



## Devenir du secteur de l'électricité au Maroc

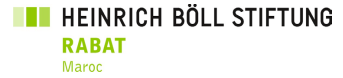
Contribution de l'association Energies au débat  
sur le nouveau modèle de développement

décembre 2020

Avec le soutien de

 **HEINRICH BÖLL STIFTUNG**  
**RABAT**  
Maroc





## **Devenir du secteur de l'électricité au Maroc**

**Contribution de l'association Energies au débat sur  
le nouveau modèle de développement**

**décembre 2020**

## **Nos remerciements à :**

- à la **fondation Heinrich Böll Stiftung-Rabat-** pour le soutien qu'elle apporte à l'association et à ce projet en particulier ;
- à Tayeb Amegroud pour son engagement dans ce projet et pour avoir assumé la charge de la plume ;
- aux collègues et amis membres du comité de projet et toutes celles et tous ceux qui ont contribué par leurs idées, leurs écrits, leurs révisions ou leurs participations aux ateliers d'échanges organisés dans le cadre de ce projet :

Hassan Bouzidi

Hassan Buri

Mohammed Chenguir

Abdellatif El Ghorfi

Omar El Kindi

Loubna Farabi

Abdelaziz Houachmi

Adil Ibntabet

Mounia Jarir

Ryad Jerjini

Taoufik Laabi

Rahal Lagnaoui

Slama Lembirik

Hind Maatouk

Abderrahmane Naji

Brahim Oumounah

Mustapha Rais

Mohammed Taoufik

Yassine Tebaa

## SOMMAIRE

<b>Avant-Propos</b> .....	4
<b>Introduction</b> .....	5
<b>Chapitre I : Histoire récente du secteur électrique : quelques repères</b> .....	9
1.1 Aux origines du développement du secteur de l'électricité au Maroc.....	9
1.2 La création de l'Office National de l'Electricité.....	10
1.3 Les réformes des années 90 : les brèches au monopole.....	11
1.4 La nouvelle stratégie énergétique basée sur les énergies renouvelables.....	14
<b>Chapitre II : État des lieux</b> .....	16
2.1 Politique générale et règles de gouvernance.....	16
2.2 Organisation et fonctionnement du secteur.....	18
2.3 La production.....	20
2.4 Le transport.....	21
2.5 La distribution.....	22
2.6 Quelques observations générales.....	23
<b>Chapitre III : Défis et enjeux du secteur</b> .....	26
3.1 L'organisation institutionnelle : de la nécessité de clarifier la vision stratégique du secteur.....	26
3.2 La lutte globale contre le réchauffement climatique : besoins d'adaptation et contraintes en vue.....	28
3.3 La sécurité énergétique, un enjeu multidimensionnel.....	30
3.4 Les énergies renouvelables : des opportunités et des contraintes.....	33
3.5 L'interaction eau-énergie.....	34
3.6 L'équilibre financier de l'opérateur historique, enjeu majeur de la transition.....	36
3.7 Le capital humain.....	37
<b>Chapitre IV : Pistes de réformes</b> .....	40
<b>Annexes</b> .....	49
• Chronologie.....	49
• Réchauffement climatique.....	52
• Évolution des coûts des énergies renouvelables.....	54

## Avant-propos

Le Maroc a lancé, cette année, un débat sur le nouveau modèle de développement. Ce débat, malheureusement éclipsé par la pandémie du Covid, se voulait large et inclusif. C'est dans ce cadre et partant de sa vocation de mettre l'expertise de ses membres au service de notre pays, que l'association Energies des cadres supérieurs actifs et retraités de l'ONEE/Electricité a voulu partager ses réflexions sur le devenir du secteur de l'électricité dans notre pays.

Le présent document est la somme de ces réflexions. Il n'a pas la prétention de porter ni de défendre un modèle, mais l'ambition de contribuer utilement à un débat, plus que jamais nécessaire, sur la configuration future du système énergétique marocain et celui de l'électricité en particulier. Il se veut, d'abord, une tentative de présentation du secteur de l'électricité marocain dans toute sa complexité : son histoire, ses enjeux, ses défis et ses perspectives encore incertaines. Il interroge sa gouvernance, ses succès, ses échecs et surtout son devenir.

Un secteur en pleine transformation, non seulement au Maroc mais partout ailleurs. Une transformation inédite : technologique, institutionnelle et économique. Ses lignes de force dessinent un futur aux contours radicalement différents du présent : le fossile qui fait place au renouvelable, le consommateur qui devient en même temps producteur, l'information qui devient ressource principale... et, partant, un modèle économique qui doit être profondément repensé.

C'est un véritable bouleversement. Il renvoie à la célèbre formule de Antonio Gramsci : le vieux monde se meurt, le nouveau monde tarde à apparaître et dans ce clair-obscur surgissent les monstres. Les monstres ? c'est le consensus de Washington toujours en vie. Ce sont les intérêts particuliers qui sont à l'œuvre pour tirer profit, en ces temps de bascule. Mais ce sont, également, les conservatismes, qui sont en nous, et qui bien souvent, refusent de voir le monde qui change.

Ce monde qui change requiert réflexion, concertation et anticipation avec pour seul horizon, l'intérêt du pays, au-delà de toute autre considération. C'est dans cette perspective que nous vous invitons à lire et à interpréter le présent rapport.

**Abdessamad Saddouq**

Président Energies

## Introduction

Au Maroc, l'électricité organisée en service public, compte aujourd'hui un peu plus d'un siècle d'existence. Avec la codification du droit, la construction des routes et du chemin de fer, elle figurait, au début du protectorat, parmi les leviers prioritaires pour structurer l'économie et les services de l'État mais surtout pour organiser l'exploitation des ressources du pays par la puissance coloniale.

Au tournant du 21<sup>e</sup> siècle, le Maroc dispose d'un secteur électrique de taille moyenne, relativement performant et ayant à son actif quelques réalisations notables : généralisation de l'accès à l'électricité, un réseau de transport interconnecté couvrant l'ensemble du territoire et relié au réseau européen et des coûts de production maîtrisés. Il négocie, non sans difficultés, le tournant de la transition énergétique et de l'ouverture du marché. Il a, cependant, du mal à asseoir une organisation institutionnelle et des règles de gouvernance pouvant le projeter, avec assurance, dans une configuration future qui se démarquerait forcément de l'actuelle.

Trois séquences ont marqué l'évolution du secteur dans notre pays : une première, dominée par le capital privé français, s'étend du début du protectorat et se prolonge quelques années après la proclamation de l'indépendance. La deuxième était celle de la nationalisation, qui débute en 1962 avec la création de la Régie Autonome de Distribution –RAD– de Casablanca, suivie de celle de l'Office National de l'Electricité –ONE– en 1963. La troisième marque le retour partiel du capital privé, notamment étranger, au milieu des années 90 et qui se prolonge jusqu'à aujourd'hui.

La trajectoire privé-public-privé est celle qu'on retrouve, sous différentes variantes, dans nombre d'économies aussi bien dans les pays du Nord que dans ceux du Sud. Encore faut-il relativiser le retour du privé, en particulier, dans les pays à forte intégration verticale de l'industrie électrique (production-transport-distribution) où le secteur public est encore fortement présent. Ce processus croise, depuis les années 2000, celui de la transition énergétique. Ce sont les deux tendances lourdes qui dessinent le futur du secteur électrique dans le monde.

Le mouvement de libéralisation/privatisation débute aux États-Unis, dès la fin des années 70, lorsque le Congrès américain adopte la loi « *Public Utility Regulatory Policies Act –PURPA–* » qui allait se révéler l'élément déclencheur du démembrement de l'ancien ordre électrique américain. En 1986, Ronald Reagan nomme Martha Hesse à la tête de la « *Federal Energy Regulatory Commission –FERC–* » et lui confie le mandat d'étudier les moyens de faire entrer davantage de concurrence dans la

production et la distribution de l'électricité. Ce schéma sera adopté par l'Europe et il est de plus en plus envisagé par des pays en développement objet de propositions de plus en plus pressantes de libéralisation/privatisation.

Dans le rapport de l'étude « Revue des réformes du secteur de l'électricité en Afrique », publié en 2018 par le Groupe Banque Africaine de Développement, il est rappelé « qu'au début des années 90, les Institutions de Financement du Développement –IFD–, notamment la Banque Mondiale –BM– et le Fonds Monétaire International –FMI–, ont proposé aux pays des prêts assortis de conditions liées à des exigences d'ajustement structurel, qui ont encouragé la libéralisation, la commercialisation et la restructuration à l'échelle de l'économie. Ils ont proposé, en particulier à certains gouvernements, un financement lié à des réformes dans le secteur de l'électricité en vue d'adopter le « modèle standard » pour faire face aux échecs des sociétés.

Les éléments de réforme du « modèle standard » promu par les IFD recommandaient :

- la commercialisation des sociétés d'électricité et la privatisation de leur gestion ;
- la restructuration des sociétés de monopole national de manière à dissocier les services de production, de transport et de distribution ;
- la création d'un système de régulation indépendant et l'adoption de tarifs de l'électricité reflétant les coûts ;
- l'ouverture du secteur à la participation du secteur privé (PSP) ; et
- l'introduction de la concurrence sur le marché par le truchement des acquisitions à grande échelle. L'objectif étant d'assurer, éventuellement, une concurrence totale pour les clients de la vente en gros et au détail... »

Quant à la transition énergétique, il est généralement admis de dater son origine au Sommet de Rio de 1992 qui avait lancé le signal d'alarme sur le réchauffement climatique. Les pays signataires de la convention qui en est issue, s'engageaient à se réunir annuellement dans des « Conférences des Parties », les fameuses COP. Depuis la première, organisée en 1995 à Berlin, 24 autres ont pu, à ce jour, avoir lieu. Le Maroc en a abrité deux à Marrakech en 2001 et 2016. Sur cette série de rencontres, celles de Kyoto (1997) et de Paris (2015) étaient les plus marquantes. La prise de conscience et la pression de l'opinion publique internationale ont conduit ces sommets annuels à préconiser des mesures de plus en plus contraignantes.

Les défis sont immenses. Selon le Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat –GIEC–, si l'on veut limiter le réchauffement planétaire à 1,5°C sans dépassement ou avec un dépassement minime, les émissions anthropiques mondiales nettes de CO2 doivent diminuer drastiquement avant 2030. Dans les trajectoires d'émissions



anthropiques compatibles avec un tel objectif, celles-ci doivent baisser d'au moins 40 % avant 2030 avant de devenir égales à zéro vers 2050.

Dans l'ensemble des scénarios d'atténuation, le rôle central du secteur énergétique est souligné. Ce secteur est appelé à opérer une transformation profonde, principalement autour des deux axes suivants :

- forte réduction du recours aux énergies fossiles d'ici 2050. Ceci se traduira, concrètement, par l'abandon de l'utilisation du charbon à partir de 2030 (-78 % par rapport à 2010) et une diminution progressive de l'utilisation du pétrole et du gaz naturel (-87 % en 2050 pour le pétrole et -74 % pour le gaz naturel) ;
- hausse significative de la contribution des énergies renouvelables dans la production électrique (plus de 70 % en 2050), et un recours plus important à l'énergie nucléaire pour parvenir à une dé-carbonisation complète du secteur énergétique.

