables, l'essentiel de la production nationale d'électricité, soit plus de 79,5% (à fin 2023), provient de source conventionnelle (thermique) dont les matières premières sont importées (charbon, fioul, gaz naturel...). Cette forte dépendance aux importations expose l'ONEE aux variations des cours de ces matières premières sur les marchés internationaux. Ces coûts sont pris en charge seulement par l'Office sans que les producteurs indépendants opérant dans le cadre des contrats PPA, ni les distributeurs publics ou privés n'y contribuent.

À cet égard, l'année de 2022 demeure un exemple particulièrement frappant, puisque les achats de matières par la BE ont frôlé les 44 MMDH, contre 22 MMDH en 2021, et seulement 24 MMD il y a dix ans (2013), alors que le chiffre d'affaires n'a enregistré qu'une légère augmentation (35 MMDH en 2022 vs 33,8 MMDH en 2021).

En plus de ces risques, l'ONEE est également soumis aux fluctuations des taux de change, étant donné que la quasi-totalité de ses transactions d'achats sont libellées en devises ; les combustibles sont achetés en dollar américain et l'électricité provenant du marché espagnol est payée en euro.

■ Dette sociale liée aux engagements de la Caisse commune de retraite

En ce qui concerne la Caisse commune de retraite (CCR) du personnel de l'ONEE, il convient de souligner que le retard d'externalisation de cette caisse a un impact significatif sur les résultats financiers de l'Office, en raison de l'augmentation continue des engagements financiers qui y sont liés. En effet, le cumul de ces engagements s'élevait à plus de 37 MMDH à fin 2022, alors qu'il était d'environ 16 MMDH en 2013, représentant ainsi une augmentation de 21 MMDH en dix ans.

■ Modèle tarifaire et insuffisance des marges

S'agissant de l'impact du système tarifaire appliqué sur les revenus et, par conséquent, sur la situation financière de l'ONEE, il convient de rappeler que les tarifs de vente de l'électricité ainsi que ceux de l'eau potable et de l'assainissement liquide sont réglementés et fixés par Arrêté du Chef du Gouvernement ou de l'autorité gouvernementale déléguée par lui à cet effet, conformément aux dispositions du décret n° 2-14-652 pris pour l'application de la loi n° 104-12 sur la liberté des prix et de la concurrence, telle qu'elle a été modifiée et complétée, après avis de la Commission Interministérielle des Prix.

Les tarifs de vente sont réglementés pour l'ONEE et les Régies, tandis que les tarifs appliqués par les sociétés de gestion déléguée sont contractuels et fixés dans les contrats les liant à l'autorité délégante. En général, les changements des tarifs d'achat de l'électricité appliqués aux délégataires sont répercutés sur les prix de vente aux clients finaux selon le principe « ni gain, ni perte ».

À ce sujet, il est à noter que les tarifs de vente en vigueur ont été déterminés par l'Arrêté n° 2451-14 du 21 juillet 2014, suite à la mise en place du contrat-programme conclu entre l'État et l'ONEE au titre de la période 2014-2017.

Il ressort des données recueillies dans le cadre de l'instruction de cet avis que ce volet de tarifs de vente constitue un élément central affectant la situation financière de l'ONEE, et son caractère administré pose au moins deux problématiques.

D'une part, l'application d'un système tarifaire administré pose un problème de concurrence avec les producteurs privés opérants dans le cadre du marché libre encadré par la loi n°13-09

relative aux énergies renouvelables, telle qu'amendée et complétée. Ces producteurs doivent proposer des tarifs de vente compétitifs aux clients potentiels, ce peut être difficile lorsqu'ils doivent rivaliser avec les tarifs subventionnés de l'ONEE qui ne reflètent pas les véritables coûts de production du kWh d'électricité.

D'autre part, le modèle tarifaire actuel ne permet pas de refléter les véritables coûts de revient, ce qui entraîne des marges négatives et affecte les revenus de l'ONEE, en particulier pour la catégorie des clients MT et BT, représentant plus de 50% des volumes de vente directe de l'ONEE. Cette situation est exacerbée lors des années où les cours mondiaux des combustibles importés connaissent des flambées conséquentes, comme ce fut le cas en 2022.

En termes de statistiques, le tableau suivant présente l'évolution des coûts de production (à la sortie de la centrale) et des prix de vente moyens de l'ONEE au cours des cinq dernières années (2018-2022) selon la source d'énergie utilisée.

Tableau 16: Évolution des coûts de production et des prix de vente de l'électricité en Dh/KWh (2018-2022)

	2018		2019		2020		2021		2022	
	Coût de Production	Prix de vente	Coût de Production	Prix de vente	Coût de Production	Prix de vente	Coût de Production	Prix de vente	Coût de Production	Prix de vente
Centrale à charbon	0,58	0,932	0,63	0,939	0,56	0,942	0,59	0,938	1,03	0,940
Parc éolien	0,61		0,59		0,58		0,55			
Parc solaire (PV)	0,24		0,48		0,49		0,52			
Parc solaire (CSP)	0,75		0,85		0,86		0,86			
Hydraulique	0,31		0,35		0,48		0,51			
Gaz Naturel	0,69		0,72		0,66		0,70			
Fuel	2,14		3,13		3,23		2,07			
Moyenne (coût moyen du kWh appelé)	0,68		0,71		0,63		0,67		1,21	

Source : Données communiquées par l'ONEE

Il ressort de ce tableau que le coût de production (à la sortie de la centrale) demeure généralement inférieur au prix de vente, à l'exception de l'année 2022, où il s'est élevé de 1,21 DH/kWh, tandis que le prix de vente moyen n'était que de 0,94 DH/kWh.

Il convient de signaler que 2022 est exceptionnelle en raison du recours massif par l'ONEE aux importations des combustibles, dont les cours ont fortement augmenté, suite à l'arrêt des centrales à gaz de Ain Bni Mathar (capacité de 450 MW) et celle de Tahaddart (384 MW)

entre novembre 2021 et juin 2022. En conséquence, le coût de revient moyen (production) du kWh d'électricité a atteint près de 1,21 DH/kWh, alors que le tarif de vente moyen est resté inchangé de 0,94 DH/kWh. Cela s'est traduit par une marge globale négative qui s'élève à plus de [20-30] MMDH cette année-là. Le Coût de revient en 2023 (À fin novembre) est d'environ 1,03 DH/kWh.

Tableau 17: coûts de production et tarifs de vente de l'électricité selon le type de distributeur (2018-2022)

		2018	2019	2020	2021	2022
ONEE	Coût de production	0,68	0,71	0,63	0,67	1,21
	Prix de vente	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94
Régies	Prix d'achat	0,83	0,83	0,81	0,81	0,81
	Prix de vente	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06

Source : Données communiquées par l'ONEE et le Ministère de l'Intérieur

Source : Données communiquées par l'ONEE et le Ministère de l'Intérieur

Pour précision, le coût de revient moyen global de l'électricité pour l'ONEE est composé, en plus du coût de production précité, des charges de transport et de distribution. Comme le montre le tableau ci-après, le coût de revient dépend largement des coûts de production, qui représentent plus de 80% du total, suivi des charges de distribution (14%), et enfin des coûts de transport, avec une part de 6%. Ainsi, en périodes de hausses des cours des combustibles importés, comme celle que nous vivons, la part des coûts de production augmente également : elle a frôlé les 90% en 2022.

Tableau 18: Répartition des principaux postes de coûts sur la facture moyenne de l'électricité (2018-2022)

	2018	2019	2020	2021	2022
Production	80%	81%	80%	82%	89%
Transport	6%	6%	6%	5%	3%
Distribution	14%	13%	14%	13%	8%

Source : Données communiquées par l'ONEE

Le modèle tarifaire actuellement appliqué se traduit par des marges négatives pour l'ONEE, en particulier sur les segments MT et BT. Seule la catégorie THT-HT permet de dégager des marges positives. En 2022, même la catégorie THT-HT a enregistré une marge négative unitaire d'environ [40-50] centimes de DH/kWh, et une marge globale négative de plus de [5-10] MMDH.

Tableau 19: Évolution des marges dégagées sur les catégories de clientèle de la BE de l'ONEE (2018-2022)

	2018		2019		2020		2021		2022	
	Marge unitaire (cDHs/ kWh)	Marge globale (MDH)	Marge unitaire (cDHs/ kWh)	Marge globale (MDH)	Marge unitaire (cDHs/ kWh)	Marge globale (MDH)	Marge unitaire (cDHs/ kWh)	Marge globale (MDH)	Marge unitaire (cDHs/ kWh)	Marge globale (MDH)
THT-HT	[5-10]	[1000-2000]	[0-5]	[500-600]	[10-20]	[1000-2000]	[5-10]	[1000-2000]	[-40-50]	[-8000-9000]
MT	[-5-10]	[-400-500]	[-10-20]	[-700-800]	[-0-5]	[-40-50]	[-0-5]	[-200-300]	[-60-70]	[-5000-6000]
BT	[-20-30]	[-1000-2000]	[-30-40]	[-2000-3000]	[-10-20]	[-1000-2000]	[-20-30]	[-1000-2000]	[-90-100]	[-8000-9000]
Global	[-5-10]	[-1000-2000]	[-5-10]	[-2000-3000]	[0-5]	[300-400]	[-0-5]	[-900-1000]	[-60-70]	[-2000-3000]

Source : Données communiquées par l'ONEE

À des fins de comparaison, la marge moyenne unitaire sur prix de vente enregistrée chez les Régies est de 0,25 DH/kWh (2022), tandis que celle des gestionnaires délégués avoisine 0,40 DH/kWh, avec quelques disparités entre les 4 acteurs actifs : minimum de 0,3 DH/kWh (Lydec) et un maximum de 0,52 DH/kWh (Amendis Tétouan).

Concernant la ventilation du prix de vente par catégorie de clients, on constate que le tarif de vente moyen de l'ONEE est de 0,95 DH/kWh pour les clients THT-HT, près de 1,03 DH/kWh pour les clients MT, et de 1,06 DH/kWh pour la catégorie BT.

Par ailleurs, en ce qui concerne la comparaison des tarifs de vente de l'ONEE avec les autres distributeurs, il apparaît que le tarif moyen d'achat de l'électricité des Régies et des gestionnaires délégués est d'environ 0,81 DH/kWh, contre un prix de revient de l'Office de près de 0,67 DH/kWh en 2021. Quant au prix de vente moyen appliqué par ces derniers, il avoisine 1,17 DH/kWh, contre 0,94 DH/kWh pour l'ONEE.

3. Volet métier

En ce qui concerne le troisième volet relatif au métier de l'ONEE, l'Office fait face à plusieurs contraintes et fragilités liées, d'une part, à ses missions et au périmètre de son d'intervention, et d'autre part, à des aspects techniques concernant les performances modestes de l'outil de production et de distribution, comparativement aux acteurs opérants dans les segments de la production et de la distribution.

■ Retard dans la séparation comptable des activités

L'ONEE est présent dans l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur, mais le cumul d'activités incompatibles telles que la production, le transport et la distribution ne favorise pas l'amélioration de ses performances. En effet, l'ONEE est confronté à des conflits d'intérêts, étant à la fois producteur et planificateur. Cette situation se traduit notamment par des divergences avec MASEN concernant le plan d'équipement des capacités électriques à installer, en l'absence d'une procédure formelle d'approbation par l'administration dudit plan.

De plus, le fait que l'ONEE soit impliqué dans toutes les étapes de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité et l'absence d'une séparation comptable réelle de ces différentes activités rend difficile l'appréciation précise des marges par activité. Il est à noter que la loi n° 48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité prévoit dans son article 53 la séparation comptable de l'activité de transport des autres activités de l'ONEE. Cette loi, promulguée il y a 7 ans, n'a toujours pas été pleinement mise en oeuvre (fin 2023).

Par ailleurs, en l'absence de cette séparation comptable, l'ONEE continue à assurer la responsabilité de la gestion du réseau national de transport d'électricité, une tâche qui devrait être confiée à une entité morale indépendante de l'ONEE, conformément à la loi n°48-15. Il convient de préciser que la séparation comptable constitue la première étape, indispensable mais insuffisante, pour réaliser, dans une deuxième étape, une séparation organisationnelle, puis, dans une troisième étape, une séparation juridique, comme le prévoit l'article 53 de la loi n° 48.15.

■ Impact de l'évolution du mix énergétique

Sur ce point, la mise en service, ces dernières années, des projets d'énergies renouvelables, notamment Aftissat1 (200 MW) et Khalladi (120 MW), a entraîné une baisse significative des ventes d'électricité de l'Office à la clientèle THT-HT, qui reste la seule catégorie affichant des marges positives. Les ventes de l'Office sont passées de 4,79 GWh en 2017 à 2,8 GWh en 2022, soit une baisse de 41% (-2GWh).

En termes de valeur, le chiffre d'affaires de l'Office sur ce segment est passé 3,8 MMDH à 2,6 MMDH, ce qui représente un manque à gagner de plus de 1,2 MMDH. En parallèle à cette baisse, l'ONEE est appelé à mobiliser des investissements dans les moyens de production de réserve nécessaires pour garantir la continuité de l'approvisionnement à tous les usagers en période d'insuffisance des volumes de l'électricité renouvelable, étant donné leur caractère intermittent.