C'est dans ce contexte que se situe la transformation actuelle du secteur de l'électricité au Maroc. Initiée en 1994 par la rupture du monopole de l'ONE sur la production, elle allait aboutir, quelques années plus tard, à une dominante de la production privée sous contrat PPA. En 2019, celle-ci représente 73 % de l'énergie appelée. Elle se poursuit en 2009 par le lancement d'un programme ambitieux de production de sources renouvelables et qui avait pour objectif d'atteindre, en 2020, 42 % de la capacité totale de production de source renouvelable avec 2 000 MW pour chacune des filières solaire, éolienne et hydraulique. Le marché connaîtra une première ouverture, à travers la loi 13/09 adoptée en 2010 et qui autorise, sous réserve de l'accord de l'Administration, les opérateurs privés à livrer à leurs clients, via le réseau national, leur production d'origine renouvelable.

A l'autre bout de la chaîne de valeur, la distribution a été, dès 1997, partiellement confiée au capital privé à travers les contrats de délégation de services publics. Quatre grandes villes sont sous gestion déléguée, sept autres ont confié les services de distribution à des régies municipales, tandis que l'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable –ONEE– gère le rural, quelques grandes villes et les autres centres urbains de taille moyenne. Les tarifs sont réglementés pour les opérateurs publics (ONEE et Régies) et contractuels pour les délégataires privés.

Un nouveau modèle de distribution est en gestation. La dimension régionale devra être déterminante dans ce nouveau schéma. Sa refonte institutionnelle et sa nécessaire adaptation aux évolutions technologiques font de ce chantier un enjeu majeur pour les citoyens, les opérateurs économiques, les entreprises de distribution et, bien entendu, l'Administration et les Collectivités Locales.

Les réformes en cours ne touchent pas que ces deux maillons de la chaîne. Le réseau de transport reste, jusqu'à nouvel ordre, sous monopole public. Il sera géré, dans un premier temps, par une entité au sein de l'ONEE, dotée d'une comptabilité séparée. Ce « Gestionnaire du Réseau de Transport national –GRT– » sera, plus tard, selon la loi sur la régulation du secteur de l'électricité, érigé en structure distincte de l'ONEE et jouissant de la personnalité morale.

Au milieu de cette dynamique de changement, l'ONEE est un acteur incontournable. Son équilibre financier et la préservation de ses acquis, dont ceux du métier et de l'expertise qu'il a accumulés durant des décennies, sont des conditions nécessaires à toute transition du secteur vers un modèle mieux adapté. Son positionnement futur traduira la vision de l'Etat par rapport à son rôle dans un secteur stratégique.

Difficile dans cette introduction de rendre compte, en quelques lignes, d'un système électrique relativement complexe. La représentation des intervenants et de leurs interactions dans tous les segments de la chaîne de valeur, est d'une lecture peu aisée. Faute de visibilité, leur projection future l'est encore moins. Cela renvoie naturellement aux questions de vision, de stratégie et de gouvernance. C'est principalement, sous cet angle, que ce rapport aborde l'état actuel et les perspectives futures du secteur de l'électricité au Maroc. Il se veut une contribution au débat sur le nouveau modèle de développement dans notre pays.

## Chapitre I : Histoire récente du secteur électrique : quelques repères

### 1.1 Aux origines du développement du secteur de l'électricité au Maroc

Avant l'indépendance, l'organisation du secteur était caractérisée par une structure monopolistique dominée par les capitaux privés. La Société Marocaine de Distribution d'Eau, de Gaz et d'Electricité –SMD–, créée en 1914, prendra en charge, sous forme de concessions, la réalisation d'ouvrages publics électriques pour les grandes villes du pays.

En 1923, afin de répondre plus efficacement aux besoins croissants du transport ferroviaire et de l'exploitation minière, les autorités du Protectorat décident de créer la société Energie Electrique du Maroc –EEM–. Cette dernière reçoit une concession pour la réalisation de plusieurs barrages hydroélectriques et le développement de lignes de haute tension. Elle deviendra rapidement l'unique producteur et transporteur de l'électricité au Maroc.

Les arrangements mis en place ont permis de donner des solutions institutionnelles aux problèmes posés par le développement de l'électricité. C'est ainsi que les tarifs sont administrés de manière à permettre, à EEM et aux sociétés de distribution, de dégager la rentabilité nécessaire pour financer les investissements requis, que les droits de passage des servitudes d'utilité publique et de l'occupation ou de l'utilisation du domaine public sont garantis et que le gouvernement garantit les emprunts de la société.

Tout au long du Protectorat, la priorité a été donnée à l'approvisionnement des unités industrielles, des centres miniers et des lignes de chemin de fer pour accompagner les entreprises et les particuliers dans leur expansion, conformément aux objectifs du Protectorat. L'extension du réseau dans les zones rurales a été délaissée. La même démarche que celle des villes pour l'extension de leur réseau a été adoptée : celui qui désire se raccorder au réseau, en zone rurale, le finance.

La concession initiale de EEM a été amendée à plusieurs reprises, projet par projet. La contribution publique a été ajustée pour chaque projet. Les discussions tarifaires étaient largement déterminées par le programme d'investissement projeté. Lorsque celui-ci était trop ambitieux pour les moyens financiers de la société et pour un financement par les tarifs, le gouvernement prenait, à sa charge, la compensation

des déficits exploitation de la société. Ainsi, la construction du complexe Bine El Ouidane Afourer, achevée dans sa totalité en 1955, et qui a une importante composante agricole, a été prise en charge au 2/3 par le gouvernement.

## 1.2 La création de l'Office National de l'Electricité

Après l'indépendance, l'Etat marocain a racheté, en 1963, les concessions de EEM et SMD et héritera de la Société Chérifienne de l'Energie –SCE–, filiale de EEM chargée de l'exploitation des réseaux MT et BT de certaines villes moyennes. Il a adopté deux modes de gestion distincts, soit directement via l'Office National de l'Electricité –ONE– créé en 1963, ou indirectement via les collectivités locales qui ont créé des régies à partir de 1962, année de création de la RAD de Casablanca, pour prendre le relais des concessions municipales existantes essentiellement dans les grandes concentrations urbaines. Ce processus aura duré jusqu'à la récupération des réseaux de Electras Marroquies au Nord, au milieu des années 1970.

Les conditions de récupération d'Energie Electrique du Maroc ont hypothéqué l'effort nécessaire au développement de l'électrification du pays. Le taux d'électrification rurale (5 %) et la consommation par habitant (60 kWh) traduisent une situation qui nécessite un effort considérable.

Les tarifs sont dorénavant fixés par la commission interministérielle des prix, sous l'égide du Premier ministre, par arrêtés et non plus dans le cadre de la révision de la concession.

Le débat sur l'électrification rurale ne fait que commencer. Même si le Dahir de création de l'ONE, annonçait dans son article 6, l'adoption future, par voie réglementaire des « conditions de participation de l'Office aux dépenses d'électrification rurale », le décret 2-74-530 définissant ces conditions n'a été adopté qu'en 1975. Il institue une commission interministérielle et met en place un fonds dédié et financé par 4,5 % du chiffre d'affaires de l'ONE. En 1978, le premier programme national d'électrification rural, PNER, est lancé. A fin 1986, seuls 287 villages sont électrifiés.

Jusque dans les années 80, la croissance de l'ONE précède celle de la demande. En matière d'investissement, le nouvel Office continue les programmes prévus pour répondre à une demande qui croit de 10 % par an et ce, malgré les contraintes imposées par la nouvelle organisation institutionnelle, notamment :

- la multiplicité des tutelles techniques qui présente d'innombrables sources de difficultés,
- et la viabilité financière qui dépend essentiellement des dotations d'investissement accordées par le budget de l'Etat.

Sur la période allant de 1964 à 1994, la puissance cumulée du parc de production exploité par l'ONE est passée de 409 MW à 3 459 MW. La production énergétique d'origine hydraulique a subi des variations importantes. Elle a évolué au gré des aléas climatiques et de la priorité donnée à l'agriculture dans l'utilisation de l'eau des barrages. Elle est passée de 89 % de l'énergie appelée en 1964 à 6,5 % en 1984, à la fin d'un cycle pluviométrique particulièrement sec et ce malgré huit aménagements supplémentaires<sup>1</sup>.

### 1.3 Les réformes des années 90 : les brèches au monopole

Les années 80 furent difficiles pour l'ensemble du secteur électrique du pays, en général, et pour l'ONE en particulier. La baisse significative de la contribution de l'hydraulique à la production, suite un long cycle de sécheresse, a lourdement impacté les coûts d'exploitation de l'Office. La crise financière et celle de la dette extérieure et leur impact sur les finances publiques, se traduisent par l'annulation des dotations d'investissement du Budget Général de l'État.

Or, la tarification ne suit pas. En cette première moitié des années 80, le gouvernement est très sensible à la réaction populaire qui a suivi la tentative d'augmenter les prix de certains produits de première nécessité et rechigne à ajuster les prix de vente de l'électricité.

Dans cette période post-choc pétrolier et de mise en place du Programme d'Ajustement Structurel –PAS–, les problèmes financiers de l'Office sont amplifiés par l'impact des dévaluations répétitives du dirham entre 1983 et 1985 sur les coûts d'approvisionnement en combustibles et par l'accroissement des coûts financiers, conséquence de la hausse significative des taux d'intérêt des emprunts internationaux pendant la même période. La capacité de l'ONE à répondre à une demande qui continue de croître est significativement affectée et se traduit par un ralentissement considérable des programmes d'investissement.

En 1991, l'ONE n'est plus en capacité de répondre à la demande. Les longs cycles des études et de mise en place des financements, ont retardé la réalisation des deux premières unités de la centrale à charbon de Jorf Lasfar (2 x 320 MW) et de celle de

1. Il s'agit, dans l'ordre des dates de mise en service, de S.Saïd Maachou, El Kansera, K.Zidania, Laou-Talambot, Im Fout, Daourat, Bine El Ouidane, Afouer pour un total de 333 MW et 473 GWh de productibilité moyenne + Les usines hydroélectriques ajoutées sont : Mohammed V, Bou Areg, M.Ed Dahbi, Moulay Youssef, Idriss I<sup>er</sup>, O El Makhazine, Al Massira, L.Takerkoust, Hassan I<sup>er</sup>, Allal Al Fassi, Taourart, pour une puissance installée de 586 MW et un productible moyen de 1 028 GWh.

l'usine hydroélectrique de Matmata (3 x 80 MW). Ces retards se sont traduits par des délestages répétés<sup>2</sup>.

Avec l'adoption en 1994 du décret-loi 2-94-503 du 23 septembre 1994, autorisant le recours à la production indépendante, le monopole de production de l'ONE s'éteint. Il connaîtra sa première concrétisation en 1997, avec la signature d'un accord de concession avec un consortium de producteurs privés (IPP) pour la reprise de la centrale thermique de Jorf Lasfar et son extension. Cette décision inaugure un processus de profonde restructuration et d'ouverture au privé, modifie le paysage électrique du pays et influera durablement sur son développement. L'ONE s'engage, dans le cadre d'un PPA (*Power Purchase Agreement*), à rémunérer la puissance disponible (*take or pay*) et à payer l'énergie produite (*Pass Through*). La durée de la concession est de 30 ans à partir de 1997.

Ce contrat se traduit par des modifications significatives de l'économie du secteur, notamment les suivantes :

- un seul opérateur privé domine l'activité de la production et produit dorénavant plus de 40 % de l'énergie électrique générée ;
- il assure le financement de cette capacité de génération, et libère ainsi l'ONE d'une partie importante de sa dette, rétablissant ainsi sa capacité à investir.

Mais c'est surtout, la transformation du rôle de l'ONE qui résulte de ce contrat. Même s'il est l'acheteur exclusif de l'énergie produite, il perd son monopole de génération et se recentre ainsi sur le transport et la gestion du réseau national d'une part et, d'autre part, sur son rôle de distributeur à l'extérieur des périmètres d'intervention des régions. Sa fonction essentielle devient la gestion de l'équilibre offre/demande et le renforcement et la maintenance du réseau de transport, pour lesquels il conserve un monopole indiscutable.

La reprise par Jorf Lasfar Energy Company –JLEC– de la dette encourue pour le développement de Jorf Lasfar, la mise en service de nouvelles capacités hydroélectriques et une pluviométrie exceptionnellement favorable de 1996 à 2000 ont conduit au rétablissement de la situation financière de l'ONE, même s'il peine toujours à recouvrer ses créances auprès de l'Etat et des collectivités territoriales. Il pourra alors se consacrer pleinement au Programme d'Électrification Rurale Global –PERG– dont le financement représente un effort considérable.

2. « Déficit électrique : Des délestages jusqu'au deuxième semestre 1994 », L'Economiste du 10 Juin 1993

L'aspect décisif du PERG, lancé en 1996, est constitué par la concentration au sein de l'ONE de toutes les missions d'étude, de planification et d'exécution du programme. Le recours à toutes les techniques possibles d'électrification en constitue la seconde dimension. Un troisième volet est représenté par le montage financier mis en œuvre pour assurer une participation financière élargie.

En 1997, avec la signature du premier contrat de gestion déléguée pour la distribution d'eau et d'électricité et l'assainissement liquide dans la ville de Casablanca, un nouveau mode de gestion de la distribution de l'électricité a été introduit. Le recours à la délégation de service public conduit par le ministère de l'Intérieur, autorité de tutelle depuis la création des régies, a été, officiellement, justifié par la nécessaire modernisation du secteur et par les importants investissements qu'elle requiert. Trois autres contrats de délégation de service ont succédé à celui de Casablanca : Rabat en 1999, Tanger et Tétouan en 2002.

Cette décision a été prise dans un contexte où le Maroc, sous l'impulsion de la Banque Mondiale, a décidé d'ouvrir le secteur de l'électricité à l'investissement privé en vue d'une libéralisation progressive.

L'introduction des capitaux privés dans l'activité de distribution de l'électricité s'est faite dans le cadre de la gestion déléguée « à la française ». Du point de vue juridique, la délégation de service public n'est pas une privatisation de ce service ou des infrastructures municipales qui permettent de l'assurer. Par contre, sa mise en œuvre est faite de façon à assurer la viabilité financière du délégataire et assurer, via des tarifs qui couvrent les coûts des services, le financement des investissements. Ainsi, les contrats de gestion déléguée ne prévoient pas de subventions et se basent sur des structures de compensation tarifaire qui garantissent un rendement fixe pour l'opérateur privé tout en lui imposant de s'engager sur des obligations de performances minimales.

Leur mise en œuvre a, toutefois, été sévèrement critiquée par trois rapports successifs de la Cour des Comptes, en 2009, 2012 et 2014. Critique que résume cette conclusion de la Cour à propos du contrat Lydec « le bilan de la première décennie de la gestion déléguée a été marqué par un large dépassement de la rémunération, en contrepartie d'une modeste réalisation des engagements contractuels ».

Du point de vue réglementaire, le régime de la gestion déléguée n'est promulgué qu'en 2006. Jusqu'alors, la gestion déléguée avait fonctionné par la pratique administrative et donc par dérogation aux textes réglementaires encadrant le secteur énergétique ou la gestion communale.

Cette phase a aussi été marquée par la mise en œuvre d'actions décisives vers une intégration régionale du secteur énergétique. L'interconnexion Maroc-Algérie mise en service en 1988. Le développement et la mise en service du gazoduc Maghreb-Europe en décembre 1996 a permis l'introduction de gaz naturel, importé de l'Algérie, dans le mix énergétique du pays. Les importations d'électricité ont également augmenté à cette époque, suite à la mise en service en 1997, de l'interconnexion Maroc-Espagne.

D'une manière générale, les réformes des années 90 n'ont pas abouti à un déploiement global du modèle standard de libéralisation du secteur de l'électricité. Bien que des projets de réforme aient été préparés dans ce sens, les décideurs ont opté, à partir de 2006, pour la suspension de ces réformes, y compris la séparation des activités de l'ONE.

#### **1.4 Nouvelle stratégie énergétique et regroupement ONE – ONEP**

La stratégie énergétique nationale vise à porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 42 % à l'horizon 2020. Objectif revu à la hausse en 2016 pour atteindre 52 % à l'horizon 2030 et ce, en augmentant significativement les capacités de production solaires et éoliennes.

Dans ce cadre, le gouvernement a entamé une série de réformes du secteur énergétique afin de stimuler le développement de l'industrie marocaine dans les secteurs des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, l'intégration dans les marchés régionaux et internationaux et l'encouragement du développement de ressources domestiques.

Ainsi sont créés divers organes de gouvernance et de gestion, tels que l'Agence Marocaine pour l'Energie Durable –MASEN–, l'Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles –IRESEN–, l'Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique –AMEE– ou encore la Société d'Investissements Énergétiques –SIE–.

Avec la création de MASEN en 2010, le monopole de l'ONEE en tant que responsable de l'aménagement des moyens de production de l'électricité (en propre ou à travers l'octroi de concessions) est aboli, même s'il en garde la prérogative exclusive de planification. Cette nouvelle entité se voit octroyé le rôle du développeur de projets de production d'énergie électrique d'origine solaire sans limitations sur les capacités des unités de production. Ce rôle a, par la suite, été élargi à l'ensemble des moyens de production d'origine renouvelable, notamment l'éolien et l'hydraulique. MASEN devient alors développeur et exploitant.



Cette dernière décision, répondrait moins à une vision stratégique qu'à un besoin de financement du déficit que génère la technologie CSP du complexe Noor. Elle se traduit par des modifications significatives de l'organisation et de l'économie du secteur, et notamment les suivantes :

- une entité indépendante de l'ONEE prendra en charge l'établissement et la négociation de l'ensemble des arrangements contractuels, financiers et tarifaires des concessions accordées aux producteurs d'énergie d'origine renouvelable. Ces responsabilités sont étendues au choix des technologies de production et à certains aspects de l'exploitation de certains ouvrages de production.
- les tarifs de reprise par l'ONEE de l'électricité achetée par MASEN auprès de ses concessionnaires seront gérés par des conventions et des arrangements entre les deux parties.
- la confirmation de la prédominance des projets de production renouvelable à grande taille directement supportés et financés par l'Etat au détriment d'autres modèles de développement de la filière renouvelables.

Dans la foulée de ces réformes intervenait, en 2011, la loi 40-09 regroupant l'ONE et l'ONEP en un seul établissement public : l'ONEE.

A contre-courant d'une tendance mondiale à séparer les deux fluides là où ils étaient regroupés, sans étude préalable d'opportunité ni d'impact, la loi de création de cette nouvelle structure stipule que « Le regroupement des activités de l'Office National de l'Electricité et de l'Office National de l'Eau Potable permet d'harmoniser les stratégies nationales dans ces deux secteurs clés qui sont liés par des champs de synergies ». En 2020, ce regroupement, qui n'était prévu ni dans la stratégie de l'eau ni dans celle de l'énergie, n'était toujours pas consommé.

## Chapitre II : État des lieux

### 2.1 Politique générale et règles de gouvernance

La vision énergétique du Maroc peut être résumée comme suit : un accès universel et généralisé à l'électricité pour tous les citoyens à travers l'ensemble des régions du pays, une ouverture progressive du marché énergétique, accompagnant l'essor des énergies renouvelables, et une intégration régionale renforcée.

Pour atteindre ces objectifs, le Maroc a engagé de nombreuses réformes dans les secteurs de l'énergie, qui se sont matérialisées par la mise en œuvre de plusieurs projets d'envergure notamment la généralisation de l'accès à l'électricité, l'ouverture du secteur à l'investissement privé et la production électrique à partir des énergies renouvelables.

L'ouverture de l'activité de la production de l'électricité au secteur privé a largement contribué à l'amélioration des performances techniques de ce secteur (taux de disponibilité, consommation spécifique...) et à mobiliser les investissements et ressources nécessaires pour répondre à l'augmentation rapide de la demande. Comme cela a été mentionné plus haut, cette décision se matérialise par une transformation profonde du secteur où la contribution des producteurs privés (IPP) était inexistante avant 1997 et s'est inscrite en 2019 à 73 %.

Le Programme d'Electrification Rurale Global –PERG– dont la mise en œuvre, par l'ONEE, a mobilisé des ressources financières importantes (plus de 25 milliards de dirhams sur 25 ans selon les sources de l'ONEE) et nécessité la conception de solutions techniques adaptées et un schéma de financement et de gouvernance souple pour accélérer le rythme des réalisations. Le taux d'électrification rurale a ainsi atteint 99,7 % à fin 2019.

En ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, l'engagement de l'État s'annonce, à travers les investissements précurseurs, la création d'institutions dédiées (MASEN, IRESEN), l'adoption d'un cadre légal approprié et, sur un autre registre, l'accueil en 2016 de la COP 22. Autant de facteurs propres à entraîner l'investissement des opérateurs privés et le support actif des bailleurs de fonds internationaux.

## Le PERG : un programme ambitieux

Dès son lancement, en 1996, le PERG a affiché de fortes ambitions : électrifier 80 % du territoire dans un délai de quinze ans. Cinq ans plus tard, et devant le succès du programme, ce délai a été ramené à une dizaine d'années et le taux d'électrification fixé à 98 %. Le budget global du programme avoisine les 25 Md de dirhams, non compris les investissements en capacités additionnelles de production et en infrastructure de transport.

Conçu et lancé dans l'urgence, le PERG se voulait être un programme pragmatique et orienté résultats. Et même si l'on retrouve dans son modèle de gouvernance les principes de participation, de concertation, de contractualisation et de solidarité territoriale, le véritable pouvoir de décision se trouvait entre les mains de l'ONE et des services du ministère de l'Intérieur, la Direction Générale des Collectivités Locales –DGCL– notamment.