À ce sujet, pour nuancer, il convient de signaler qu'afin de faire contribuer les développeurs privés des projets renouvelables à la maintenance, au renforcement et à la gestion du réseau de transport, et pour couvrir les charges relatives aux moyens mis en place par l'Office pour gérer l'intermittence des énergies renouvelables susmentionnée, l'ONEE a introduit, en plus du timbre de transport (8,8 cDHs/kWh), deux autres charges financières : les services système fixés à 12 cDHs/kWh et la contribution au renforcement du réseau des lignes de transport fixée à 2,5 MDH par MW installé.

L'ensemble de ces tarifs et frais étaient établis selon des conventions signées entre l'ONEE et les différents exploitants concernés. En date du 5 février 2024, en application des dispositions de l'article 15 de la loi n° 48-15, l'ANRE a pris une décision relative à la fixation des tarifs d'accès

et d'utilisation du réseau électrique national de transport pour la période de régulation allant du 1^{er} mars 2024 au 28 février 2027.

Le tarif d'utilisation du réseau de transport a été fixé à 6,39 cDHS/kWh pour l'année 2024, tandis que le tarif des services système a été arrêté à 6,35 cDHS/kWh pour la même année. Ces tarifs seront indexés annuellement, tout au long de la période de régulation, au taux d'inflation afin de refléter l'évolution des conditions économiques.

■ Retard du transfert des actifs relatifs aux énergies renouvelables à MASEN

La reconfiguration du secteur des énergies renouvelables de 2016, consécutive à la promulgation de la loi n° 37-16 modifiant et complétant la loi n° 57-09 portant création de la société « Moroccan Agency For Solar Energy » et la loi n° 38-16 modifiant et complétant l'article 2 du dahir n° 1-63-226 de 1963, portant création de l'ONE, a prévu le transfert par l'ONEE à MASEN de l'ensemble de ses actifs en énergie renouvelable.

Conformément à l'article 2 de cette loi, ce transfert englobe toutes les installations utilisées pour l'activité des EnR, à l'exception des STEP existantes ou en cours de construction. Ce transfert devait s'effectuer de manière progressive et, au plus tard, à la fin de la cinquième année suivant la date de publication de ladite loi.

La loi prévoit également le transfert de tout le personnel affecté à chacune des installations EnR, qui continuera à être affilié, pour le régime des pensions, aux caisses auxquelles il cotisait à la date de son transfert. De plus, il bénéficiera d'une situation qui ne saurait être moins favorable que celle dont il jouissait au sein de l'ONEE à la date du transfert, notamment en ce qui concerne les salaires et les avantages sociaux.

Les données recueillies à ce sujet indiquent que ce transfert a rencontré plusieurs divergences entre les parties concernées, notamment en ce qui concerne les aspects sociaux, tels que le coût de transfert du personnel ONEE, en particulier la régularisation de leur situation de retraite, et la nécessité pour MASEN de mettre en place un système d'information en accord avec l'ONEE.

Par conséquent, bien que l'approbation par décret de la convention de transfert n'ait été signée qu'en 2020, le transfert effectif n'a pas encore été achevé, accusant un retard considérable. Cette situation a des répercussion sur le rythme de développement des projets de sources renouvelables structurants, tels que la centrale solaire Midelt de 800 MW (dont le contrat d'achat d'énergie a été signé en décembre 2022).

Il est important de noter que malgré l'intervention et l'arbitrage des Ministères de l'Économie et des Finances et de la transition énergétique, cette situation persiste en raison de la non-signature de l'avenant à la convention de transfert précitée.

■ Faiblesse des performances des réseaux de transport et de distribution

Au niveau technique, l'évaluation de la performance globale de la production et du réseau électrique repose sur l'analyse des rendements des moyens de production et des réseaux de transport et distribution, notamment en termes de pertes enregistrées.

Les pertes se divisent en deux catégories : d'une part, les pertes techniques qui dépendent des caractéristiques des installations existants, de la nature du courant (THT-HT, MT, BT), et de la distance parcourue. Ces pertes représentent la différence entre l'électricité injectée et celle prélevée aux différents niveaux du réseau. D'autre part, les pertes non-techniques qui correspondent à l'énergie électrique consommée mais non enregistrée, englobant notamment les cas de fraude de courant. Ces pertes se mesurent par la différence entre l'électricité injectée et celle effectivement facturée.

Concernant le réseau de transport de l'ONEE, le taux de rendement était d'environ 94,7% en 2022 (94,66% en 2023), contre 95,7% en 2018, marquant ainsi une légère dégradation de un (1) point du niveau des pertes. Cette dégradation du taux de rendement s'explique, entre autres, par l'augmentation de la distance de parcours par un volume important de l'électricité de sources renouvelables, notamment à partir de la région sud, suite à la mise en service de plusieurs projets de l'électricité de sources renouvelables dans cette région.

En ce qui concerne le réseau de distribution, l'ONEE enregistre des niveaux de rendement, comme le montre le tableau suivant, ne dépassant pas 86% (81,12% en 2023), tandis que les autres distributeurs affichent des niveaux de rendement supérieurs à 92%, voire atteignant 95% chez certains distributeurs tels que Redal et Amendis Tanger.

Cependant, il convient de nuancer ce constat, car le faible niveau de rendement du réseau de distribution de l'ONEE peut en partie s'expliquer par la nature des zones géographiques qu'il dessert, principalement en milieu rural, ainsi que par la vétusté de certaines lignes de transport.

Tableau 20: Évolution des rendements du réseau de distribution des différents distributeurs (2018-2022)

	2018	2019	2020	2021	2022
ONEE	85,46%	85,56%	83,45%	85,70%	85,80%
Régies	93,20%	93,30%	92,30%	92,80%	92,90%
Amendis Tétouan	92,02%	91,90%	91,80%	91,27%	92,06%
Amendis Tanger	90,71%	91,44%	91,11%	91,17%	94,77%
Redal	93,49%	93,10%	92,91%	94,53%	94,00%
Lydec	93,77%	93,90%	94,10%	93,80%	93,90%

Source : Données communiquées par la DEPP et MI

Les niveaux de rendement inférieurs du réseau de distribution de l'ONEE, comparativement à ceux des autres distributeurs (avec un écart dépassant 10 points), témoignent de pertes importantes dans le réseau et engendrent un manque à gagner conséquent pour l'Office. En effet, chaque point de rendement en moins équivaut à une perte de recettes d'environ 200 MDH/an. Ainsi, les 10 points de différence actuels entraînent un manque à gagner annuel d'environ 2 MMDH.

VIII. Conclusions recommandations

A. Conclusions

Le présent avis fait suite à la décision du Conseil de la concurrence n° 2023/D/17 du 26 janvier 2023, par laquelle il s'est saisi d'office en vertu de l'article 4 de la loi n° 20-13 relative au Conseil de la concurrence, telle qu'elle a été modifiée et complétée par la loi n° 41-21.

Dans un premier temps, cet avis se propose d'analyser la situation de la concurrence sur le marché de l'électricité, en plein essor non seulement au niveau national mais également dans de nombreux autres pays du monde. Dans un second temps, il vise à déterminer dans quelle mesure une plus grande ouverture de ce marché à la concurrence pourrait stimuler l'offre pour répondre à une demande en électricité en constante augmentation, garantissant ainsi la stabilité et la sécurité de l'approvisionnement à un prix compétitif, en favorisant notamment le recours aux sources renouvelables.

À cet égard, il convient de rappeler que l'énergie a toujours été un enjeu stratégique majeur en raison de ses conséquences directes tant sur le quotidien des populations que sur les performances des activités économiques.

Le défi énergétique est devenu encore plus prioritaire, notamment avec l'avènement des récents chocs dus à la pandémie de Covid-19 et au conflit en Ukraine, qui ont perturbé les chaînes d'approvisionnement et entraîné une forte volatilité des prix des matières premières et des coûts de transport.

Il est vrai que les prix de l'électricité supportés par les ménages et les entreprises au Maroc sont restés stables durant ces deux événements, grâce au gel des tarifs par l'ONEE, en faisant supporter indirectement la charge à l'État.

L'analyse menée par le Conseil de la concurrence dans ce cadre, a permis de dégager les conclusions ci-après énumérées.

1. Une évolution irrégulière du marché de l'électricité résultant de l'absence d'une continuité dans la mise en œuvre des réformes engagées

Depuis l'indépendance et jusqu'à ce jour, le marché de l'électricité a connu une série de décisions et d'actions en réponse à des problématiques conjoncturelles, résultant de l'absence d'une continuité dans la mise en œuvre des réformes engagées.

Ces réponses peuvent être résumées en trois principales phases :

- La première phase (1963-1993) a été caractérisée par la création de l'Office national de l'électricité et la cessation des gérances à caractère municipal de la Société marocaine de distribution (SMD) au profit des Régies communales autonomes ;
- La deuxième phase (1994-2005) a coïncidé avec la période de la politique générale d'ouverture de l'économie, durant laquelle le marché a connu un changement majeur avec le recours à la production concessionnelle et à la gestion déléguée dans le segment de la distribution, dans le but de mobiliser les ressources financières nécessaires pour répondre aux besoins d'investissements croissants du marché;
- La troisième phase (depuis 2006) s'est distinguée par une libéralisation progressive de la production de l'électricité renouvelable et l'émergence d'un marché libre où les producteurs privés peuvent produire et fournir de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à des clients privés, avec des prix négociés entre les parties.

Au niveau institutionnel, cette dernière période a été caractérisée par le lancement, en 2009, de la stratégie énergétique nationale, accompagnée de la création de MASEN chargée de mettre en œuvre le programme solaire marocain visant à atteindre 2000MW d'énergie solaire d'ici 2020, ainsi que de l'AMEE pour coordonner les programmes d'efficacité énergétique et promouvoir cette dernière.

Par la suite, il a y eu la fusion de l'ONE et de l'ONEP au sein de l'ONEE, et la mise en place de l'ANRE en tant qu'organe de régulation chargé de veiller au bon fonctionnement du marché libre de l'électricité.

En 2023, le cadre législatif et réglementaire régissant le marché de l'électricité a connu deux modifications majeures : la promulgation de la loi n° 82-21 relative à l'autoproduction le 10 février 2023, et de la loi n° 83-21 relative à la création des Sociétés Régionales Multiservices le 12 juillet 2023, ainsi que la loi n° 40-19 modifiant et complétant la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables le 23 février 2023.

2. Une régulation administrative fragmentaire du marché de l'électricité induisant une multiplicité d'intervenants, un cadre réglementaire inachevé et une tarification réglementée

a. Une organisation du marché inefficace au vu de la multiplicité des intervenants

Le marché de l'électricité se distingue par la présence d'une diversité d'intervenants publics et privés à tous les niveaux de la chaîne de valeur. Toutefois, l'organisation de ces interventions gravite autour d'un acteur central, l'ONEE.

En tant que principal fournisseur de l'énergie électrique, l'Office assure cette fonction par le biais de sa production propre, par le recours aux interconnexions électriques ou par le biais de partenariats avec le secteur privé. De plus, il détient et gère la totalité du réseau de transport, assure près de 60 % de la distribution et endosse le rôle de garant de l'équilibre offre-demande (dispatching).

La présence de multiples intervenants institutionnels soulève plusieurs contraintes organisationnelles, se traduisant par un manque de mutualisation des ressources financières et humaines publiques, ainsi que par des problèmes d'efficience dans la planification, la coordination et la prise de décision pour la mise en œuvre des réformes.

Cette situation se manifeste particulièrement par la multiplicité des tutelles techniques intervenant dans le marché de l'eau et de l'électricité. À titre d'illustration, l'ONEE est placé sous la tutelle du Ministère de la transition énergétique et du développement durable, tandis que le marché de l'eau est piloté par le département ministériel de l'équipement et de l'eau avec parfois l'intervention du ministère en charge de l'agriculture, comme dans le cas du projet d'interconnexion des bassins hydrauliques du Sebou et du Bouregreg où ce dernier a été le maître d'ouvrage délégué.

Il convient de rappeler qu'avant les récentes modifications des dénominations et des attributions des ministères, les deux branches d'activité de l'ONEE (eau et électricité) relevaient du même ministère, à savoir le Ministère de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement.

Sur le plan opérationnel, le segment de la distribution connaît également l'intervention de trois acteurs, à savoir l'ONEE, les régies communales et les gestionnaires délégués. Cette multiplicité des parties prenantes dans la distribution se traduit par la présence d'intervenants différents, voire même sur un même territoire. Cette situation engendre des risques de duplication des investissements et entrave la capacité à répondre efficacement aux attentes croissantes des consommateurs en termes de qualité de service, ainsi qu'à l'augmentation des coûts de financement des projets, notamment dans le service d'assainissement liquide.

A ces problématiques s'ajoutent des questions relatives à l'absence de détermination précise du champ d'intervention de certains organismes impliqués au niveau de ce marché, tels que l'Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique et la Société d'Investissements Énergétiques, dont les attributions demeurent, sur certains aspects, presque identiques entraînant des chevauchements des rôles et des retards dans la concrétisation des objectifs de la politique nationale d'efficacité énergétique.

b. Un cadre juridique inachevé et peu incitatif au développement de l'offre de l'électricité

Le marché de l'électricité est régi par plusieurs textes législatifs et réglementaires qui encadrent les différents maillons de sa chaîne de valeur, notamment les lois relatives à

l'ONEE, aux énergies renouvelables, à l'efficacité énergétique, ainsi que la loi organique des Communes n° 113-14 pour ce qui concerne le volet de la distribution. En outre, il existe des textes régissant la régulation du marché.

au fil des années, ce cadre institutionnel a subi plusieurs ajustements qui ont eu des retombées positives, notamment en termes de développement de nouvelles capacités de production, doublées au cours de la période 2003-2023, d'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique national (20,5% en 2023) et de libéralisation partielle du marché. Cette évolution a conduit à la mise en place de quelques projets d'autoproduction, ainsi qu'à l'émergence d'un marché libre de l'électricité renouvelable.