Le cours du programme allait connaître deux dérives :

- **La course aux chiffres.** Dès le début des années 2000, les nouveaux objectifs de raccordement vont bien au-delà de ce qui était, à l'origine, planifié. De 1996 à 2001, la moyenne annuelle des raccordements était de 1 300 villages. Elle passe à 3 400 sur la période 2002-2006, avec un pic de 4 839 en 2005. Cette course aux chiffres, ne pouvait se réaliser qu'au détriment de la qualité des ouvrages. Les capacités du marché national de l'équipement et de construction des réseaux peinaient à suivre cette accélération brutale ; celles de l'ONE à assurer le bon suivi et contrôle des chantiers. Leur combinaison a produit, dans certaines régions, des réseaux, notamment ceux de la basse tension, de qualité bien en deçà des standards.
- **La solution réseau à tout va.** Alors qu'au départ le raccordement au réseau national était limité aux villages dont le coût d'investissement par foyer ne dépassait pas 27 000 DH, ce plafond atteint 80 000 DH à la fin du programme. L'écart est financé par les communes. Ce qui interpelle, sur la bonne allocation des ressources publiques mais également sur les choix technologiques de l'ONE, qui offraient une seule alternative : raccordement au réseau triphasé ou kits solaires individuels.

Le bilan du programme à fin 2008 était de 32 000 villages regroupant 1 900 000 foyers. En mai 2020, ce bilan s'élève à 41 000 villages de 2 137 000 foyers raccordés au réseau et 71 000 kits solaires de différentes puissances, dont 52 000 reconvertis en réseau. Une infrastructure de 50 000 km MT et 132 000 km BT.

Les différentes évaluations du programme concluent à sa contribution significative à la protection de l'environnement et à des externalités qui vont au-delà des effets directs observés dans la vie quotidienne des citoyens. Elles touchent, à des degrés divers, l'aménagement du territoire, la gouvernance locale et l'information sur les territoires. Par contre, le développement, à une large échelle, des usages productifs et des activités génératrices de revenus, n'était pas spontanément consécutif à l'électrification. Il devait être impulsé et soutenu.

Le PERG n'a pas été pensé comme un programme de développement, mais plus comme, un programme d'infrastructure destiné à un service public. Et c'est, peut-être là, un de ses facteurs clés de succès. Car une approche intégrée, qui doit être celle d'un programme de développement, aurait nécessité l'implication de plusieurs acteurs publics et se serait forcément heurté à la complexité d'élaboration et de mise en œuvre des stratégies de développement multipartite dans un environnement de gouvernance centralisée, qui est celui du Maroc.

## 2.2 Organisation et fonctionnement du secteur

La stratégie énergétique nationale adoptée en 2009 a posé les bases du cadre réglementaire actuel, particulièrement favorable aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.

La loi 13-09 autorise toute personne physique ou morale à produire de l'énergie à partir de sources renouvelables. Qu'il s'agisse d'une autoproduction ou d'une production destinée à être injectée sur le réseau haute ou moyenne tension, la loi prévoit qu'elle soit vendue à des acheteurs disposant d'un raccordement adéquat.

En plus de l'ouverture du marché électrique de sources renouvelables de la basse tension, la loi 58-15 modifiant et complétant la loi 13-09 relative aux énergies renouvelables, adoptée fin 2015, prévoit d'augmenter le seuil de puissance installée pour les projets de production d'énergie électrique de source hydraulique, de 12 MW à 30 MW. De plus, elle offre la possibilité de vente à l'ONEE de l'excédent d'énergie produit de sources renouvelables par les installations connectées au réseau national de haute tension (HT) et très haute tension (THT), dans la limite de 20% du productible.

La loi 13-09 sur les énergies renouvelables, innove en permettant à l'exploitant de produire de l'électricité verte pour le compte d'un consommateur ou d'un groupement de consommateurs raccordés au réseau de moyenne, haute et très haute tension. Autrement dit, la loi relative aux énergies renouvelables crée un marché pour l'électricité verte et rompt ainsi définitivement avec le monopole de l'ONEE. Elle est très rapidement mise en œuvre dans le développement de champs éoliens.

La loi 47-09 incite à l'intégration de mesures d'efficacité énergétique dans les secteurs du bâtiment (bâtiments résidentiels et tertiaires), des transports et de l'industrie. Cette loi introduit la performance énergétique du bâtiment et des équipements et appareils, l'audit énergétique obligatoire à partir d'un seuil de consommation dans l'industrie et le tertiaire, l'étude d'impact énergétique au préalable de tout projet ou programme d'aménagement urbain ou de construction à partir d'un seuil de consommation prévisionnelle et le contrôle technique de l'efficacité énergétique.

Avec la promulgation de la loi 15-04 en 2015, un autre régime réglementaire pour la production de l'électricité a été introduit pour donner la possibilité aux grands consommateurs, auto-producteurs nationaux d'électricité, d'accéder au réseau de transport d'électricité pour transporter leur énergie depuis le site de production jusqu'aux sites de consommation.

Ce texte introduit une curiosité juridique dans l'arsenal réglementaire du secteur qui fait que seuls les auto-producteurs avec une capacité cumulée supérieure à 300 MW peuvent accéder au réseau de transport pour ainsi transférer l'électricité produite

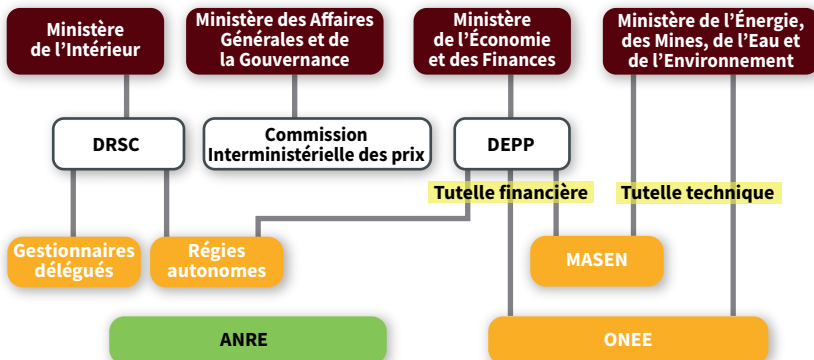
dans un site à d'autres sites industriels du client. Ce seuil de 300 MW n'a pas été fixé par hasard et correspond plus au moins à la capacité totale installée par l'Office Chérifien des Phosphates –OCP– pour valoriser la chaleur produite dans ses usines chimiques. Le niveau relativement élevé de ce seuil laisse comprendre que l'objectif de cet amendement n'était probablement pas d'introduire une transformation fondamentale dans le secteur et le rôle de l'ONEE, mais plutôt de répondre à une doléance précise exprimée par l'OCP.

Enfin, l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité –ANRE– est créée en juillet 2016, avec la publication de la loi 48-15.

L'ANRE a pour mandat de réglementer le compartiment ouvert du secteur de l'électricité en vertu de la loi 13-09. Le mandat de l'ANRE n'intègre pas la supervision de la politique tarifaire dans le segment réglementé du marché. Son rôle, sur ce volet, se limite à produire un avis si l'Administration en fait la demande. Les missions de l'ANRE comprennent la supervision de la séparation des comptes du gestionnaire de réseau de transport national, la validation des textes réglementations régissant le secteur (notamment le code du réseau), la régulation de l'accès et des tarifs d'utilisation du réseau de transport national et le contrôle et le suivi du fonctionnement efficace du marché ouvert.

La mise en œuvre de la législation est en cours, et devrait permettre à l'autorité de gérer d'éventuels conflits entre les opérateurs et les utilisateurs du réseau. Il est à noter que le mandat de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité a été élargi cette année : elle devient ainsi l'Autorité Nationale de Régulation de l'Énergie et couvrira en plus de l'électricité, le gaz naturel et les produits pétroliers.

Figure 1 : Organisation Institutionnelle du Secteur Electrique



## 2.3 La production

L'activité de production de l'électricité est encore étroitement réglementée avec la coexistence de deux régimes séparés :

- un marché de production réglementé et qui représente 93 % de la fourniture de l'électricité en 2019. Ce marché s'articule autour d'un acheteur unique, l'ONEE. Dans le cadre de ce modèle, les producteurs de l'électricité ne peuvent vendre directement l'énergie qu'à l'ONEE, et seul ce dernier est en droit de fournir de l'électricité aux distributeurs municipaux. Il est tenu d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique pour le pays en observant le principe du moindre coût. Ce marché est dominé par les producteurs privés indépendants ayant conclu des accords d'achat d'électricité à long terme (PPA) avec l'ONEE ou MASEN. Ces accords, obtenus suite à des appels d'offres ouverts, font office d'autorisations spécifiques pour le développement et l'exploitation de certains actifs de production ;
- un marché ouvert et supposé être compétitif pour les énergies renouvelables qui est désormais ouvert aux investisseurs privés en vertu de la loi 13-09. Les transactions d'électricité entre producteurs et consommateurs finaux sont autorisées pour les projets d'énergie renouvelable et l'accès de tiers au réseau de transport, géré par l'ONEE, est théoriquement garanti. Cependant, la capacité des producteurs privés de trouver des clients reste limitée. La part réelle de ce marché et les investissements et participations du secteur privé sont faibles par rapport au marché réglementé, où les contrats à long terme et les partenariats public-privé dominent.

En dépit d'un rôle nettement réduit depuis la fin des années 90, l'ONEE reste le principal acteur du marché de l'électricité au Maroc. Il est, de facto, l'acheteur unique en charge de l'achat d'électricité produite par des producteurs indépendants d'électricité — IPP —, de rachat des excédents de production des auto-producteurs et de la totalité de la production d'électricité renouvelable issue des projets développés par MASEN. En outre, en pratique, seul l'ONEE peut importer ou exporter l'électricité à partir ou vers les pays interconnectés avec le Maroc.

Comme cela a été souligné plus haut, la part de marché de la production détenue par l'ONEE a significativement diminué au cours des 25 dernières années. La capacité totale des actifs de production propriétés de l'ONEE n'est plus que de 5 125 MW, soit un peu moins de la moitié du parc de production domestique. Cette capacité sera encore réduite, avec la mise en œuvre du projet de transfert en vertu de la loi 38-16, des actifs de production d'énergie renouvelable de l'ONEE à MASEN. A l'issue de cette opération, l'ONEE ne contrôlera plus que le tiers des ouvrages de production raccordés au réseau.

### Un mix énergétique en mutation

En 2019, la capacité installée s'élève à 10 677 MW. Elle est dominée par les capacités de production d'origine fossile : 39 % charbon, 19 % fuel et 8 % gaz. La part du renouvelable (hydraulique, éolien et solaire) est de 35 %. Il est prévu que cette proportion atteigne 37,5 % en 2020 contre un objectif initial de 42 % et qui devra atteindre 52 % en 2030.

La structure du renouvelable est répartie entre l'hydraulique 17 %, l'éolien 11 % et le solaire 7 %. La technologie CSP du solaire représente, à cette date, la composante dominante des capacités solaires : 540 MW contre 170 MW PV.

L'énergie appelée, la même année, était de 38 853 GWh. Elle était couverte aux deux tiers par la production d'origine charbon. Le renouvelable dans ses trois composantes y contribue à près de 20 %. Par contre, les importations d'Espagne ont été extrêmement limitées comparées aux années précédentes (14,6 % en 2016 contre 1,3 % en 2019).

Une première analyse du mix énergétique marocain conduit aux conclusions suivantes :

- la configuration dominée par une production à base de charbon permet de garantir, au moins sur le court et moyen terme, une production à bas prix indispensable à une économie qui n'a pas la capacité de soutenir des prix élevés ;
- le choix coûteux et techniquement incertain du CSP grève l'avantage coût qui caractérisait le mix de production marocain ;
- la surcapacité, que traduit une marge de réserve qui dépasse 20 %, constitue une charge supplémentaire appelée à durer au vu du faible taux d'évolution de la consommation constaté ces deux dernières années (3,8 % en 2019/2018 et 0,6 % en 2018/2017).

Ce mix est appelé à évoluer fortement en faveur du renouvelable.

## 2.4 Le transport

Pour l'activité de transport de l'électricité, l'ONEE détient et gère l'intégralité du réseau de transport (lignes très haute tension de 400 kV et 225 kV) et le réseau dit de répartition (ligne haute tension de 60 kV). En tant qu'opérateur du système électrique national, l'Office est également en charge des services d'équilibrage, assuré par ses propres centrales et à travers son rôle d'importateur/exportateur d'électricité à partir ou vers les systèmes électriques de la région. Le réseau électrique du Maroc est interconnecté avec les pays voisins, mais les échanges commerciaux restent limités à l'Espagne.

Le réseau des pays du Maghreb est synchronisé avec le réseau européen via l'interconnexion 2 x 400 kilovolts (kV) entre l'Espagne et le Maroc. D'une capacité totale de 1 400 MW, la capacité d'échanges commerciaux est limitée à 900 MW. Les échanges avec l'Espagne sont importants et réguliers avec des importations du Maroc qui par périodes pouvaient dépasser 15 % de ses besoins annuels en électricité. Exceptionnellement en 2019, le bilan des échanges d'une valeur de 838 GWh était en faveur de l'ONEE.

L'interconnexion entre le Maroc et l'Algérie est constituée de deux lignes 225 kV et une ligne double 400 kV. Actuellement, les flux entre les deux pays sont principalement limités à l'entraide et à des échanges d'appoint, avec l'objectif d'atteindre un bilan d'échanges annuels proche de zéro pour chacun des pays.

En vertu de la loi 13-09, les producteurs privés peuvent construire des lignes de transport pour leur propre usage, notamment lorsque la capacité du réseau de transport national ou l'interconnexion est insuffisante pour évacuer leurs productions. Cependant, l'exploitation de ces ouvrages reste du ressort de l'ONEE.

Le texte de loi n'offre pas d'informations précises et définitives sur les conditions de développement des actifs de transport par les producteurs des énergies renouvelables et renvoie dans son article 28 à la convention de concession, à conclure avec le gestionnaire du réseau électrique national de transport, pour définir les modalités techniques et économiques de réalisation et d'exploitation de ces ouvrages.

La loi 48-16 créant l'Autorité nationale de Régulation de l'Electricité, adoptée en 2016 et entrée en vigueur en 2020 prévoit la création, au sein de l'ONEE, d'un Gestionnaire de Réseau Transport –GRT– séparé fonctionnellement et comptablement des autres activités de l'Office.

## 2.5 La distribution

La gestion du service public de distribution de l'électricité se caractérise par un cadre d'administration publique qui différencie la tutelle suivant le volet concerné :

- **technique et réglementaire** : le ministère de l'Intérieur s'occupe des régies en ce qui concerne le domaine de distribution de l'électricité assuré par des régies/gestionnaires délégués et le ministère de l'Energie, des Mines et de l'Environnement pour l'ONEE en ce qui concerne les domaines de production, transport et distribution
- **financier** : le ministère de l'Economie et des Finances à travers la Direction des Entreprises Publiques et de la Privatisation.

En termes de réglementation des tarifs, l'Etat assure la fixation des tarifs de vente de l'électricité sur la base de propositions d'ajustement ou de modification structurelle. Les propositions sont généralement faites par l'ONEE et soumises à discussion puis approbation d'un comité interministériel.

L'ONEE fournit l'électricité aux 11 sociétés de distribution. Ces sociétés peuvent être divisées en deux catégories : sept régies municipales autonomes, qui en plus de la gestion des activités de distribution et vente de l'électricité, assurent aussi le



même service pour l'eau potable et l'assainissement ; et quatre opérateurs privés qui assurent les mêmes services que les régies dans le cadre de concessions pour la gestion déléguée dans les villes de Casablanca, Rabat, Tanger et Tétouan. En dehors de ces 11 villes, soit la majeure partie du territoire urbain, l'activité de distribution et de revente de l'électricité est assurée par l'ONEE.

Le ministère de l'Intérieur a lancé le projet de « restructuration des services de distribution de l'eau et de l'électricité et de l'assainissement liquide ». Ses grandes lignes sont les suivantes :

- la réalisation d'une étude globale de restructuration du secteur devant aboutir à la création de Sociétés Régionales qui seront chargées de la gestion de la distribution de l'eau et de l'électricité et de l'assainissement liquide dans chaque région ;
- la mise en œuvre de cette structure, dans un délai de deux années, dans quatre régions : Casablanca-Settat, Marrakech-El Haouz, Souss-Massa et Guelmim-Oued Noun ;
- la généralisation à tout le territoire national, dans un délai de quatre ans.

Le rapport ne traite pas de l'impact de cette restructuration sur les contrats de gestion déléguée de Lydec, Redal et Amendis.

## 2.6 Quelques observations générales

### Une approche progressive mais hésitante

Le Maroc a suivi sa propre voie en matière de réformes du secteur de l'électricité. Il a introduit de manière sélective la participation du secteur privé pour l'expansion des capacités de production et pour assurer la distribution d'électricité dans certaines villes, tout en conservant un service public d'électricité national intégré verticalement agissant comme acheteur unique au centre de la chaîne de valeur. Jusqu'à récemment, le pays n'avait pas d'entité indépendante en charge de la régulation du secteur.

Bien que le Maroc ait choisi de ne pas implémenter le modèle institutionnel standard prescrit par une tendance des économistes et experts du secteur dans les années 90, le pays a introduit les ajustements qu'il estimait nécessaires pour assurer la fiabilité et la viabilité de son secteur électrique.

Les décideurs ont été sélectifs dans les aspects des réformes du marché du secteur de l'électricité qu'ils ont adoptés et ont explicitement écarté le modèle de libéralisation et déréglementation totale.

La trajectoire des réformes était cependant marquée par l'hésitation, les longs temps de pause, les changements imprévus. MASEN pensé en 2010 comme une structure

de développement de la production d'origine solaire devient en 2016, développeur et exploitant des trois filières du renouvelable. Le projet Gastopower dont la feuille de route a été lancée en 2014 se retrouve reporté sine die quelques années après. L'Autorité de régulation du secteur de l'électricité dont la loi a été promulguée en 2016 n'est entrée en vigueur que quatre ans plus tard. Autant de situations qui interpellent sur la capacité des Pouvoirs Publics à maîtriser la dynamique des changements qu'ils ont lancés.

### **Une politique orientée résultats visibles au détriment de l'équilibre économique du secteur**

En s'appuyant sur son rôle d'acheteur unique, le monopole public a plus ou moins dicté les règles de participation du privé et développé les arrangements contractuels qui ont servi par la suite comme modèle pour le développement des concessions (IPP) dans le sous-secteur de la production de l'électricité.

Cependant, les producteurs indépendants d'énergie bénéficient d'un partage très favorable des risques dont celui de l'obsolescence technologique, du fait des contrats long terme avec garantie d'achat par l'ONEE. Ils mènent des stratégies élaborées pour allonger la durée des concessions. C'est ainsi que la Lydec et Taqa ont ouvert leur capital aux institutionnels marocains et aux petits porteurs sur la Bourse de Casablanca. Taqa a signé une nouvelle concession pour deux unités de 350 MW sur le site de la concession initiale et achevé récemment des négociations pour prolonger la durée de sa concession initiale. Ce qui compte tenu de leur contribution dans la production énergétique marocaine rend difficile une évolution vers un modèle plus ouvert.

En termes de généralisation de l'accès à l'électricité, l'ONEE, accompagné et appuyé par le ministère de l'Intérieur, a mené à terme l'entreprise ambitieuse de l'électrification rurale. La définition du schéma de déploiement du programme, des participations financières des parties prenantes, de son financement et sa mise en œuvre ont été réalisés par l'ONEE une fois que ses missions ont été élargies. Toutefois, si le projet a bénéficié de l'apport des partenaires et des bénéficiaires dans le financement de l'investissement, l'ONEE était le seul à en supporter non seulement le préfinancement mais surtout les charges d'exploitation, particulièrement élevées en milieu rural.

Enfin, la mise en œuvre de la stratégie des énergies renouvelables et la promotion des ressources domestiques pour la production de l'électricité a été marquée par des réalisations imposantes mais des choix technologiques contestés parce que coûteux et incertains et un modèle économique fragile. Cette stratégie a été aussi l'occasion de tester une autre fois l'efficacité de cette orientation qui combine une approche

axée sur des résultats en termes de réalisations physiques avec l'introduction de certains ajustements dans le marché pour inciter à plus de transparence et de concurrence dans le secteur.

Bien que l'efficacité opérationnelle du secteur ait été globalement satisfaisante, les performances ont fluctué au fil du temps. Des vulnérabilités persistantes continuent à entraver la viabilité financière de l'opérateur historique et, par conséquent, la pérennité économique de l'ensemble du secteur.

### **Un secteur dominé par des acteurs très regardants sur leurs intérêts**

Si l'élaboration des politiques énergétiques est du ressort du gouvernement et principalement du département en charge du secteur, force est de constater que le développement des règles et des institutions en charge du secteur est intimement lié à l'histoire du monopole public l'ONEE et, plus récemment, MASEN. Ces entreprises qui concentrent l'essentiel de l'expertise et des moyens publics dans leur domaine d'activité, ont influencé le cours du secteur de l'électricité.

Cette situation contribue aux difficultés associées au déploiement de la loi 13-09 et le projet de libéralisation progressive du marché de la production de l'électricité d'origine renouvelable. A date, aucune licence de production solaire dans le cadre de la loi 13/09 n'a été octroyée. Le développement de ce marché est encore plus entravé par les monopoles de distribution territoriaux qui redoutent un possible impact sur leurs revenus. Il en résulte aussi que la production distribuée est très peu développée et ce, malgré l'attractivité économique de la filière photovoltaïque pour une large catégorie de consommateurs

Enfin, le succès de l'électrification rurale et l'extension du réseau par l'ONEE a rendu obsolète la notion de territoire autour des municipalités. Les inconvénients du découpage actuel s'affichent de plus en plus et se matérialisent par les disparités tarifaires et des procédures de raccordement au niveau des frontières entre distributeurs. De nombreuses anecdotes soulignent le gaspillage en investissements dû à ce découpage.

Les incitations des régies et des délégations de service public concédées vont à l'encontre de l'exigence d'économie et d'efficacité énergétique. Elles sont rémunérées sur les ventes réalisées par une marge fixe par unité, ce qui ne les incite évidemment pas à encourager l'efficacité ou le développement de génération photovoltaïque chez les usagers.

## Chapitre III : Défis et enjeux du secteur

### 3.1 Organisation institutionnelle : de la nécessité de clarifier la vision stratégique du secteur

La vision stratégique de l'Etat pour le secteur électrique peut être résumée comme suit : une libéralisation progressive du marché énergétique, accompagnant l'essor des énergies renouvelables et la généralisation du modèle de distribution multiservices dans le cadre de monopoles territoriaux. La réalité du secteur est toute autre et la mise en œuvre de cette vision se déroule lentement voire difficilement, en raison d'un manque de cohérence entre les trois axes de cette stratégie et des contraintes héritées de l'évolution historique du secteur.