Cependant, la mise en œuvre de ces réformes est caractérisée par une certaine sélectivité et des retards dans la préparation de la législation nécessaire l'implémentation complète des réformes, voire la non-publication des textes d'application.

Le caractère sélectif se manifeste dans le fait que les réformes engagées n'ont touché que deux maillons de la chaîne de valeur, à savoir la production et la distribution. En ce qui concerne le segment du transport, la création et l'opérationnalisation d'un GRT indépendant n'a pas encore été réalisées.

Un autre exemple significatif est l'exclusion de la BT du champ d'application du texte initial de la loi n° 13-09 sur les énergies renouvelables, qui était réservée aux projets connectés aux réseaux THT-HT et MT. L'inclusion de la BT n'a été possible qu'avec la promulgation de la loi n° 58-15 modifiant et complétant la loi n° 13-09. Cependant, cette dernière n'a pas encore été mise en application.

La restriction aux seuls réseaux THT et HT (et MT en raison de l'absence de textes d'application), dont le nombre de clients ne dépasse pas 150, a entravé le développement à grande échelle de ce marché. En effet, à la fin de l'année 2023 soit, 13 ans après la promulgation de la loi n° 13-09, le marché libre représentait que 7% de la capacité totale installée et de la production nationale.

Ainsi, cette limitation a entraîné un manque à gagner pour certaines entreprises énergivores qui auraient pu bénéficier de la compétitivité des prix proposés par les développeurs privés par rapport à ceux de l'ONEE et des autres distributeurs.

Le même constat s'applique au régime d'autoproduction, car en vertu de la loi n° 54-14 encadrant ce régime, le raccordement au réseau électrique n'était réalisable que pour les installations dotées d'une capacité supérieure à 300 MW. En conséquence, de nombreux opérateurs privés de la MT et des particuliers pour la BT n'ont pas eu la possibilité de développer leurs propres capacités de production susceptible de couvrir leurs besoins en électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Il convient de noter que la non-généralisation immédiate de l'ouverture aux réseaux MT et BT s'explique en partie par le poids des intérêts économiques établis sur des bases contractuelles et par l'importance des préalables techniques souvent coûteux nécessaires à leur opérationnalisation.

En ce qui concerne les lenteurs constatées et les longs temps de pause dans les réformes réglementaires menées, deux exemples peuvent l'illustrer.

En premier lieu, la loi n° 13-09 a été promulguée en 2010 et son application au réseau de la MT était subordonnée à des modalités qui devaient être définies par voie réglementaire. Cependant, le premier décret d'application n'a été publié que 5 ans après, lequel prévoyait lui-même un autre texte d'application, à savoir la trajectoire d'enveloppes annuelles à injecter dans le réseau de la MT à partir de sources d'énergie renouvelables. De plus, le dernier arrêté définissant cette trajectoire n'a été publié qu'en 2022, soit 6 ans après la publication du décret et 11 ans après la promulgation de la loi n° 13-09. Il en est résulté que même la MT s'y est retrouvée exclue en raison du grand retard dans la publication des textes réglementaires d'application de la loi.

En deuxième lieu, certains textes n'ont jamais été publiés, comme celui relatif à la définition de la carte solaire (zoning solaire), qui aurait dû définir les zones géographiques destinées à l'implantation des projets de capacité supérieure à 2 MW, ou encore les textes réglementaires prévus par la loi n° 58-15, qui devaient régir l'autorisation accordée aux développeurs privés de projets renouvelables et l'accès au réseau BT.

Au vu de ce qui précède, il s'avère qu'il existe un risque potentiel que ces dysfonctionnements se reproduisent avec les dernières lois promulguées dans ce cadre, en l'occurrence la loi n° 40-19 modifiant et complétant la loi n° 13-09, adoptée en mai 2023. Cette loi renvoie à un certain nombre de textes d'application. Il en va de même pour la loi n° 82-21, adoptée en février 2023 et entrée en vigueur le 27 mai 2023, où il ressort que l'application de 11 articles, soit 35% de la loi, reste tributaire de textes d'application qui devront être publiés dans un délai maximum de 4 ans, selon cette loi.

c. Une tarification réglementée entravant le développement du marché libre de l'électricité renouvelable

En vertu du décret n° 2-14-652 pris pour l'application de la loi n° 104-12 sur la liberté des prix et de la concurrence, telle qu'elle a été modifiée et complétée, les tarifs de vente de l'électricité, de l'eau potable et de l'assainissement liquide sont fixés par arrêté du Chef du gouvernement ou de l'Autorité gouvernementale déléguée par lui, après avis de la Commission Interministérielle des Prix.

Les tarifs des gestionnaires délégués sont contractuels et fixés dans les contrats les liant à l'autorité délégante. En général, ces distributeurs répercutent les ajustements des tarifs réglementaires sur les tarifs de vente selon le principe « ni gain, ni perte ».

Les derniers changements des tarifs de vente au niveau national remontent à 2014 et ont été opérés dans le cadre du contrat-programme (2014-2017) conclu entre l'État et l'ONEE. La mise en œuvre de ce contrat-programme a fait passer le tarif de vente moyen de l'ONEE

de 0,78 DH/kWh en 2013 à 0,93 DH/kWh en 2017, soit une augmentation de 0,15 DH/kWh, représentant une hausse de plus de 20%.

L'analyse du système tarifaire en vigueur met en évidence deux problématiques en lien avec l'équilibre financier de l'ONEE et l'accélération du développement du marché libre des énergies renouvelables, notamment les biais à la concurrence posés par le système actuel de tarification dans ce marché.

Sur le premier point, il est vrai que le modèle tarifaire actuel garantit aux consommateurs un service continu et stable avec une tarification fixe qui ne tient pas compte des fluctuations des cours des matières premières. Toutefois, il importe de souligner qu'il ne permet pas de refléter la vérité des prix, ce qui se traduit, en période de hausse des coûts des matières premières, par des marges négatives qui obèrent les résultats et les capacités d'autofinancement de l'ONEE, notamment pour les clients MT et BT, qui représentent plus de 50% du chiffre d'affaires de l'ONEE.

Ces résultats déficitaires s'accroissent davantage lors des années où les cours mondiaux des combustibles importés connaissent des flambées, comme cela a été le cas en 2022, où le coût de revient moyen a atteint 1,21 DH/kWh, alors que le tarif de vente moyen est resté inchangé, à 0,94 DH/kWh, entraînant une marge unitaire négative de 0,27 DH/kWh, hors charges de transport et de distribution.

Parallèlement, ces marges sont restées presque inchangées durant cette année exceptionnelle, atteignant 0,25 DH/kWh pour les Régies et près de 0,40 DH/kWh pour les gestionnaires délégués. Il convient de noter cependant quelques différences entre les 4 acteurs de la gestion déléguée, avec un minimum de 0,3 DH/kWh chez Lydec et un maximum de 0,52 DH/kWh chez Amendis Tétouan.

En ce qui concerne le second point, l'application d'un système tarifaire administré et fixe engendre un problème de concurrence avec les producteurs privés actifs sur le marché libre des énergies renouvelables. En effet, ces derniers doivent proposer aux clients potentiels des tarifs de vente qui risquent d'être moins attractifs en comparaison avec les tarifs administrés de l'ONEE, qui ne reflètent pas les coûts réels de production du kWh d'électricité.

La situation vécue durant la période post-Covid illustre parfaitement ces dysfonctionnements. Les producteurs privés se trouvent confrontés à des prix sous-tarifés de l'ONEE, indirectement subventionnés par l'État, alors qu'ils ont subi une hyperinflation sur les prix des intrants, comme en témoigne l'exemple des turbines utilisés dans les projets éoliens, et sont tenus de l'intégrer dans le calcul des tarifs de vente à proposer à leurs clients. En conséquence, le rythme de développement de nouveaux projets éoliens ces dernières années, surtout depuis 2018, a enregistré un net ralentissement.

3. Une offre d'électricité en constante augmentation ayant permis un doublement des capacités installées durant la dernière décennie avec une contribution croissante des énergies renouvelables

À fin 2023, le Maroc dispose d'une capacité globale installée, toutes filières confondues, qui s'élève à 11 474 MW, contre 6 677MW en 2012, soit une augmentation de 72% en dix ans. Cette capacité est largement détenue par l'ONEE, représentant 44,6%, suivie des IPP opérant dans le cadre de contrats PPA avec l'Office, possédant 41,5%. Ensuite, viennent les producteurs privés actifs dans le cadre de la loi n° 13-09, avec 7,5%, tandis que le reste est réparti entre MASEN (6%) et les autoproducteurs (moins de 1%).

Quant à la production nationale, elle a connu, au cours des dix dernières années (2012-2023), un taux d'accroissement de 4%, atteignant 44 721GWh en 2023. Cette production est couverte par cinq modes de production différents : la production concessionnelle des producteurs privés IPP (62,2%)³⁸, celle de l'ONEE (20,6%), celle des acteurs privés sous contrats avec MASEN (4,2%), celle des acteurs privés dans le cadre du marché libre de l'électricité renouvelable (7,8%). Il est à noter que l'ONEE est l'acheteur unique de l'électricité des IPP, de MASEN, et de l'excédent de l'électricité des producteurs privés selon la loi n° 13-09, ainsi que les autoproducteurs. Les importations ont représenté 5,2% de la production totale de 2023.

Par source d'énergie et à fin 2023, la production d'électricité reste largement dominée par les sources conventionnelle (thermique), représentant 79,5% du total, tandis que les 20,5% restants sont assurés par les sources d'énergie renouvelables. Parmi celles-ci, l'éolien occupe une part de 14,5% (représentant 70,7% de toutes les énergies renouvelables), suivie par le solaire avec une part de 4,8% (23,4% du total des énergies renouvelables), et enfin de l'hydraulique avec près de 1,2%.

En termes de benchmarking, la part des sources d'électricité renouvelables au niveau mondial a atteint 12% à fin 2022, contre 2% il y a 12 ans en 2010. Le Costa Rica se distingue en tant que leader avec une production de l'électricité provenant à 100% de sources renouvelables. Dans l'Union européenne, la contribution des énergies renouvelables s'élève à près de 22%. Aux États-Unis, elle est de 15%, tandis qu'au Canada, elle atteint 7% (hors l'hydraulique).

En ce qui concerne le continent africain, le Maroc occupe la 2ème place avec une part de 17%, devancé seulement par la Namibie (25%) et suivi par le Kenya (16%). Le Maroc maintient cette position malgré l'absence de nouveaux projets éoliens ou solaires au cours des deux dernières années, à l'exception de l'achèvement de la phase 1 du parc éolien de Taza, ajoutant une capacité supplémentaire de 87MW.

4. Une demande nationale en énergie électrique en croissance continue

À l'exception de l'année 2020, marquée par une baisse de la demande en énergie électrique due à la crise sanitaire liée au Covid-19, la demande nette d'électricité a suivi une tendance à

³⁸ La société Taqa Morocco possède, à elle seule, 19% de la capacité totale installée et fournit 38% des besoins nationaux en électricité.

la hausse au cours des six dernières années, passant de 37 444 GWh en 2018 à 43 991 GWh en 2023, soit un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 3%.

Cette augmentation presque constante de la demande nationale trouve ses origines principalement dans le dynamisme de l'économie nationale, soutenu par la mise en oeuvre de grands projets d'infrastructures. Elle découle également de l'urbanisation accélérée et l'amélioration du niveau de vie, se traduisant par une quasi-généralisation de l'électrification rurale, dont le taux a presque atteint 100% à fin 2023. Cette réalisation constitue l'une des grandes réussites de notre pays en matière d'électricité. À cet égard, il convient de souligner le rôle clé et décisif du programme d'électrification rurale globale (PERG) dans sa mise oeuvre et son succès.

5. Un réseau de transport d'électricité entièrement sous contrôle de l'ONEE dont les conditions d'accès manquent de transparence

L'activité de transport de l'électricité est le seul maillon de la chaîne de valeur du marché qui n'a subi aucun changement et qui reste sous le monopole de l'ONEE.

Ainsi, l'ONEE est le gestionnaire actuel du réseau de transport, chargé de l'exploitation, de l'entretien et du développement des lignes THT et HT (totalisant 29 105 km à fin 2023), ainsi que des interconnexions. De plus, l'Office assure la mission du Dispatching National, visant à ajuster la production à la demande.

Néanmoins, la loi n° 13-09 autorise les producteurs privés, lorsque la capacité du réseau électrique national de transport et des interconnexions est insuffisante, à réaliser et utiliser pour leur usage propre des lignes directes de transport, moyennant une convention de concession avec le GRT.

Les réformes ayant permis le développement du marché libre de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et du régime de l'autoproduction ont consacré aux différents producteurs et consommateurs dans ces deux marchés le droit d'accès au réseau électrique national. Les conditions d'accès, notamment en ce qui concerne les tarifs d'utilisation du réseau de transport, doivent être définies en vertu de la loi n° 48-15 par l'ANRE, après la réalisation de la séparation comptable de l'activité transport des autres activités de l'ONEE, conformément à l'article 53 de ladite loi.