Le secteur de l'électricité est confronté à des problèmes d'organisation en raison d'une pluralité d'acteurs qui rend la cohérence de la gouvernance difficile. La réglementation, l'organisation, la prise de décision, la mise en œuvre des politiques et l'administration du secteur de l'électricité sont peu coordonnées.

La structure institutionnelle du secteur électrique est ainsi extrêmement complexifiée en raison de la multiplication des parties prenantes : concrètement, même si l'ONEE reste le principal opérateur du secteur, les agences citées dans l'état des lieux (MASEN, AMEE, IRESEN et SIE) élargissent, dans certains cas, inutilement le champ institutionnel. La pluralité des acteurs, aux formes juridiques différentes, par ailleurs, crée un chevauchement des rôles et des responsabilités, des pertes de valeur impactant négativement le coût du service de fourniture, des divergences d'intérêts et une fragmentation du marché.

Au niveau du modèle organisationnel du secteur, force est de constater que les initiatives de réformes et de transformation n'ont que très peu clarifié les objectifs en termes de schéma cible et par rapport au rôle des politiques de régulation sectorielle et de concurrence en matière d'organisation du marché/service de fourniture de l'électricité. L'invocation du modèle énergétique, dit marocain, est souvent un euphémisme pour décrire le statu quo reflétant l'absence, du moins dans le domaine public, d'une vision sur le sujet.

Le schéma en vigueur est principalement celui de monopoles publics ou privés bénéficiant, pour ces derniers, d'une rente de situation. Ce modèle d'ouverture, avec l'ONEE au centre comme acheteur unique dans le cadre de contrats « *take or pay* », permet de protéger les fournisseurs privés d'une dévalorisation de leurs actifs lorsqu'ils ne sont plus compétitifs. Autrement dit, les investissements réalisés

continueront de peser sur les tarifs tant que cette dévalorisation ne sera pas constatée, c'est-à-dire au terme des contrats de concession. Au vu de l'évolution globale de l'économie du secteur depuis les années 90 et du climat des affaires au Maroc, il est permis de penser que ces monopoles privés bénéficient d'un partage très favorable des risques et d'une bienveillance des autorités publiques qui se traduit, entre autres, par le report répété de ce processus d'ajustement à la rupture technologique qui a été repoussée encore de près de 15 ans par les décisions d'investissement récentes.

Ce modèle soulève de vraies questions de positions acquises et d'économie de rente et appelle une modification doctrinale. L'enjeu est de savoir si ce modèle permet effectivement d'améliorer les performances économiques du secteur sur le long terme et d'anticiper les contraintes qu'il introduit par rapport à sa transformation et son adaptation à l'évolution technologique et réglementaire. Au-delà des ajustements ponctuels et des réformes sur la marge, il est aujourd'hui crucial de disposer d'une vision stratégique politique et économique pour le secteur. Plus précisément, doit-on adopter le « modèle standard », promu par les institutions de financement du développement, dont les éléments impliquent la privatisation et l'ouverture du secteur à la concurrence, la séparation des activités et l'adoption d'un système de régulation indépendant ? Ou bâtir le secteur autour d'un ou plusieurs monopoles publics nationaux ou territoriaux, qui pourraient servir comme outil direct de conduite de certaines politiques publiques ?

La stratégie du pays en matière de développement des énergies renouvelables offre un exemple des dysfonctionnements du modèle de gouvernance en place. Même si le Maroc s'est fixé des objectifs précis et ambitieux en termes de contribution des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique du pays, il n'existe toujours pas de stratégie globale, ni d'instruments de mise en œuvre pour atteindre ces objectifs. Le déploiement des énergies renouvelables dépend principalement des actions et investissements des deux institutions publiques que sont l'ONEE et MASEN avec un soutien indispensable de fonds bilatéraux et multilatéraux et un appui direct du gouvernement.

Le cas des filières éolienne et photovoltaïque illustre bien les incohérences du discours autour des énergies renouvelables et des choix qui ne sont pas forcément les mieux adaptés pour l'avenir du secteur électrique et pour les finances publiques. En effet, malgré les coûts compétitifs de ces technologies et l'engouement fort qu'elles ont suscité chez le secteur privé et les particuliers pour réaliser des installations dans le cadre de la loi 13-09, le secteur public, à travers l'ONEE et MASEN, continue avec la complicité active des IFIs, à monopoliser l'essentiel des investissements dans ces deux filières. Ce choix implique concrètement des engagements contractuels

coûteux pour l'Etat sur des périodes longues (des contrats avec garantie d'achats sur 20 à 30 ans), la mobilisation de garanties de l'Etat, au vu de la situation financière de l'ONEE et de MASEN et surtout la mobilisation par le gouvernement, à travers un endettement direct, de financements auprès de bailleurs de fonds multilatéraux et bilatéraux au profit de projets qui, à priori, n'ont besoin d'aucun soutien financier public.

### **3.2 La lutte globale contre le réchauffement climatique, des besoins d'adaptation et des contraintes en vue**

Le Maroc s'est résolument engagé à contribuer aux efforts nécessaires pour contenir et limiter le réchauffement climatique, conformément aux accords et consensus internationaux. L'engagement du pays s'est fait de manière volontaire à travers la mise en œuvre d'actions concrètes et l'annonce d'objectifs chiffrés de réduction des émissions GES, notamment dans le secteur de l'énergie.

Cet engagement ne pouvait se faire sans l'appui financier de pays partenaires et d'institutions financières internationales qui ont mobilisé la majeure partie des financements nécessaires, à des conditions favorables, notamment pour initier les programmes solaires et éoliens en cours de développement.

Les investissements entrepris dans les énergies renouvelables sont considérés comme une opportunité pour diversifier l'approvisionnement en énergie et positionner l'économie sur des secteurs d'activités d'avenir.

En parallèle, les émissions du secteur électrique ont fortement augmenté ces dernières années et ont contribué à inscrire en hausse l'intensité carbone du secteur<sup>3</sup>. Le pays a plus que doublé ses capacités de production électrique à partir du charbon sur la période 2010-2020 et a récemment entrepris de reconduire des contrats de fourniture d'électricité, à partir de centrales à charbon, se terminant en 2027.

En tant que pays peu émetteur, le Maroc n'est pas appelé à contribuer financièrement aux efforts de la communauté internationale pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, il n'est pas garanti que le principe de responsabilité différenciée entre les pays industrialisés et les pays en développement soit maintenu encore longtemps (principe du pollueur payeur). Un tel revirement aurait

3. La contribution des centrales à charbon dans la production de l'électricité a augmenté de 70 % sur la période 2014-2019, portant à 83 % la part des énergies fossiles dans le mix électrique du pays. Les émissions du secteur ont augmenté de 45 % sur la même période.

pour conséquence d'imposer des contraintes économiques importantes aux pays en développement qui seraient appelés à supporter une part plus importante du fardeau financier lié aux efforts d'atténuation des émissions globales et d'adaptation aux conséquences du réchauffement climatique. Ainsi, au nom de la lutte pour le climat, les échanges commerciaux, notamment les importations en provenance des pays en développement, pourraient être soumis à des barrières tarifaires ou même non tarifaires.

Plus proche de nous, dans son nouveau Pacte Vert<sup>4</sup>, la Commission Européenne propose de réviser la directive sur la taxation de l'énergie au sein de l'UE et la création d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières<sup>5</sup>.

Si les contours de ces mesures restent encore flous, leur impact sur les partenaires commerciaux de l'UE pourrait être significatif. Pour les économies fortement intégrées avec celle de l'Europe, notamment celle du Maroc, ces instruments imposeront des contraintes sur certains secteurs économiques et pourraient offrir des opportunités pour les secteurs à faible empreinte carbone.

Le changement qui devrait découler de ces développements se joue déjà aujourd'hui dans le secteur de l'électricité. A partir du mois de novembre 2018, les exportations de l'électricité du Maroc vers l'Espagne ont substantiellement augmenté pour inverser, tout au long des deux dernières années, la situation précédente où les flux entre les deux pays se faisaient essentiellement du nord vers le sud. En 2019, l'ONEE a exporté vers l'Espagne 1 053 GWh d'énergie, pour une valeur de 53 millions d'euros sur le marché espagnol de l'électricité.

Les compagnies de production d'électricité en Espagne ont publiquement dénoncé cette nouvelle tendance et ont demandé aux autorités nationales compétentes d'intervenir pour mettre fin à ce qu'elles estiment être un avantage compétitif dont bénéficieraient les importations d'électricité d'origine marocaine<sup>6</sup>. En effet, il est avancé que l'intensité carbone du mix électrique du Maroc, qui n'est pas soumis au système d'échange de quotas d'émission de l'UE (ETS), est trois fois et demie plus élevée qu'en Espagne. Les observateurs ont aussi relevé, qu'en parallèle, ces importations s'inscrivent en porte-à-faux avec le mouvement de fermeture des mines de charbon sur la péninsule ibérique, la fermeture récente de plusieurs centrales

4. [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/commission-priorities-2019-24/european-green-deal-what-role-can-taxation-play\\_fr](https://ec.europa.eu/taxation_customs/commission-priorities-2019-24/european-green-deal-what-role-can-taxation-play_fr)

5. [https://www.citepa.org/fr/2020\\_06\\_b01/](https://www.citepa.org/fr/2020_06_b01/)

6. <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10341062/02/20/La-compra-de-electricidad-generada-con-carbon-a-Marruecos-subio-un-656-en-2019-hasta-53-millones.html>

à charbon en Espagne et l'annonce par le gouvernement d'une sortie totale du charbon avant 2025<sup>7</sup>.

Le gouvernement espagnol a aussi soulevé cette situation auprès de Bruxelles au printemps dernier et le nouvel exécutif européen est prié de proposer des solutions – le même problème se pose avec d'autres voisins de l'UE, comme la Serbie – en phase avec la politique climatique européenne.

Partant de là, on pense qu'il est avisé de prendre en compte, dans la stratégie énergétique du pays, les tendances lourdes sur la question de lutte contre les changements climatiques et les objectifs de décarbonisation des grands blocs économiques. Il est essentiel d'anticiper les contraintes et mesures coercitives qui pourraient s'imposer au système énergétique du Maroc et planifier son développement de manière à atténuer l'impact négatif de ces mesures. Les décideurs se doivent de traiter les questions relatives au mix énergétique de demain, la place des énergies fossiles dans la production électrique, l'accès aux combustibles fossiles, le développement d'infrastructures lourdes et coûteuses (plan gazier, extension des centrales à charbon...), doivent être analysées à l'aune des contraintes qu'imposent (ou que pourraient imposer) tous les changements évoqués ci-dessus. Plus concrètement, quelles précautions sont à prendre avant d'engager le secteur dans des scénarios carbonés ?

### 3.3 La sécurité énergétique, un enjeu multidimensionnel

Le concept de sécurité énergétique est l'un des concepts les plus vaguement définis dans le domaine des études de sécurité. La sécurité énergétique, en tant que nouveau concept, a fait pour la première fois son apparition après la crise pétrolière dans les années 1970.

Depuis, la sécurité énergétique est au sommet des priorités politiques de nombreux pays et elle est devenue au cœur des politiques de développement économique et social dans le monde moderne. Des versions différentes de ce concept ont été présentées par les décideurs politiques, universitaires et praticiens. Les différentes interprétations ont conduit à ce flou entourant le concept de sécurité énergétique.

Au Maroc, on tend à réduire la sécurité énergétique à la question de la dépendance du pays aux importations énergétiques. L'indépendance énergétique est-elle un objectif réaliste pour un pays en voie de développement, pauvre en ressources

7. <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2020/07/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-14-July-2020.pdf>



énergétiques fossiles ? La promotion d'une stratégie qui viserait l'autosuffisance pourrait conduire à des solutions rapides et coûteuses et, par conséquent, entraîner des incohérences dans la politique énergétique. Mettre trop l'accent sur quelque chose qui pourrait constituer une aspiration, plutôt qu'un objectif qui serait réalisé dans un délai raisonnable, court le risque de détourner l'attention d'autres aspects plus complexes de la question de la sécurité énergétique.

Tout en reconnaissant l'importance de cette problématique, on pense qu'une discussion plus large de la sécurité énergétique devrait inclure une analyse complète des risques politiques, économiques et naturels qui y sont associés, ainsi que les risques liés aux infrastructures et services énergétiques.

Le débat sur la sécurité énergétique doit porter sur l'ensemble des dimensions de cette problématique. Il est généralement accepté qu'il existe trois perspectives principales pour évaluer la sécurité d'approvisionnement énergétique d'un pays ou d'une région :

- la **souveraineté**, se concentrant sur les menaces posées directement ou indirectement par les acteurs externes ;
- la **robustesse**, se rapportant à des menaces bien identifiées et quantifiables ;
- la **résilience**, axée sur les menaces imprévisibles et incontrôlables telles que les changements climatiques.

Chacune de ces perspectives et solutions associées sont fondées sur différents domaines de connaissances et demandent des outils d'analyse spécifiques.

Les menaces à la sécurité énergétique occupent une place importante dans un nouvel espace : le cyberspace. En effet, la digitalisation des systèmes électriques ouvre la voie à un nouveau type de menaces à la sécurité énergétique : les cyber-attaques et la cybercriminalité. Les outils et stratégies dont disposent les cyber-attaquants sont divers et variés. Ils peuvent introduire des logiciels malveillants –*malware*– pour compromettre le fonctionnement et la fiabilité des systèmes ou en prendre le contrôle. Ceci sera d'autant plus plausible que la prolifération des appareils sans fil et le déploiement des compteurs dits intelligents qui permettent des communications bidirectionnelles entre les usagers et les systèmes de distribution électrique, offriront une multitude de nouveaux points d'accès aux infrastructures électriques du pays.

A l'aune de ces développements, il serait utile d'évaluer les avantages d'un système électrique capable d'équilibrer adéquatement la production d'énergie centralisée et décentralisée, de façon à être efficace sur le plan économique et capable de faire face à toute indisponibilité d'un actif majeur du réseau.

Par ailleurs, une réflexion plus large doit être engagée sur la protection des infrastructures énergétiques stratégiques, telles que les unités de production électrique, les réseaux de transport et de distribution et les infrastructures d'approvisionnement en combustibles. Cette réflexion devrait porter notamment sur l'influence d'intérêts particuliers, au détriment de l'intérêt général, sur la stratégie énergétique nationale à travers le contrôle qu'ils peuvent exercer sur des infrastructures énergétiques stratégiques.

La propriété des infrastructures stratégiques par des intérêts étrangers, notamment les entreprises et les banques nationales ou les fonds souverains, doit faire l'objet d'une vigilance accrue. En tant qu'entités contrôlées par des intérêts étatiques, elles peuvent être amenées à mêler des objectifs commerciaux avec des objectifs politiques. La prise de participation dans les sociétés énergétiques par des intérêts gouvernementaux étrangers est associée à deux risques majeurs. Premièrement, prendre le contrôle des entreprises énergétiques ou des infrastructures critiques peut accroître la vulnérabilité du pays aux pressions politiques de ces intérêts. Deuxièmement, l'accès à des informations sensibles peut représenter un risque pour la sécurité et les intérêts économiques du pays.

En outre, il est nécessaire de souligner que la propriété privée d'infrastructures critiques peut présenter un autre type de risques pour la sécurité énergétique du pays. Les investisseurs privés n'acceptent, en général, d'engager des dépenses pour sécuriser leurs actifs énergétiques que dans la mesure où ils sont rentables, c'est-à-dire dans la mesure où une indisponibilité entraînerait des coûts plus importants que de l'éviter. Le secteur privé détermine les investissements pour protéger les infrastructures critiques sur la base de ses intérêts commerciaux. La logique sous-jacente est souvent celle de la minoration des fonds disponibles pour les interventions d'entretiens et de maintenance. De plus, comme la majorité des entreprises opèrent à l'international, elles peuvent être amenées à implémenter des stratégies qui répondent à des contraintes globales mais avec peu de rapport avec le contexte strictement local.

Les cadres réglementaires liés à l'énergie représentent une autre source d'incertitude, étant donné que les règles environnementales changent et que les réglementations du marché dépendent d'actions gouvernementales. Les pressions écologiques réglementaires continueront à avoir un impact déterminant sur les coûts de développement et de l'exploitation de certaines filières de l'activité de production de l'électricité. Les lois sur la transition énergétique et la neutralité carbone visées par les pays européens impliquent nécessairement une évolution des marchés de l'électricité en Europe et, par conséquent, des ramifications sur le secteur électrique au Maroc.

### **3.4 Les énergies renouvelables, une opportunité mais aussi des contraintes et menaces en l'absence d'une stratégie anticipatrice et intégrée**

La bataille entre l'industrie des énergies renouvelables et les entreprises traditionnelles du secteur de l'électricité offre les allures de « déjà-vu » et de chocs qui ont jalonné l'histoire du développement industriel et du progrès technique. Ceci dit, le débat soulève plusieurs questions légitimes : comment faire évoluer la réglementation pour tirer profit des avantages des énergies renouvelables tout en garantissant la fiabilité des systèmes électriques et l'accessibilité de l'approvisionnement en énergie ? Devant la diffusion annoncée de l'autoproduction et l'équipement des ménages avec des systèmes solaires PV, quel sera le devenir des compagnies de distribution et de production conventionnelles ? Pendant combien de temps encore le système électrique interconnecté, tel qu'il a été pensé et conçu tout au long du 20<sup>ème</sup> siècle, survivra face aux utilisateurs qui installent leurs propres systèmes de production et de stockage d'énergie solaire, fragilisant ainsi la relation avec leurs fournisseurs ? D'où proviendront, en fin de compte, les fonds nécessaires pour la maintenance des réseaux ? Qu'est-ce que cela signifie pour l'accès à l'électricité pour les populations vulnérables et à revenus modestes ?

Il n'existe pas de réponses simples à ces questions. Il y a essentiellement deux faces à ce débat.

D'une part, il est généralement admis aujourd'hui, qu'en plus des attributs environnementaux, les énergies renouvelables permettent de réduire les coûts de fourniture de l'électricité de plusieurs manières différentes. Directement, à travers la compétitivité des coûts des technologies de production d'origine renouvelable et, indirectement, à travers le report des investissements de renforcement des réseaux pour les installations de production distribuées.

D'un autre côté, les infrastructures interconnectées existantes et la mission d'approvisionner, en continu et au moindre coût, les consommateurs ne disparaîtront pas du jour au lendemain. Les opérateurs doivent générer suffisamment de revenus pour couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation du réseau et supporter leurs missions sociales telles que la généralisation de l'accès à l'électricité et la garantie de tarifs bas aux clients économiquement vulnérables.

En outre, l'intermittence associée à certaines technologies des énergies renouvelables peut rendre plus compliquée la mission des opérateurs en charge de l'équilibre de l'offre et de la demande. En l'absence de solutions innovantes, les surcoûts, associés aux investissements nécessaires pour assurer une fourniture continue

et fiable, pourraient rendre une intégration importante des énergies renouvelables économiquement contreproductive.

Bon nombre de réglementations en vigueur ont été conçues pour fournir un environnement stable aux fournisseurs du service public d'approvisionnement en électricité afin d'assurer une fourniture fiable de l'électricité tout en garantissant des revenus prévisibles et sûrs pour la gestion et le renforcement des infrastructures électriques. Les opérateurs, se sentant menacés par les transformations en vue, qui transforment les clients en « prosommateurs » concurrents, s'accrochent souvent à ces réglementations pour riposter.

Au Maroc, il apparaît que les décideurs ont choisi, pour le meilleur ou pour le pire, un discours qui promeut le développement des énergies renouvelables tout en évitant d'ouvrir le débat sur la nécessité d'adapter les infrastructures réglementaires du secteur pour assurer une transition à un moindre coût pour la collectivité. Tôt ou tard, ce débat s'invitera et une discussion sérieuse sur les conséquences d'une intégration large des énergies renouvelables et le devenir du secteur des services publics de distribution de l'électricité, de l'eau et de l'assainissement sera alors inévitable.

### 3.5 Interactions eau-énergie

Le modèle actuel de gestion des ressources en eau et des services associés atteint certaines limites au regard des enjeux du futur. Le déséquilibre entre offre et demande se traduit par une baisse rapide de certains aquifères, des conflits entre secteurs et des restrictions significatives des allocations d'eau de surface pour l'irrigation, notamment lors des années sèches. Le Maroc a, jusqu'à présent, géré cette tension sur les ressources en eau grâce, notamment, au développement de l'offre, mais avec des coûts de mobilisation susceptibles d'augmenter considérablement dans les années à venir compromettant les équilibres financiers actuels.

Le recours au dessalement prend progressivement de l'importance avec un objectif en volume dans le Plan National de l'Eau –PNE– 2015 de 510 millions m<sup>3</sup> supérieur à celui affiché pour les eaux usées traitées. Actuellement, le Maroc ne dispose que d'une capacité de dessalement de l'eau de mer d'environ 43 Mm<sup>3</sup>/an. D'autres projets de dessalement de l'eau de mer sont en cours de réalisation ou en cours d'étude.

Le dessalement de l'eau de mer génère des coûts récurrents bien supérieurs à ceux observés actuellement. Pour l'osmose inverse, la consommation électrique par m<sup>3</sup> (entre 3,6 et 4 kWh par m<sup>3</sup>) en constitue la principale charge. Le coût de revient du m<sup>3</sup> d'eau dessalée varie entre 8 et 12 dirhams. Les coûts d'exploitation varient entre 5 et 6 dirhams. Ainsi, le coût complet du dessalement et son coût d'exploitation et entretien sont supérieurs aux tarifs de vente de l'eau potable par l'ONEE, au stade de

la production. Cette réalité financière a l'effet de rendre le dessalement une ressource de dernier recours, après avoir épuisé les solutions d'approvisionnement à partir des ressources conventionnelles. Sans une révision des mécanismes de subvention et de tarification, les incitations financières continueront à privilégier l'eau mobilisée à partir des barrages, au lieu de l'eau non-conventionnelle, ce qui compromettrait le mix hydrique du Maroc.