En pratique, ces conditions tarifaires d'utilisation du réseau de transport n'ont été publiées par l'ANRE que le 05 février 2024. Bien que la fixation des tarifs serait plus précise avec la séparation comptable, son absence n'empêche pas la détermination des tarifs.

À cet égard, il est évident que les conditions techniques d'accès sont définies par la Grid Code approuvé et publié par l'ANRE depuis plus de deux ans. Cependant, l'absence de tarifs fixés par le régulateur sectoriel du marché avant le 5 février posait un problème de transparence

quant à leur mode de calcul et d'application. Dans la pratique, ces tarifs peuvent varier selon l'opérateur, ce qui pourrait accorder un avantage injustifié à certains opérateurs par rapport à d'autres, bien qu'ils soient actifs et concurrents sur le même marché.

En plus de l'absence de définition effective des tarifs et compte tenu de l'intégration verticale et du statut de monopole de l'ONEE sur ce segment de transport, deux autres risques d'ordre concurrentiels majeurs s'ajoutent. D'une part, il y a un déséquilibre de la relation entre l'ONEE et les développeurs privés, puisqu'ils sont concurrents sur le marché de la fourniture d'électricité alors que l'Office valide l'accès. D'autre part, les développeurs privés doivent faire face à des tarifs subventionnés de l'ONEE qui ne reflètent pas la vérité des prix du kWh.

De plus, il est nécessaire de publier le décret relatif au Cahier des charges de l'ONEE, qui définit les relations entre l'Office et les opérateurs. Ce cahier des charges est complètement dépassé, car il a été pris en 1973, avant les grands changements que le secteur a connus.

6. Un réseau de distribution d'électricité en cours de restructuration et actuellement dominé par l'ONEE en milieu rural et péri-urbain, et les gestionnaires délégués et les régies de distribution en milieu urbain

Le segment de la distribution de l'électricité se caractérise par une organisation partagée où coexistent trois modes de distribution distincts : la distribution directe par l'ONEE, la distribution par les Régies communales et la distribution par les gestionnaires délégués (opérateurs privés).

En 2022, l'ONEE conserve une part importante dans ce segment d'activité au niveau de l'ensemble des indicateurs analysés. En effet, l'Office a assuré 58,6% du volume total d'électricité (pourcentage réduit à 55% en 2023) à ses 6,8 millions clients (7 156 517 clients en 2023) et a généré 69% (34,6 MMDH vs 37MMDH en 2023) du chiffre d'affaires global de la distribution estimé à 50 MMDH.

Les gestionnaires délégués ont fourni 27,3% de ce volume (chiffre réduit à 29% en 2023) à 2,6 millions de clients et ont généré 20% du chiffre d'affaires (10 MMDH). Les Régies ont représenté 14,1% de l'électricité vendue (17% en 2023) à 1,6 millions clients, contribuant à hauteur de 10% du chiffre d'affaires du marché.

La prédominance de la distribution directe assurée par l'ONEE s'explique d'abord par le fait que les Régies et les gestionnaires délégués commercialisent l'électricité en BT et MT, tandis que l'ONEE a l'exclusivité de la commercialisation de l'électricité en THT et HT auprès des grands comptes. Cette exclusivité exclut l'électricité produite et vendue directement par les opérateurs privés opérant dans le cadre de la loi n° 13-09.

En outre, l'Office domine également et surtout en raison des zones qu'il dessert, principalement en milieu rural, où les Régies et les gestionnaires délégués ne sont présents, concentrant leurs activités dans les zones urbaines.

Le segment de la distribution de l'électricité, ainsi que de l'eau potable et de l'assainissement liquide, fait actuellement l'objet d'une réforme visant à remplacer progressivement les opérateurs actuels par des SRM au niveau des régions.

Cette réforme, intervient suite à la promulgation de la loi n° 83-21 relative aux SRM et vise à résoudre les problématiques découlant de l'organisation actuelle de ce segment, notamment l'absence de mutualisation des moyens, le manque de bonne gouvernance et de coordination, causés par la multiplicité des intervenants.

Dans son principe, cette réforme est louable, car la loi n° 83-21 réaffirme la volonté de l'État d'encourager la participation des investisseurs privés dans ce marché.

Cette ouverture permettra, entre autres, de réduire la pression sur les investissements publics, permettant ainsi de les réaffecter à d'autres besoins et priorités sociales. Elle permettra également de mobiliser les ressources financières nécessaires pour répondre aux exigences des programmes d'investissement en infrastructures et pour instaurer une gestion moderne visant à améliorer la qualité de service ainsi que les performances techniques et commerciales de ce segment.

De plus, les SRM peuvent constituer des opportunités pour l'émergence de champions nationaux capables d'exporter leur expertise.

Cependant, il est crucial, dans le cadre de la mise en œuvre de cette réforme, de prendre en considération plusieurs aspects. Tout d'abord, il est important de reconnaître que toutes les régions ne présentent pas le même potentiel, ce qui risque de conduire les opérateurs publics à être les seuls à investir dans les SRM les moins attractives. Ensuite, il est primordial d'éviter, dans le cadre des PPP prévus par la loi, la création de monopoles privés, tout en encadrant rigoureusement les contrats afin de prévenir tout risque d'abus.

7. Un marché libre d'électricité d'origines renouvelables soumis à de fortes barrières à l'entrée freinant son développement

À fin 2023, soit 13 ans après la promulgation de la loi n° 13-09, sept projets ont été réalisés, totalisant une capacité de 863 MW, ce qui représente 7,5% de la capacité totale installée. D'autres projets sont en cours de développement et devraient entrer en service en 2024.

L'analyse des conditions d'accès au marché libre de l'électricité révèle l'existence de multiples contraintes d'ordre financier, technique et réglementaire, ralentissant son ouverture à la concurrence.

Les contraintes réglementaires concernent notamment le retard dans la publication des textes d'application de la loi, tels que ceux relatifs aux réseaux de MT et de la BT, ou encore la non-publication de textes essentiels, comme la carte déterminant les zones de développement des projets d'énergie de source solaire (zoning solaire).

Les contraintes financières portent essentiellement sur les charges financières (les frais de transport de 6,39 centimes de DH/kWh, les services système fixés à 6,35 centimes de DH/kWh, et une contribution de 2,5 MDH/MW installé pour le renforcement du réseau de transport) que doit régler le développeur privé pour l'utilisation du réseau de transport.

Les contraintes techniques concernent principalement le manque de visibilité sur les capacités d'accueil du réseau disponibles pour absorber de nouveaux projets renouvelables au moment du dépôt des demandes d'autorisation. Les investisseurs ne peuvent en effet accéder au réseau que dans la limite de sa capacité disponible.

Ainsi, les investisseurs ne disposent pas d'informations précises et détaillées sur les critères utilisés par l'ONEE pour accepter ou refuser leurs demandes. Pour une capacité d'accueil du réseau disponible, deux candidats présentant des projets similaires, ne connaissent pas les critères de validation entre leurs projets, ce qui peut conduire à des situations où les règles ne seront pas appliquées à tous les opérateurs du marché de la même manière et, par conséquent, risquent de fausser le jeu de la libre concurrence.

Il est cependant important de mentionner que l'ANRE a approuvé et publié la capacité d'accueil pour les cinq prochaines années le 31 janvier 2024, et fixé les tarifs d'utilisation du réseau électrique national de transport le 5 février 2024, pour la période allant du 1^{er} mars 2024 au 28 février 2027.

En ce qui concerne l'autoproduction, il convient de préciser que ce régime existe au Maroc depuis plus de 15 ans, avec le lancement de l'offre EnergiPro par l'ONEE en 2006. Cependant, les réalisations demeurent très limitées, avec une capacité de production totale à fin 2023 de seulement 55 MW, dont 18 MW en solaire (microprojets) et 37 MW en éolien, développés respectivement par les sociétés LafargeHolcim Maroc (32 MW) et CimENTS du Maroc (5 MW).

Ces faibles réalisations s'expliquent notamment par l'exclusion de la MT et de la BT du champ d'application de ce régime, puisque le raccordement des installations d'autoproduction au réseau électrique n'était possible que pour celles d'une capacité supérieure à 300 MW.

Certes, le régime d'autoproduction a fait l'objet d'une réforme suite à la promulgation de la loi n° 82-21 en février 2023, visant à corriger certaines insuffisances de l'ancienne législation. Cependant, même cette nouvelle loi comporte des dispositions qui suscitent des questions d'ordre concurrentiel pouvant entraver sa mise en œuvre et son applicabilité.

En effet, plus d'un tiers des articles de cette loi renvoie à des textes d'application devant être publiés dans un délai maximum de 4 ans (février 2027). De plus, son application est tributaire, entre autres, de la détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et du tarif de vente de l'excédent de l'énergie électrique limité à 20%, qui ne sont pas encore fixés par l'ANRE.

Enfin, cette loi a introduit la notion de capacité d'accueil, dont la détermination incombe à l'ONEE et au distributeur concerné. Ces entités jouent un double rôle en tant que fournisseurs d'électricité et acteurs dans le processus d'autorisation, ce qui pourrait créer des conflits d'intérêts, car les projets d'autoproduction représentent une perte de chiffre d'affaires pour eux. Cependant, l'obligation de publier les capacités d'accueil est imposée par les lois n° 40-19 et n°82-21, et l'ANRE a approuvé et publié, le 31 janvier 2024, la capacité d'accueil pour les cinq prochaines années, couvrant la période de 2024 à 2028.

8. Une régulation réduite au marché libre et qui tarde à se mettre en place

En vue d'accompagner le processus de libéralisation du marché de l'électricité, notamment dans ses segments des énergies renouvelables et d'autoproduction, l'« Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité » a été créée en 2016.

Conformément à la loi n° 48-15 relative à la régulation du marché de l'électricité et à la création de l'ANRE, cette dernière est chargée de veiller au bon fonctionnement du marché libre de l'électricité, notamment, en supervisant la séparation des activités du gestionnaire de réseau de transport national et en régulant l'accès au réseau électrique (y compris l'approbation du code du réseau). L'ANRE est également chargée de fixer les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de la MT, ainsi que de régler les éventuels litiges entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux électriques de transport et de distribution d'électricité.

Dans les faits, la mise en place effective de cette Autorité n'a été achevée qu'en 2020, après nomination des membres de son organe délibérant, soit 4 ans après la publication de la loi.

Par ailleurs, en vertu de la loi n°48-15, l'intervention de l'ANRE se limite au marché libre, notamment les énergies renouvelables et l'autoproduction, et ne concerne pas le marché réglementé, en particulier ses aspects relatifs à la tarification des usagers finaux. La seule attribution possible prévue par la loi à ce sujet est de donner un avis si l'Administration en exprime le besoin. Or, c'est ce deuxième marché qui représente l'essentiel de la production et des ventes d'électricité dans notre pays (79,5% en 2023).

De plus, l'ANRE a approuvé et publié le 3 janvier 2022 le Code du réseau électrique national transport « CRENT », qui concerne la détermination des prescriptions techniques et des conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et aux interconnexions. Cependant, les règles concernant les réseaux électriques de MT de la distribution restent indéfinies en raison de la non-publication des textes réglementaires censés les préciser.

De même, les tarifs d'utilisation des réseaux de MT ne sont toujours pas définis par l'ANRE. Cependant, l'Autorité a pris une première mesure en publiant en décembre 2022 la méthodologie de tarification de l'utilisation du réseau électrique national de transport, qui détaille les grands principes de tarification, notamment le timbre de transport et le timbre

des services système essentiels au GRT, pour assurer les missions de planification et de modulation de l'équilibre offre-demande³⁹.

Au final, l'absence et le retard dans la fixation des modalités économiques mentionnées ci-dessus conditionnent, dans une large mesure, la mise en application des lois sur le marché libre, ce qui risque de freiner le développement rapide des projets dans ce marché et compromettre son bon fonctionnement concurrentiel.

9. L'ONEE opérateur historique et dominant du marché de l'électricité avec des rôles et missions ambivalents générant une forte fragilité de sa situation financière

S'il est incontestable que l'ONEE remplit une mission de service public de première importance, en tant qu'entreprise à caractère industriel et commercial, il a également l'obligation de garantir ses équilibres financiers par ses capitaux propres et son autofinancement.

À cet égard, le contrat-programme 2014-2017 a partiellement redressé les résultats financiers de l'Office et maîtrisé le déficit de trésorerie, permettant à l'ONEE de dégager en 2016 son premier résultat positif depuis 1999, avec environ 790 MDH, dont 123 MDH générés par la branche « Électricité ».

Le contrat-programme a également stabilisé l'endettement global de l'Office aux alentours de 65% (Dette globale/ Total actif), tout en maintenant le rythme de ses investissements avec une moyenne de 8 MMDH par an.

Néanmoins, il ressort que la solidité financière et, par conséquent, le modèle économique de l'ONEE restent fragiles, car la rentabilité économique des dix dernières années affiche généralement des taux négatifs. Même lorsqu'ils sont positifs, ces taux demeurent faibles, ne dépassant pas les 1,6%.

Les dettes de financement ont atteint 57 MMDH à fin 2021, auxquelles il convient d'ajouter 41 MMDH de la dette sociale relative à la caisse interne de retraite, portant la dette globale à plus de 100 MMDH et un taux d'endettement de 65%.

La fragilité de la situation financière s'accroît en cas de contexte défavorable, tel que la succession des années de sécheresse et la flambée des prix des combustibles importés, comme observé en 2022. Cette année-là, tous les indicateurs financiers de l'Office se sont rapidement et substantiellement détériorés, engendrant un résultat net déficitaire de 20 MMDH et un taux d'endettement total de 66% (Dette globale/ Total actif).

L'analyse des principaux agrégats économiques et financiers de la BE montre qu'elle influence fondamentalement l'équilibre financier de l'Office, représentant plus de 85% de son chiffre d'affaires pour un effectif et des charges de personnel pratiquement similaires au reste des autres branches.

³⁹ En date du 05 février 2024, l'ANRE a publié les tarifs d'utilisation du réseau de transport et de services systèmes pour la période allant du 1er mars 2024 au 28 février 2027.

Ainsi, le résultat net dégagé par cette branche affecte positivement ou négativement, dans une grande proportion, le résultat global de l'Office. En effet, le résultat de la BE constitue plus de 80% du résultat global, voire plus, comme cela a été le cas en 2022, où le résultat net de l'Office (-20MMDH) correspondait presque au résultat net de la BE.

Malgré la part importante (56%) des autres branches dans les investissements de l'ONEE par rapport à leurs contributions au résultat global, celles-ci participent marginalement à la performance financière de l'Office.

L'année 2022 a été une année exceptionnelle pour la BE, marquée par une augmentation spectaculaire des achats de matières et fournitures, passant de 22 MMDH en 2021 à 45 MMDH en 2022, soit une hausse de 23 MMDH. En revanche, le chiffre d'affaires n'a augmenté que de 1,3 MMDH entre ces deux années. En 2023, les achats de matière ont totalisé 39 MMDH, enregistrant ainsi une baisse d'environ 13%.

Cette situation de 2022 s'est traduite par une augmentation de plus de 3 fois des coûts de production et du coût de revient du kWh⁴⁰ d'électricité. Cela a entraîné d'une part une dégradation du résultat net, qui a fortement baissé pour atteindre un niveau historique de -20 MMDH, et d'autre part une forte pression sur la trésorerie de l'Office, avec un déficit de 9 MMDH. Ces éléments ont directement impacté les conditions d'approvisionnement de la BE et ont entraîné des retards de paiement des fournisseurs.

Ainsi, les marges de manœuvre de financement de l'ONEE se sont nettement réduites, et son niveau de dépendance financière vis-à-vis des tiers a considérablement augmenté, mettant la solvabilité de l'Office à rude épreuve.

Pour faire face à cette situation critique, l'ONEE a sollicité à plusieurs reprises des interventions de l'État pour le soutenir financièrement. Le dernier exemple remonte au mois de mai 2023, où le gouvernement a débloqué une rallonge budgétaire de 4 MMDH. Mais, ces mesures ponctuelles et d'urgence restent partielles et ne parviennent pas à résoudre la problématique structurelle que pose le modèle économique de l'Office.

Afin de répondre à l'augmentation continue de la demande nationale en énergie électrique, un protocole d'accord a été conclu entre l'Etat et l'ONEE, définissant un plan d'action pour la branche électricité pour faire face au contexte particulier et incertain dans lequel l'Office évolue, tant au niveau national qu'international.

Ce protocole prévoit notamment l'identification des pistes d'économie et de rationalisation des dépenses, la mise en place d'un dispositif de financement innovant, le soutien financier de l'Etat au programme d'investissement et à l'exploitation, la révision de la tarification de l'Électricité, ainsi que l'accompagnement de l'ONEE dans son approvisionnement en combustibles.

⁴⁰ Rapport sur les Établissements et les Entreprises Publics du Ministère de l'Économie et des Finances publié dans le cadre de la préparation du projet de Loi de Finances pour l'année budgétaire 2023.

10. Une fragilité de la situation financière de l'ONEE induite par un modèle économique au bout de ses limites

La situation financière de l'ONEE en général, et de la BE en particulier, demeure constamment déséquilibrée, en raison d'une combinaison de facteurs à la fois conjoncturels et structurels touchant plusieurs volets : organisationnel, ressources humaines, financement et métiers.

Concernant le volet organisationnel, l'Office est confronté à des problèmes liés à la multiplicité des intervenants institutionnels impliqués dans le processus de planification et de prise de décision, comme mentionné précédemment. De plus, contrairement à une tendance mondiale consistant à séparer les deux branches d'activité (eau et électricité) là où elles coexistaient, notre pays a choisi de les regrouper. Cependant, les objectifs escomptés, notamment la mutualisation des ressources et de développement de synergies entre les deux marchés dans une logique du couplage eau-électricité, n'ont pas été atteints. Par conséquent, la fusion n'a eu qu'un faible impact positif sur la situation de l'ONEE. Au contraire, elle s'est traduite par une démultiplication des entités et des services, avec une optimisation presque inexistante. Par exemple, les deux branches continuent de fonctionner indépendamment comme deux entités distinctes, chacune conservant son propre organigramme et son statut du personnel.

S'agissant du volet ressources humaines, l'ONEE compte un effectif important par rapport au chiffre d'affaires et à la valeur ajoutée générée. En effet, les charges de personnel représentent 13% du chiffre d'affaires⁴¹) et 31% de la valeur ajoutée⁴².

En ce qui concerne le volet financement, plusieurs éléments pesent sur la situation financière de l'ONEE :

- Le caractère réglementaire de la tarification qui ne permet pas de couvrir les charges et les coûts engendrés par les investissements réalisés par l'Office (42 MMDH entre 2018-2022). De plus, le modèle actuel fonctionne avec un système de subventions croisées entre la tarification de l'eau potable et celle de l'électricité, ce qui ne reflète pas la réalité des coûts et entraîne des difficultés de gestion et de pilotage des activités. Cela pourrait également poser des problèmes pour la détermination des tarifs d'acheminement de l'électricité à travers les réseaux de distribution ;
- L'exposition de l'ONEE aux fluctuations des taux de change et des cours mondiaux des matières premières importées. Les variations des cours de change affectent aussi les coûts en dirhams des emprunts extérieurs libellés en devises. En 2023, les achats de la BE de ces matières ont atteint près de 39 MMDH, contre 33 MMDH en 2021 et seulement 24 MMDH il y a dix ans (en 2013) ;

⁴¹ Ratio masse salariale/CA.

⁴² Ratio masse salariale/valeur ajoutée.

- Les difficultés de recouvrement des créances de l'ONEE qui s'élèvent, pour la seule BE, à 5,8 MMDH, dont la majorité (3,3 MMDH) concerne les particuliers ;
- L'augmentation continue des engagements financiers de la Caisse interne de retraite du personnel, en raison de sa non-externalisation, a un impact significatif. À fin 2022, le cumul de ces engagements s'élève à 37 MMDH, alors qu'il n'était que de l'ordre de 16 MMDH en 2013, ce qui représente une augmentation de 21 MMDH en dix ans.

A ces différents facteurs, s'ajoutent les contraintes financières causées par l'intervention de l'ONEE dans des programmes sociaux qui ne génèrent pas de rentabilité, à l'instar du programme d'électrification rurale globale (PERG) qui a mobilisé, depuis son lancement en 1996, des investissements de l'ordre de 20 MMDH.

S'agissant du troisième volet métiers, l'analyse a mis en lumière les contraintes et fragilités suivantes :

- L'ONEE est présent sur toute la chaîne de valeurs du marché de l'électricité sans qu'une réelle séparation comptable de ces différentes activités soit opérée, ce qui rend difficile l'appréciation précise des marges et de la performance par activité ;
- Le développement de projets dans le cadre du marché libre, a entraîné une baisse significative des ventes d'électricité de l'ONEE à la clientèle THT-HT, qui reste pour l'Office la seule catégorie de clientèle affichant des marges positives. Entre 2017 et 2022, le chiffre d'affaires de l'Office issu de cette catégorie de clientèle est passé de 3,8 MMDH à 2,6 MMDH, entraînant un manque à gagner de plus de 1,2 MMDH. Parallèlement, l'ONEE doit investir dans les moyens de production de réserve nécessaires à garantir la continuité d'approvisionnement en période d'insuffisance des volumes d'électricité générée à partir des EnR, en raison de leur caractère intermittent ;
- Le transfert par l'ONEE à MASEN de l'ensemble de ses actifs d'énergie renouvelable n'a pas encore été achevé et connaît un retard, en raison de divergences entre les parties concernées, notamment des aspects liés au volet social. Ce retard impacte le rythme de développement des projets d'énergies renouvelables, comme la centrale solaire Midelt de 800 MW ;
- Les performances techniques du réseau électrique de l'ONEE, en particulier de la distribution, enregistrent des niveaux de rendement faibles ne dépassant pas 86%, comparativement aux autres distributeurs (Régies et gestionnaires délégués) qui affichent des niveaux de rendements variant entre 92% à 95%. Cela se traduit par un important manque à gagner pour l'Office, d'environ 2 MMDH/an, étant donné qu'un (1) point de rendement en moins équivaut à une perte de recettes annuelles de 200 MDH.

Synthèse générale : perspectives et modèle cible

En guise de conclusion générale, le secteur d'électricité a, grâce aux différentes politiques publiques et réformes successives menées, répondu aux enjeux liés à :

- la sécurité d'approvisionnement du pays en évitant, contrairement à d'autres pays, des situations de coupures de courant fréquentes et délestages sur les vingt dernières années, même dans des contextes marqués par des évènements tels que l'arrêt du gazoduc Maghreb-Europe et la flambée spectaculaire des cours internationaux des combustibles importés ;
- la généralisation de l'accès à l'électricité grâce au succès du programme d'électrification du monde rural (PERG). Ce projet novateur et structurant a permis d'électrifier près de 13 millions habitants, avec un taux d'électrification atteignant 99,89%. Il représente l'une des grandes réussites du secteur grâce aux efforts déployés par les politiques publiques successives implémentées par l'ONEE ;
- l'ouverture de notre pays aux EnR avec l'adoption de la stratégie énergétique nationale en 2009 qui a permis de placer, progressivement, le pays comme un pionnier en matière d'énergies renouvelables au niveau régional et continental.

Cependant, malgré ces réalisations et acquis, la dynamique de mise en œuvre des réformes visant à rendre le marché plus concurrentiel et attractif pour les investisseurs montre des signes d'essoufflement en raison des limites inhérentes au modèle actuel. Ce modèle, qui repose encore largement sur une production à prédominance fossile, avec de contrats d'approvisionnement à long terme conclus dans des contextes spécifiques, pèse lourdement sur le marché dans sa globalité, ainsi que sur les équilibres financiers de l'opérateur historique en particulier.

Dans ce contexte, le Conseil estime qu'il est nécessaire de revoir en profondeur le modèle actuel afin de dynamiser la concurrence sur le marché de la production d'électricité et d'accélérer le processus des réformes engagées. Cela passe par la définition d'un modèle cible en ligne avec les Hautes Orientations Royales, visant à rendre le fonctionnement de ce marché davantage efficace.

Ce modèle, conçu pour s'inscrire dans la durée avec une planification sur le long terme (sur une période de 20 à 40 ans), nécessite une réévaluation de la configuration organisationnelle actuelle du secteur. Celle-ci est caractérisée par la prédominance de l'ONEE et sa présence sur tous les maillons de la chaîne de valeur, sans pour autant garantir une transparence accrue sur le coût réel de l'énergie.

Ainsi, le modèle proposé (schéma indiqué dans la figure n°18 ci-dessous) préconise une refonte du rôle et des missions de l'opérateur historique du marché. Il suggère un désengagement progressif de l'ONEE de la production et de la distribution d'électricité, afin de lui permettre de recentrer ses activités sur sa mission stratégique de planification et transport.

Dans cette perspective, afin de permettre à l'ONEE de mener à bien ses missions dans le cadre de la nouvelle configuration, il est impératif de décongestionner l'Office de sa dette colossale actuelle, qui s'est accumulée au fil des années. Cette mesure est essentielle et conditionne la réussite du modèle proposé.

En effet, la dette actuellement supportée par l'ONEE peut être divisée en trois grandes catégories en fonction de ses origines.

Une première catégorie regroupe la dette induite par les facteurs suivants :

- L'engagement de l'ONEE dans des programmes d'investissement en moyens de production coûteux et disproportionnés par rapport aux ressources financières générées, motivé par des considérations de généralisation du service public ;
- Le gel des tarifs de vente appliqués par l'Administration, justifié essentiellement par des considérations sociales, entraînant des marges négatives, surtout lors des périodes de flambées des cours mondiaux des combustibles importés. De plus, l'application d'un système de péréquation tarifaire entre les activités électricité et eau, ainsi qu'entre les tranches de consommation au sein d'une même activité ;
- les engagements financiers du régime de retraite des salariés de l'Office via la Caisse Commune de Retraite (dette sociale), qui ont presque doublé en 10 ans (16,5 MMDH en 2013 contre 37MMDH à fin 2022).

Une deuxième catégorie concerne la dette résultant des investissements importants mobilisés par l'Office dans le segment de transport, une activité considérée comme stratégique. Ces investissements portent notamment sur le renforcement du réseau de transport à l'échelle nationale.

Une troisième catégorie englobe la dette causée par l'impact des investissements réalisés par l'ONEE au niveau de l'activité de distribution, en particulier dans les zones rurales, qui sont structurellement déficitaires. Cette dette est amplifiée par les dysfonctionnements que connaît ce segment, notamment la faiblesse des taux de rendement du réseau de distribution, causant d'importantes pertes techniques et financières pour l'ONEE.

Pour restructurer cette dette, le Conseil propose de :

- (i) Créer une structure de défaisance chargée de gérer la dette sociale de l'ONEE, celle liée à son activité de production, ainsi que la dette causée par le déficit de marges généré résultant du différentiel entre les tarifs de vente et les coûts de revient ;
- (ii) Transférer la dette relative à l'activité de distribution aux différentes SRM qui seront créées.

La dette accumulée sur l'activité de transport elle sera prise en charge par l'ONEE en sa qualité de GRT.

Les modalités de financement de chacune de ces dettes seront exposées en détail dans la partie des recommandations.

Une fois sa dette restructurée, et dans le cadre de la redéfinition des missions de l'Office, le Conseil propose :

- Un désengagement de l'ONEE du maillon de la distribution, qui sera porté par les SRM. Conformément aux dispositions de la loi n° 83-21, ces SRM sont appelées à jouer un rôle capital au niveau local, en assurant la récupération, l'injection et la distribution de l'énergie électrique produite, notamment par les autoproducteurs et les opérateurs privés des EnR. Cela se fera par le développement et l'exploitation des réseaux de distribution adéquats et capables de remplir cette mission.
- Une recentration de l'activité de l'ONEE sur le segment stratégique du transport en sa qualité de GRT. Cette recentration s'appuie sur l'expertise accumulé par l'Office dans ce domaine. Outre le transport, l'ONEE se chargera des missions de planification du réseau à l'horizon 2050 et la stabilisation du réseau électrique national, y compris les interconnexions pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

En ce qui concerne l'activité de production, le Conseil propose qu'elle soit portée essentiellement par le secteur privé. À cet égard, il convient de distinguer entre la production assurée dans le cadre des contrats PPA à des IPP, y compris Masen, et la production portée par des autoproducteurs et des producteurs privés dans le cadre de la loi n° 40-19.

Pour la première catégorie, le Conseil propose une réévaluation des différents contrats PPA liés aux sources fossiles en cours, en distinguant entre les centrales de production non encore amorties et présentant des coûts d'achat élevés et non-compétitifs, pour lesquels il convient de procéder à leur cessation immédiate, même s'il faut supporter une charge financière à cet effet.

Cette démarche permettra de mettre un terme immédiatement au surcoût généré par ces contrats, moyennant une compensation versée en une seule fois. La charge financière résultant de la cessation des contrats PPA fossiles non-compétitifs peut être transférée à la structure de défaisance qui sera créée pour gérer la première catégorie des dettes citée antérieurement.

Pour les autres centrales non encore amorties mais présentant des coûts d'achat compétitifs, il est proposé de maintenir les contrats avec les IPP correspondants, afin de sécuriser une partie des besoins en électricité du pays (par exemple, la moitié).

Concernant les contrats PPA conclus par Masen, la même démarche est suggérée, mais en

prolongeant la durée des contrats induisant des coûts d'achat élevés, en échange d'une baisse rapide de ces coûts (3 à 4 ans).

S'agissant de la production à partir de sources d'énergie renouvelables, qui offrent une disponibilité tout au long de l'année (grâce à la complémentarité entre l'éolien et le solaire), elle sera portée par des autoproducteurs et producteurs privés dans le cadre de la loi n° 40-19 précitée. Cette production constituera une source importante pour sécuriser l'approvisionnement national en électricité et répondre aux nouveaux enjeux, notamment en matière de dessalement de l'eau de mer.

À cet égard, le Conseil estime que la question du coût de production de l'électricité, qui reste un facteur déterminant pour l'investissement privé, peut être abordée dans le cadre de ce modèle proposé. Le prix de vente moyen d'électricité pourrait ainsi passer de près de 0,9 DH/kWh actuellement à 0,6 DH/kWh dans les 20 prochaines années pour les activités de production, compte tenu du vaste potentiel du pays en EnR.

En effet, une attention particulière doit être accordée à l'élargissement de l'assiette de l'offre, particulièrement sur le segment de la Moyenne et Basse Tension pour ce qui est du marché développé dans le cadre de la loi n° 40-19, afin d'encourager davantage la réalisation de projets renouvelables.

Aussi, le Conseil souligne la nécessité de revoir le cadre légal et réglementaire de l'autoproduction pour le rendre plus incitatif. Cela permettrait de tirer pleinement parti du potentiel du Maroc en énergies renouvelables, d'autant plus que le pays continue d'importer de l'énergie électrique alors qu'il pourrait couvrir une grande partie de ses besoins en encourageant la production décentralisée avec des installations existantes.

Ainsi, l'autoproduction de masse domestique et en BT peut constituer un levier important d'approvisionnement, où les consommateurs deviennent en même temps producteurs et fournisseurs d'électricité.

À titre d'illustration, et rien qu'au niveau du secteur agricole, le Maroc dispose actuellement de plus de 50 000 installations solaires représentant un investissement total de plus de 5 MMDH. Ces installations produisent de l'énergie électrique qui, bien qu'étant disponible à un moment donné, est actuellement perdue alors que le pays en a besoin⁴³.

En parallèle, étant donné que les énergies renouvelables, notamment solaire et éolienne, sont des sources d'énergie intermittentes, il est nécessaire d'intégrer la composante stockage en mettant en place un écosystème industriel de production de batteries pour véhicules électriques et de systèmes de stockage d'énergie.

À cet égard, le Conseil estime que le développement du parc des voitures électriques est une opportunité à envisager. En plus des avantages économiques qu'il présente, cela peut

⁴³ Estimation de la Confédération Marocaine De L'Agriculture Et Du Développement Rural (Comader)

aider à l'amélioration de la flexibilité du système électrique national et au développement de l'intégration massive des EnR. En effet, les voitures électriques peuvent être chargées lorsque les conditions sont favorables, comme la journée, pour restituer l'énergie électrique dans le réseau électrique quand la demande augmente, notamment le soir. D'autre part, les batteries des voitures électriques, ayant une durée de vie moyenne de 8 à 10 ans, peuvent être réutilisées ultérieurement pour stocker l'électricité et équiper, entre autres, les bâtiments à usage d'habitation ou professionnels.

Par ailleurs, compte tenu de l'immense potentiel en EnR du Maroc, le pays pourrait devenir une destination attrayante pour les producteurs étrangers des EnR. Cela pourrait attirer plusieurs investissements portant sur l'installation de capacités de production destinées à approvisionner le marché extérieur, particulièrement européen.

À cette fin, le Maroc pourrait bénéficier de cette dynamique future et exiger de ces producteurs, en contrepartie, et au moyen d'une contractualisation ou dans le cadre de conventions d'investissement conclus, d'avoir un droit de préemption sur une partie des capacités installées au Maroc destinée à l'export, dans les limites d'un pourcentage qui reste à définir par l'ONEE et avec un prix défini à l'avance sans obligation d'achat.

Dans le cas où l'ONEE ne récupérerait pas la production, le producteur privé aurait la possibilité d'écouler la production réservée sur le marché européen spot.

Par ailleurs, l'élargissement de l'offre nationale en matière de production de l'électricité à base des EnR, conjugué à l'augmentation de la demande mondiale en énergie décarbonnée, ouvre de nouvelles perspectives de croissance à l'export.

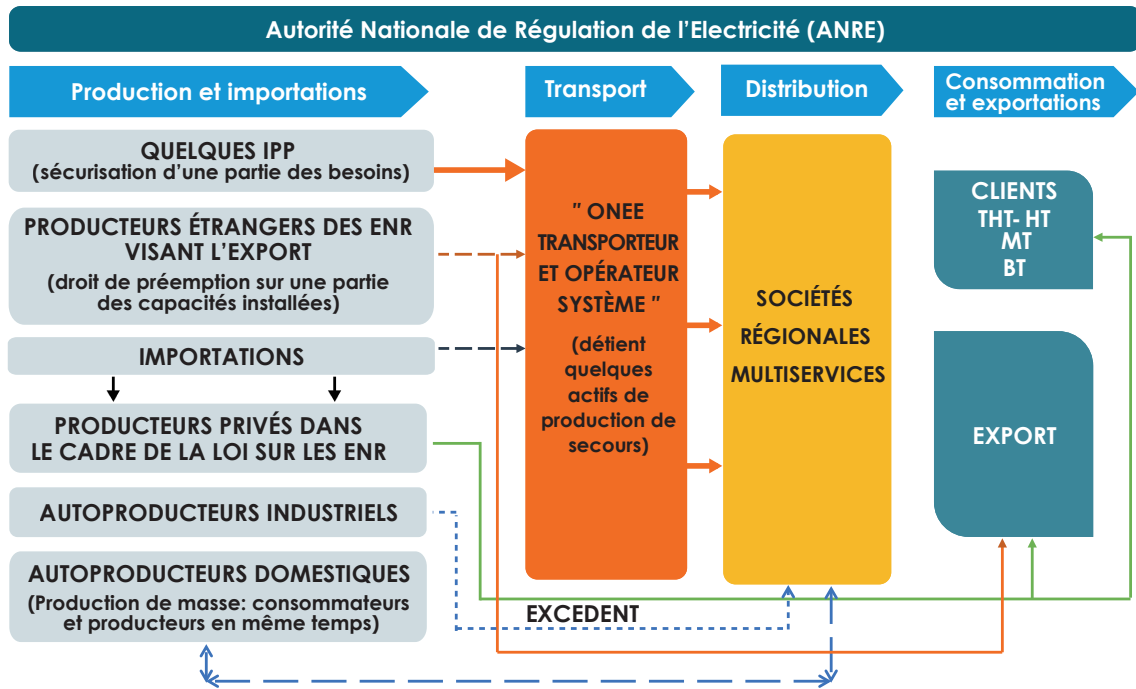
Cet élargissement va permettre à notre pays, par exemple, de capter une partie de la demande extérieure, notamment européenne. En effet, les besoins externes en capacité des pays européens sont estimés à 90 GW, dont 10 à 20 GW⁴⁴ pourraient être captées par notre pays à court et moyen terme, compte tenu des connexions existantes via les interconnexions électriques.

En contrepartie, le Maroc pourra réclamer un accès au marché européen de l'électricité, ce qui lui permettrait, d'une part, de réaliser des importations en cas de besoin et, d'autre part, de devenir un hub régional entre l'Europe et l'Afrique pour l'exportation de l'énergie électrique à faible coût et décarbonnée.

Au final, et pour compléter et réussir cette restructuration du marché, le Conseil considère qu'il est impératif de se doter d'un régulateur fort et indépendant des opérateurs privés, capable de garantir un bon fonctionnement du marché, en particulier sur le plan de la concurrence.

⁴⁴ Selon des estimations du ministère en charge de l'énergie, le Maroc peut capter jusqu'à 4% de la demande mondiale en hydrogène vert

Figure 18 : Modèle cible du secteur de l'électricité



Source : fait par le Conseil de la concurrence

Vu les éléments du diagnostic précédent et le modèle cible proposé ci-dessus, aligné sur les Hautes Orientations Royales, le Conseil de la concurrence propose un certain nombre de recommandations et mesures visant à décliner ledit modèle.

B. Recommandations

Les recommandations préconisées par le Conseil sont structurées autour de trois actions et visent d'un côté, à parer aux principaux dysfonctionnements qui pèsent sur le secteur et, de l'autre, à implémenter le modèle cible.

1. Redéfinir les rôles et les missions de l'ONEE et de son organisation

Certes, le marché de l'électricité a connu plusieurs réformes qui se sont concrétisées par la réalisation de plusieurs chantiers de taille, tels que la généralisation de l'accès à l'électricité (99,86%) et l'augmentation de la part des énergies renouvelable dans le mix électrique national, ayant positionné le Maroc parmi les pays les plus avancés en la matière au niveau mondial.

Toutefois, le marché reste encore caractérisé par une organisation dominée par un acteur public, qui est intégré verticalement sur toute la chaîne de valeur, à savoir l'ONEE. Face à cette réalité, sa restructuration devient une nécessité.

À ce sujet, au lieu d'adopter des mesures éparses et ponctuelles telles qu'elles ont été décidées jusqu'à maintenant, le Conseil de la concurrence considère que la réforme à mener devrait s'inscrire dans une vision globale et continue pour le développement du marché de l'électricité. Cette réforme doit reposer sur une planification à long terme et une

détermination du futur de l'ONEE, impliquant une définition claire du statut cible de l'Office. Le modèle proposé doit répondre à plusieurs objectifs essentiels, notamment la souveraineté énergétique, la préservation du pouvoir d'achat des ménages à faibles revenus, les considérations environnementales et la compétitivité économique du pays.

À titre transitoire et en attendant l'atteinte du schéma cible proposé, la structuration du marché pourra continuer à fonctionner à moyen terme selon un modèle hybride, combinant interventionnisme étatique et concurrence sur le marché.

En premier lieu, il convient de procéder au dégroupage des activités de service public (transport) et celles des activités marchandes (production, distribution et fourniture) au sein de la chaîne de valeur du marché. Cette séparation vise à accroître davantage la transparence sur le coût réel de l'électricité.

■ **Production**

En ce qui concerne la production, le marché devrait être porté, d'un côté, par des autorproducteurs industriels et domestiques ainsi que des producteurs privés qui génèrent de l'électricité à partir de sources renouvelables et la commercialisent selon les conditions tarifaires convenues avec les acheteurs intéressés. Ce mode de production devrait gagner en importance avec l'accélération et la promotion des projets renouvelables.

D'autre côté, le marché devrait être alimenté par par des Acteurs Privés Indépendants (IPP) organisés de façon centralisée autour d'un acteur public «ONEE Acheteur Transporteur et Planificateur,» qui serait l'acheteur central de long terme avec une garantie de l'État vis-à-vis des Acteurs Privés Indépendants (IPP). Cet acheteur découlera de la séparation juridique de activités de l'ONEE, qui se désengagerait progressivement de la production tout en conservant quelques contrats nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Le modèle d'acheteur central avec une garantie d'achat reste un élément fondamental pour apporter la visibilité à long terme nécessaire pour déclencher les investissements dans les actifs de production, qui sont de nature capitalistique, à longs cycles de fonctionnement et longs délais de réalisation.

Concernant les contrats liant les opérateurs privés à MASEN, le Conseil propose d'étudier la possibilité de prolonger surtout ceux relatifs aux installations non encore amorties et dont les coûts d'achats ne sont pas compétitifs, en échange d'une baisse rapide sur ces coûts d'achat de l'électricité (3 à 4 ans).

■ **Transport**

Pour ce qui du segment de transport, le Conseil souligne la nécessité d'opérationnaliser, avec un délai maximal défini, la création de l'entité indépendante relative au gestionnaire du réseau national du transport d'électricité (GRT) prévue par la loi n°48-15.

Une fois mis en place, l'entité «ONEE Acheteur Transporteur et Planificateur» en tant que GRT exercera un monopole public naturel sur le chaînon du transport en amont de la distribution. Le GRT assurera les missions de planification et de gestion du réseau public de transport sur les lignes THT et HT, y compris l'interconnexion avec d'autres réseaux, et récupérera tous les biens de transport actuels de l'ONEE.

En outre, dans le cadre de ses missions, l'entité «ONEE Acheteur, Transporteur et Planificateur» pourra détenir quelques actifs de production qui joueront le rôle de capacités de secours nécessaires pour répondre aux pics de demandes, surtout lors de la survenance d'évènements exceptionnels, comme cela a été le cas entre novembre 2021 et juin 2022 avec l'arrêt du gazoduc Maghreb-Europe.

Ces actifs de production consisteront en des centrales fonctionnant au gaz, moins polluantes et peuvent être rapidement mises en service lors des périodes de pointe. Toutefois, cette entité devra se doter d'une totale indépendance par rapport au reste de l'Office afin de garantir sa neutralité vis-à-vis du marché.

L'approbation du programme d'investissement du GRT ainsi que la vérification de son indépendance, qui est censée être financière, comptable, commerciale et managériale, pourront être effectuées périodiquement (par exemple, annuellement) par l'ANRE.

Outre ces fonctions, le GRT pourra jouer le rôle d'opérateur système qui s'occupera de la planification des moyens de transport, de la gestion opérationnelle de l'équilibre offre-demande sur le marché de l'électricité (Dispatching), et de la gestion des incidents, en s'appuyant sur des plans d'équipement pluriannuels des investissements et des bilans prévisionnels.

Le programme d'investissement du GRT sera déterminé en fonction des objectifs de la stratégie énergétique nationale et selon la politique définie par les pouvoirs publics.

Pour ce qui est du modèle de financement du GRT, il sera principalement assuré par les recettes provenant du timbre de transport, du timbre des services système et des subventions éventuelles de l'État.

Compte tenu de l'importance des investissements liés à la réalisation des infrastructures de transport, il est fort recommandé d'évaluer la pertinence d'un nouveau schéma organisationnel dans la gestion du segment de transport, moyennant l'ouverture du capital du GRT aux investisseurs privés, ou du moins l'élargissement du modèle PPP pour une application dans la réalisation de ce type d'infrastructures.

À ce propos, il convient de souligner que l'ONEE vient d'expérimenter ce nouveau mode de gestion PPP. En octobre 2023, il a lancé un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour la réalisation d'une liaison électrique THT de 3 GW entre le sud et le centre du pays. L'objectif est d'assurer l'évacuation de l'énergie électrique de sources renouvelables et de sécuriser l'alimentation en électricité des provinces du sud.

Selon ce modèle, le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance du projet seraient réalisés par un développeur privé, qui de son côté, exploiterait la ligne pendant 30 ans.

■ **Distribution**

S'agissant du volet distribution, l'ONEE ne s'occupera plus désormais de ce segment, car il est prévu d'être transféré aux différentes SRM qui seront créées dans le cadre de la mise en œuvre de la loi n° 83-21 relative aux SRM.

Selon le rapport sur les EEP accompagnant le projet de loi de finances pour l'année 2024, le démarrage de ce chantier est prévu entre 2024 et 2025 en priorisant trois régions pilotes : Casablanca-Settat, Marrakech-Safi et Souss-Massa, dans la perspective de généraliser la réforme aux autres régions du Royaume.

Dans ce cadre, le Conseil insiste sur l'accélération de la mise en œuvre de cette réforme en vue de mettre fin au manque de visibilité actuel sur le marché. Cependant, il est crucial de mener une évaluation des expériences au niveau de chaque région du mode de gestion actuel pour ne pas reproduire les mêmes dysfonctionnements.

Cette réforme devrait tenir compte des préoccupations soulevées antérieurement, surtout d'éviter, dans le cadre des accords PPP prévus par la loi, de créer des monopoles privés et de bien encadrer les contrats pour prévenir les risques d'abus.

Pour garantir une meilleure transparence des coûts, ces SRM devront se doter d'une séparation comptable des deux activités qu'elles géreront. D'un côté, l'activité de distribution consistant uniquement à transmettre l'électricité d'un producteur vers son client et pour laquelle elles seront rémunérées par un timbre d'utilisation de réseau et, de l'autre côté, l'activité de fourniture relative à la vente de l'électricité moyennant une marge sur le prix de vente.

Par ailleurs, et dans le cadre de l'opérationnalisation des dispositions de la loi n° 82-21 sur les SRM, trois décrets d'application ont été publiés en date du 22 février 2024, dont deux concernent le rétroplanning de création des douze SRM prévues et un décret relatif aux modalités de transfert des actifs de la distribution actuels de l'ONEE aux SRM.

2. Redresser impérativement et de façon urgente la situation financière de l'ONEE

Etant donné la place centrale qu'occupe l'ONEE sur le marché de l'électricité national, la restructuration proposée passe impérativement par le redressement financier de l'Office, vu que ce dernier a lancé une étude pour redéfinir son business model et repositionner son rôle en perspective de sa transformation en société anonyme.

Au regard des différents risques et contraintes auxquels s'expose l'ONEE, détaillés ci-avant, le Conseil de la concurrence recommande de :

a. Restructurer la dette colossale de l'ONEE freinant sa transformation

La dette de l'ONEE demeure un véritable frein de sa transformation et la définition d'un nouveau modèle cible pour l'Office. En effet, sa dette globale s'élève à 100 MMDH à fin 2022, dont 37 MMDH concernent les engagements financiers du régime de retraite de ses salariés via la Caisse Commune de Retraite, qui ont doublé en 10 ans (16,5 MMDH en 2013).

En vue de délester l'ONEE de sa dette actuelle, le Conseil propose de :

- créer une structure de défaisance : cette une entité juridique distincte sera chargée de gérer à la fois la dette sociale de l'office et la dette relative à son activité de production, y compris la charge financière qui résultera de la cessation des contrats PPA fossiles présentant des coûts d'achat élevés et non-compétitifs.

Les revenus de cette structure de défaisance pourraient provenir de deux sources : d'une part, les recettes relatives à la cession des actifs associés aux actifs de production récupérés auprès de l'Office, et d'autre part, un prélèvement de quelques centimes sur l'énergie électrique circulant sur le réseau pendant une période déterminée ;

En ce qui concerne la dette sociale liée à la caisse commune de retraite de l'Office, il est proposé de l'externaliser dans les meilleurs délais vers le Régime collectif d'allocation de retraite (RCAR). Cette opération d'externalisation peut s'inspirer des expériences déjà réalisées par d'autres entreprises publiques telles que l'ONCF, la Régie des Tabacs, l'ex-ODEP⁴⁵ et l'OCP, qui ont transféré avec succès leurs caisses internes de retraite vers le régime d'allocation de retraite (RCAR) respectivement en 2002, 2003, 2004 et 2008. Les coûts afférents à cette externalisation seront supportés par cette structure de défaisance ;

- transférer la dette relative à l'activité de distribution aux différentes SRM qui seront créées et qui prendront en charge ce segment d'activité. Il est à noter que conformément à la loi sur les SRM, le transfert de l'activité distribution aux SRM s'accompagnera également par le transfert des actifs dédiés à cette activité.

b. Mettre en place un système innovant de couverture de risques susceptible de réduire l'impact des flambées des cours mondiaux des combustibles et des taux de change

La part prépondérante de notre production nationale en électricité provient de source conventionnelle, dont les matières premières (charbon, fioul, gaz naturel) sont presque totalement importées.

En raison des fortes fluctuations que connaissent les marchés des matières énergétiques, notamment depuis le début de la pandémie de la Covid-19 et exacerbées par le conflit en Ukraine, il apparaît que la branche Électricité de l'ONEE évolue dans un contexte défavorable qui expose l'Office à deux types de risques majeurs. Premièrement, le risque lié aux

⁴⁵ Office d'Exploitation des Ports.

fluctuations des cours de combustibles, libellés en dollar américain, ainsi que les importations de l'électricité en provenance de l'Espagne, libellées en euros. Deuxièmement, le risque relatif aux taux de change qui se répercute à la fois sur les coûts des approvisionnements et sur les dettes contractées en devises par l'Office.

Compte tenu de l'incidence de ces fluctuations et afin de faire face à ces différents risques, le Conseil de la concurrence propose la mise en place d'un système d'analyse et de prise de décision par l'opérationnalisation d'une salle de marchés, afin de réaliser des optimisations sur les charges financières, les importations de combustibles et le fret.

En ce qui concerne l'impact des fluctuations des cours de change, il peut être relativement atténué grâce à l'instauration, par le biais des banques marocaines, d'instruments de couverture dynamiques et flexibles avec une vision globale et intégrée, en substitution aux opérations de couverture fragmentées et ponctuelles.

c. Mettre en place un mécanisme d'ajustements tarifaires périodiques de nature à refléter le coût réel de l'électricité tout en protégeant le pouvoir d'achat des populations vulnérables

Le redressement de la situation financière de l'ONEE et l'amélioration de la transparence sur le marché national de l'électricité ne peuvent se faire sans une révision du système de tarification actuel.

En effet, le système actuel a un caractère fixe qui ne permet pas de refléter les coûts de revient réels, et fonctionne avec un mécanisme de péréquation et de subventions croisées entre tranches de consommation (et même entre activités : l'électricité subventionne l'eau).

De ce fait, l'application d'un modèle basé sur la transparence de la méthodologie de fixation des tarifs, accompagnée de procédures claires dans leur révision, est indispensable pour concrétiser les objectifs de réforme du marché et encourager à la rationalisation des usages.

Le modèle tarifaire cible doit répondre, in fine, à l'impératif fondamental de refléter les vrais coûts de production du kWh d'électricité de nature à répercuter les coûts amont sur le consommateur final. Il doit prendre en compte les préoccupations économiques et sociales des différents consommateurs, à savoir la préservation de la compétitivité des entreprises et du pouvoir d'achat des ménages vulnérables.

Dans ce cadre, l'État est appelé à faire un arbitrage quant au degré de libéralisation à appliquer en matière de tarification ; en effet, le modèle entièrement libéral, où le tarif est déterminé uniquement par le marché, sans aucune mesure de régulation ou d'intervention publique, n'est pas applicable pour l'électricité en raison de sa dimension sociale.

Par conséquent, le Conseil de la concurrence propose d'appliquer graduellement un modèle où les tarifs seront indexés sur les coûts de revient, pour assurer la rémunération des services

rendus, avec la mise en place toutefois d'instruments de subvention ciblée pour compenser l'écart entre le coût de revient et le tarif de vente, destinée aux tranches de consommation nécessitant une intervention et appui de l'État (en supprimant le système de péréquation entre tranches de consommation).

Sur ce dernier point, l'intervention des pouvoirs publics pourrait se réaliser de deux manières différentes : soit par l'application d'une tarification sociale dans la structure tarifaire, soit par le biais d'une aide financière directe.

En ce qui concerne l'identification des populations à soutenir et à accompagner, elle pourrait se faire sur la base du Registre social unifié (RSU), tout comme elle pourrait être déterminée par les niveaux de consommation d'électricité. Par exemple, seuls les ménages dont la consommation est inférieure à 150 kWh/mois, c'est-à-dire située dans les tranches 1 et 2, pourraient bénéficier des aides ou de la tarification sociale (en incluant les compteurs collectifs dans cette évaluation).

Cette approche présente au moins trois avantages. Tout d'abord, elle demeure plus rapide à mettre en œuvre et presque exhaustive. Ensuite, elle permet de porter l'aide sur les populations ciblées, plutôt que de procéder à des subventions liées aux produits. Enfin, elle offre la souplesse de réévaluer périodiquement le classement des ménages dans la grille d'éligibilité, en fonction de leur facture d'électricité mensuelle.

Dans le cas où les pouvoirs publics opéreraient pour une intervention dans la structure tarifaire, via une tarification sociale, le Conseil de la concurrence recommande, premièrement, que l'ANRE soit impliquée dans la détermination des tarifs. Ces tarifs pourraient ensuite être fixés par arrêté du Chef du gouvernement ou de l'autorité gouvernementale déléguée par lui, comme c'est actuellement le cas. Deuxièmement, il est recommandé de prévoir un mécanisme de révision périodique de ces tarifs, selon des paramètres prédéterminés.

S'agissant des consommateurs industriels, les pouvoirs publics pourraient mener une évaluation des retombées tangibles de la tarification en vigueur sur la compétitivité de l'économie du pays en vue de construire une structure tarifaire adaptée.

Par ailleurs, il est possible de réduire l'intervention de l'État en répercutant au maximum les coûts réels sur les tarifs. Cette démarche nécessite une approche axée sur la réduction des coûts, portée par l'exploitation des pistes d'optimisation disponibles et par l'augmentation de l'efficacité opérationnelle et commerciale du système électrique.

Ces mesures concernent particulièrement l'amélioration des taux de rendement et de disponibilité des unités de production et la réduction des pertes techniques du réseau de transport et de distribution. À titre d'exemple, les pertes du réseau de transport du réseau électrique national oscillent entre 5% et 6%, tandis qu'elles se situent à peine à 2,5% dans des pays comparables.

d. Accompagner l'ONEE dans le recouvrement de ses créances

À fin 2022, la branche « Électricité » de l'ONEE affiche un important stock d'arriérés de créances, s'élevant à près de 5,8 MMDH, dont l'Office trouve des difficultés pour les recouvrer. Plus de la moitié de ces créances remonte à la période d'avant 2018, soit une ancienneté supérieure à 5 ans.

À ce sujet, le Conseil de la concurrence considère qu'il est essentiel d'accompagner l'ONEE, notamment par l'intervention du Ministère de l'intérieur en tant que tutelle des Régies (Créance de 1,13 MMDH) et des collectivités territoriales (créances de 687 MDH) afin de faciliter le recouvrement de ses créances.

Au final, il convient de signaler que la quasi-totalité de ces recommandations relatives au redressement de l'équilibre financier de l'ONEE, peuvent être concrétisées dans le cadre d'un nouveau contrat programme à conclure avec le Gouvernement.

3. Encourager le développement accéléré et massif des EnR pour permettre la montée en puissance d'une électricité bas carbone à un coût compétitif

a. Accélérer le processus d'adoption et de publication de textes nécessaires à l'opérationnalisation des réformes réglementaires relatives aux EnR

En dépit de l'important progrès qu'a connu le développement des infrastructures de sources renouvelables, notamment sur le marché libre, et la diversification du mix électrique national, plusieurs contraintes exposées précédemment, en particulier réglementaires, subsistent et font que seuls les segments THT et HT, qui ne représentent in fine que 15% de la demande nationale en électricité, ont été libéralisés, alors que la loi n° 13-09 avait également prévu la libéralisation de la MT.

À cet égard, et afin de permettre à notre pays de bénéficier pleinement d'un développement rapide et à grande échelle du gisement offert par les énergies renouvelables, le Conseil insiste sur la pertinence et l'urgence du déblocage de la MT et la BT en activant l'adoption des textes d'application nécessaires à leur mise en œuvre. Il s'agit des textes fixant les conditions et modalités d'accès à ses réseaux, les modalités et conditions de vente aux distributeurs de l'électricité de sources renouvelables, les modalités d'obtention du certificat d'origine prévu par la loi n°40-19, ainsi que les textes portant sur la création du GRT et de son cahier des charges.

À cela s'ajoute le texte d'application portant sur la précision du montant du cautionnement bancaire que doit fournir tout demandeur d'autorisation de projet dans le cadre de la loi n°40-19. Il s'agit d'une disposition importante car elle permet de garantir la réalisation du projet et d'éviter les situations de spéculation sur les terrains, surtout que les capacités d'accueil sont limitées.

De même, et concernant le régime d'autoproduction, le Conseil recommande d'accélérer la mise en œuvre de la loi n° 82-21 relative à l'autoproduction en achevant la préparation et la publication de la réglementation y afférente, sans attendre les 4 ans prévus par son dernier article. Cette initiative vise à inciter le développement de projets décentralisés sur l'ensemble du territoire national, susceptibles de réduire la facture du consommateur grâce à une production d'électricité verte.

La décentralisation de la production accompagnée par la réalisation d'un réseau électrique intelligent (Smartgrid) et l'installation de compteurs évolués, permet au consommateur de suivre en détail sa consommation. En outre, l'électricité injectée dans le réseau présente plusieurs avantages, notamment la réduction des pertes de réseau (production et consommation sur place) et l'évitement d'investissements dans de nouvelles lignes de transport et de distribution.

En outre, il conviendrait de revoir à la hausse le seuil réglementaire, actuellement limité à 20%, de l'excédent de la production susceptible d'être injecté dans le réseau électrique. Ceci permettrait à notre pays de bénéficier d'une énergie électrique de sources renouvelables déjà disponible grâce aux investissements réalisés, mais qui n'est pas exploitée au moment où le Maroc en a besoin.

À cet égard, il serait intéressant de fixer un tarif de l'excédent de 20% à facturer qui n'est pas de nature à inciter les autoproducteurs à surdimensionner leurs installations, et de permettre l'injection gratuite dans le réseau du reste de l'excédent (en particulier des installations BT) sans restriction.

Cette révision pourrait être réalisée progressivement, accompagnée de mesures nécessaires (financières et techniques) pour éviter la perturbation des réseaux et garantir le bon fonctionnement du système électrique.

Enfin, bien que la réglementation autorise les distributeurs à s'approvisionner en électricité auprès des exploitants des installations de production d'énergie électrique renouvelable raccordées au réseau électrique de MT dans la zone de distribution concernée, cette possibilité demeure très limitée dans certaines régions (Casablanca comme exemple), du fait de l'absence de producteurs privés raccordés au réseau MT.

Dans ce cadre, et dans l'objectif d'inciter les distributeurs à mener une démarche beaucoup plus volontariste et favorable à l'intégration des énergies renouvelables, le Conseil recommande de leur permettre également de faire de l'autoproduction d'électricité à partir des EnR. L'électricité ainsi générée leur permettrait surtout de couvrir leur propre consommation, comme celle de leurs installations, bureaux et agences commerciales.

Par ailleurs, le développement rapide et à grande échelle de projets renouvelables constituerait une opportunité pour pénétrer le marché de l'exportation, et de passer du statut

de pays importateur à celui d'exportateur d'énergie, ce qui pourrait redessiner les équilibres géopolitiques de notre région.

À nuancer qu'au plan local, le passage d'une électricité à base de combustibles fossiles à une électricité de sources d'énergies renouvelables devra se faire progressivement sur plusieurs années, en raison du caractère instable et intermittent de ces dernières. Ainsi, notre pays aura besoin d'un mix énergétique diversifié, tout en privilégiant les investissements dans les centrales de production à gaz.

b. Procéder à un élagage et une simplification du cadre juridique actuel

Le cadre juridique régissant le marché de l'électricité révèle l'absence d'un texte juridique unique et clair qui fixe notamment les règles générales de son fonctionnement.

En ce qui concerne le marché libre, le Conseil recommande tout d'abord, à titre transitoire, d'élaborer un guide pratique synthétisant de manière simple et précise les démarches à entreprendre pour les acteurs privés et les auto-producteurs potentiels qui seraient intéressés par ce marché libre. Ensuite, il propose de mettre en cohérence les dispositions des différentes lois, voire les regrouper dans un texte juridique unique, en vue de fournir un seul cadre clair et incitatif à l'investissement privé.

Par ailleurs, l'aboutissement de la restructuration globale du marché proposée, dans un contexte marqué par l'accélération de la libéralisation du marché et la multiplication de projets renouvelables, suppose la présence d'un élément fondamental qui est celui d'un régulateur fort et indépendant des opérateurs privés, capable de garantir un bon fonctionnement du marché, surtout en matière de concurrence.

4. Renforcer le rôle et étendre les missions de l'ANRE afin de disposer d'une régulation forte et indépendante

Le schéma de gouvernance du marché de l'électricité dans notre pays s'est caractérisé par la création d'une autorité de régulation en 2016 (ANRE), devenue effectivement opérationnelle en 2020. En vertu de la loi l'instituant, le rôle de l'ANRE se limite au seul marché de l'électricité et uniquement à son segment libre.

À ce sujet, le Conseil de la concurrence préconise tout d'abord la mise en place d'un seul régulateur de l'énergie plutôt que deux régulateurs distincts pour le gaz et l'électricité, en transformant l'ANRE en une Autorité nationale de régulation du marché de l'énergie. Ensuite, il préconise le renforcement des prérogatives actuelles de l'ANRE pour inclure également le segment réglementé de l'électricité.

Du fait de ce renforcement, l'Autorité pourra notamment être associée en amont dans la supervision des opérateurs et du processus de planification et d'investissement, ainsi que dans la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité, à l'instar de ce qui se fait dans

d'autres pays comme la Belgique, la France ou l'Angleterre. L'objectif est de doter le régulateur des capacités nécessaires pour devenir le garant de l'équilibre économique du marché et capable de remplir toutes les conditions économiques et de transparence nécessaires.

Concernant les attributions actuelles de l'ANRE, le Conseil considère qu'il est nécessaire d'accélérer la détermination effective des tarifs d'utilisation des réseaux électriques de distribution et de l'excédent. Ces tarifs sont essentiels pour que l'ouverture du marché à la concurrence puisse s'exercer rapidement et dans des conditions neutres, équitables et non discriminatoires.

À cet égard, le Conseil considère judicieux d'adopter une approche d'amélioration continue et de révision périodique dans la fixation de ces tarifs. Ces derniers doivent être optimaux pour favoriser le développement des projets renouvelables tout en permettant au GRT de couvrir les coûts découlant du développement, de la gestion et de la maintenance du réseau, ainsi que les obligations de backup en cas d'intermittence desdites énergies.

Par ailleurs et vu que l'ANRE est habilitée à donner son avis sur les demandes d'autorisation de réalisation des installations de production de l'électricité à partir de sources renouvelables, le Conseil recommande d'étendre cette prérogative du régulateur, dans le cas de changement du statut juridique ou d'actionariat de l'exploitant de l'installation, susceptible de conduire à un changement de contrôle, et également au certificat d'origine, institué par la loi n° 40-19, justifiant que l'électricité produite provient de sources renouvelables.

L'ANRE devrait avoir un rôle plus prépondérant dans l'octroi des autorisations et devrait être systématiquement informée des autorisations accordées et des rejets prononcés par l'administration et/ou les gestionnaires de réseaux, afin de lui permettre de s'assurer que les décisions prises sont transparentes et non discriminatoires.

Il importe également de veiller à ce que le secteur de la distribution soit soumis aux mêmes prérogatives d'intervention de l'ANRE que celles appliquées au niveau du transport de l'électricité, notamment en ce qui concerne l'approbation des programmes d'investissements et le grid code des réseaux de distribution.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la loi n° 82-21 sur l'autoproduction, le Conseil recommande que l'ANRE soit impliquée dans le processus d'octroi des autorisations en lui permettant de formuler son avis sur les demandes d'autorisation de réalisation et d'exploitation des installations d'autoproduction, prévues dans l'article 6 de ladite loi et dont la puissance installée est supérieure à 5 MW.

Afin de donner à l'ANRE les moyens nécessaires à son action et compte tenu de l'ampleur des responsabilités qui lui incombent dans la nouvelle architecture, le Conseil de la concurrence recommande de revoir son mode d'organisation et de fonctionnement pour être en mesure d'assumer pleinement ses nouvelles responsabilités.

Dans le même registre, le Conseil considère qu'il est essentiel de doter cette Autorité des ressources financières et humaines suffisantes et compétentes pour s'acquitter convenablement de l'ensemble des missions additionnelles, surtout si elle devait faire appel à une expertise analytique interne ou externe, et ce, sans dépendra uniquement de celle de l'opérateur historique dans l'exercice de ses missions.

ANNEXES

Annexe n°1 : L'Instance chargée d'instruire l'avis du Conseil de la concurrence

Le Rapporteur Général par intérim
Mohamed Hicham BOUAYAD
Le rapporteur chargé du dossier
Abdelhadi EL FELLAH

Annexe n°2 : Liste des membres de la 49^{ème} réunion du collège du Conseil de la concurrence

Le Président	Le Secrétaire Général
Ahmed RAHHOU	Mohamed ABOUELAZIZ
Les membres permanents	
Chaimae ABBOU	
Adil BOUKBIR	
Abdelaziz TALBI	
Hassan ABOUABDELMAJID	
Les membres conseillers	
Abdelkhalek TOUHAMI	
Adil HIDANE	
Abdessalam BENABBOU	
Mounir MEHDI	
Rachid BENALI	
El Aid MAHSOUSSI	
Othman EL FERDAOUS	
Bouazza KHERRATI	
Le Commissaire du Gouvernement	
Naoufal RIACHE	

Annexe n°3 : Liste des membres ayant délibéré au sujet de l'Avis

Le Président
Ahmed RAHHOU
Les membres permanents
Chaimae ABBOU
Adil BOUKBIR
Abdelaziz TALBI
Hassan ABOUABDELMAJID
Les membres conseillers
Abdelkhalek TOUHAMI
Adil HIDANE
Abdessalam BENABBOU
Mounir MEHDI
Rachid BENALI
El Aid MAHSOUSSI
Othman EL FERDAOUS
Bouazza KHERRATI