Les relations et les interdépendances entre l'énergie, l'eau et l'alimentation prennent une importance cruciale pour les pays soumis au stress hydrique. Alors que dans sa première phase de développement, la mobilisation de l'eau par les barrages se traduisait mécaniquement par un accroissement de la génération de l'électricité, la situation actuelle du Maroc fait que la mobilisation de ressources hydriques additionnelles passe par un recours accru au dessalement ou au transfert sur longue distance des ressources superficielles. La problématique s'est donc inversée, le développement du secteur de l'eau se faisait de pair avec celui de l'énergie. Aujourd'hui, son développement requiert des ressources additionnelles d'énergie.

Il y a donc un couplage fort et croissant au niveau de la consommation d'énergie pour l'approvisionnement en eau d'irrigation et d'eau potable. Il est essentiellement lié au développement du dessalement de l'eau de mer et le recours à des projets à fortes consommations énergétiques.

La prévision des besoins additionnels en énergie du secteur de l'eau à horizon 2030 varie entre 20 % et 30 % de la demande actuelle en électricité, en prenant en compte ou pas, les effets du changement climatique sur les ressources hydriques<sup>8</sup>.

En conséquence, les besoins en financement pour les secteurs de l'eau et de l'énergie sont considérables. Si les coûts de production énergétique se sont inscrits dans une tendance baissière au cours des cinq dernières années, le coût marginal des investissements nécessaires pour accroître l'offre en eau va augmenter significativement dans le futur.

Le financement des infrastructures de mobilisation incombe à l'État et le financement des réseaux de distribution est assuré, en partie ou en totalité, par les usagers à travers des tarifs réglementés. Les tarifs sont établis théoriquement pour assurer le recouvrement du financement des infrastructures de distribution, partiellement dans le cas de l'irrigation et de l'assainissement, ou totalement pour l'eau potable. Cette régulation bute, néanmoins, sur les problèmes d'incitations à l'amélioration technique des performances dans le cas des monopoles et des offices publics alors même que c'est l'un des enjeux majeurs du secteur (performance des opérateurs, rendements, efficacité énergétique) ou des utilisateurs (réduction des consommations...).

8. « Nexus Eau-Energie » Etude réalisée pour la Banque Mondiale

### 3.6 L'équilibre financier de l'opérateur historique, enjeu majeur de la transition

L'équilibre économique du secteur passe nécessairement par celui de l'ONEE qui représente la part dominante de son chiffre d'affaire. Aucune transformation du secteur et, quel que soit son horizon, ne peut faire l'économie de cet impératif. L'économie du pays ne peut supporter les aléas auxquels peut conduire une situation financière fragile de l'opérateur central du système électrique.

La fonction première de l'ONEE est la gestion du système électrique national. En tant que tel, il est exposé à des risques récurrents et à fort impact :

- les **fluctuations des matières premières**, notamment le charbon et le gaz. Les tarifs étant réglementés, ce risque de prix est totalement supporté par l'ONEE quel que soit le mode de production : en IPP ou en production propre ;
- les **variations sur la demande**. L'accroissement de la demande était de 7 % sur la période 2000-2010. Elle ralentit sur la période 2010-2017 jusqu'à atteindre 0,6 % en 2018. L'impact financier est direct sur le coût de l'investissement engagé ou à engager pour répondre à la demande, dans une industrie où les cycles de projets dépassent généralement cinq ans ;
- le **risque d'intermittence** qui croît avec l'intégration massive du renouvelable. La capacité à mobiliser pour assurer la continuité de fourniture de l'énergie est supportée par l'ONEE.

Ces risques ne sont pas répercutés sur les clients qui accèdent à un service continu de capacité et d'énergie avec une tarification réglementée à caractère fixe.

En tant qu'établissement public porteur d'un service public, l'Office opère dans des domaines qui ne répondent pas toujours aux conditions de rentabilité. A titre d'exemple, l'activité électrification rurale, qui a mobilisé des investissements importants (25 MMDH) durant les deux dernières décennies et engagé des dépenses d'exploitation nettement supérieures à celles des zones urbaines, enregistre, annuellement, une marge courante déficitaire pouvant aller jusqu'à 30 % du prix de vente.

Autre problème qui pèse sur les finances de l'Office : l'asymétrie entre les conditions d'achat de l'énergie produite par les concessionnaires (73 % en 2019) et celles de ses clients. Les premières renvoient à des dispositions rigides en termes de garanties et de délais de règlement mais, surtout, en termes d'obligation de paiement de l'énergie potentiellement disponible même dans le cas où cette énergie n'était pas appelée. Les secondes, surtout celles des clients BT et MT et, dans une moindre

mesure, les clients HT/THT, dépendent du comportement de consommation et de la régularité de paiement.

L'ONEE est le premier distributeur du pays. Il détient un portefeuille de 6,4 millions de clients, soit une part de marché de plus de 50 %. Il est également seul acteur marocain sur le marché ibérique, ce qui l'oblige à répondre aux exigences contraignantes de tarif, de garantie et de paiement imposées pour les opérateurs non européens.

Cette configuration, dont la finalité est l'optimisation du coût de l'énergie, conduit à des tensions sur ses finances. Pendant 16 ans, de 2000 à 2015, les comptes de l'ONEE/BE (ex ONE) ont enregistré des déficits permanents atteignant un pic de -5,1 MMDH en 2008 et -4,6 MMDH en 2012. Ce déficit n'inclut pas la dette sociale, qui est celle de la caisse interne de retraite et qui, en 2019, s'élève à 31 MMDH.

Les créances sur les clients n'ont cessé d'augmenter depuis 2011 pour atteindre 4,6 MMDH à fin 2019. Depuis l'avènement de la pandémie Covid 19, le volume de ces créances a plus que doublé avec un taux de défaut prédominant plus chez les institutionnels que chez les particuliers.

Historiquement, l'ONEE fut toujours confronté au problème de l'ajustement des tarifs. La décision politique de les augmenter est sans cesse repoussée, aggravant continuellement ses déficits. À la veille de l'adoption de son nouveau contrat programme, en août 2014, sa situation nette était négative (4,3 MMDH), son endettement s'élevait à 51 MMDH et son déficit de trésorerie de 7,5 MMDH. Autrement dit, il était au bord de la faillite.

Cette situation interpelle sur la pertinence du recours aux transactions bilatérales entre les producteurs d'énergies renouvelables et leurs clients, à travers la loi 13/09 alors que l'opérateur du réseau est financièrement déficitaire. Le manque d'anticipation sur les actions d'accompagnement pouvant redresser la situation financière de l'Office n'était pas de nature à favoriser cette première ouverture du marché.

### 3.7 Capital humain

La construction du système électrique marocain s'est largement appuyée sur les compétences techniques développées par les opérateurs nationaux, notamment l'ONE. Sur les trois métiers, celui-ci et dès le lendemain de la nationalisation, a réussi, dans une large mesure, à capitaliser sur les acquis de compétences d'Énergie Électrique du Maroc –EEM– et à les « marocaniser ». En 1973, un rapport de la banque mondiale reconnaît le succès de l'ONE dans ses efforts de formation technique pour

remplacer les expatriés français ; en même temps qu'il note, l'insuffisance de ces efforts dans les métiers de gestion financière et commerciale.

Ce témoignage rend compte de la volonté des décideurs de l'époque de disposer d'une expertise technique nationale dans les métiers de l'électricité. Capitaliser sur cette expertise et la valoriser, aussi bien sur le marché national qu'international, notamment africain, représente aujourd'hui le premier défi.

Le second est en rapport avec la transformation en cours dans le secteur énergétique, dans l'objectif d'en maximiser les retombées locales. Cette transformation requiert de nouvelles compétences dans les domaines des EnR, des nouvelles technologies et de la gestion des réseaux. La mise en place des Instituts de Formation aux Métiers des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique –IFMERE–, va dans le bon sens mais reste insuffisante.

De fait, la question renvoie à un problème d'une dimension nationale : l'inadéquation des compétences proposées avec les besoins des investisseurs, fréquemment relevée dans les rapports sur le climat des affaires au Maroc<sup>9</sup>.

L'origine de ces insuffisances se trouve au-delà du niveau d'éducation ou du nombre d'années d'apprentissage. La qualité de l'éducation et les choix d'orientation dans les études supérieures se trouvent au centre de ce problème. Dans les domaines de l'enseignement des mathématiques et des sciences, des disciplines dont les champs d'application sont très liés aux industries à forte intensité technologique, le Maroc enregistre des performances très modestes et largement en dessous des moyennes observées, dans les tests réalisés par l'Association Internationale pour l'Évaluation du Niveau de l'Enseignement (TIMSS)<sup>10</sup>, ou le classement de l'enquête PISA de l'OCDE, qui évaluent la qualité, l'équité et l'efficacité des systèmes scolaires.<sup>11</sup>

Le modèle choisi pour le développement du secteur, celui de la production privée de grands projets centralisés dans le cadre de contrats de concessions et la sous-traitance de la réalisation de la majeure partie des étapes de mise en œuvre des projets d'infrastructures, ne favorise pas le développement des compétences

9. « 2020 Investment Climate Statements : Morocco », Département d'Etat US, consulté le 3 December 2020 <https://www.state.gov/reports/2020-investment-climate-statements/morocco/>

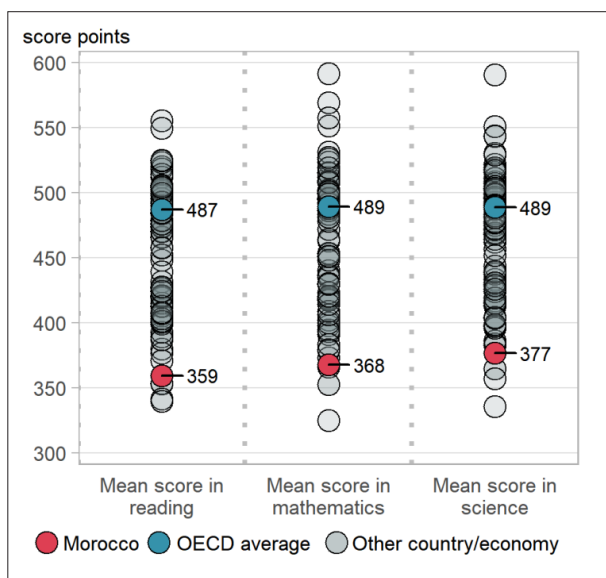
10. « TIMSS - Trends in International Mathematics and Science Study - 2015 International Results in Science », <http://timss2015.org/timss-2015/mathematics/student-achievement/>  
<http://timss2015.org/timss-2015/science/student-achievement/>

11. [https://www.oecd.org/pisa/publications/PISA2018\\_CN\\_MAR.pdf](https://www.oecd.org/pisa/publications/PISA2018_CN_MAR.pdf) consulté le 2 Décembre 2020



techniques et l'expertise nécessaire pour réaliser le potentiel du secteur comme un levier de création d'emplois et de développement économique. Ce modèle semble consacrer les métiers d'administration par opposition au travail sur le terrain et dans le domaine des technologies.

Figure 2 : Performances des étudiants marocains en lecture, mathématiques et sciences (2018)



## Chapitre IV : Pistes de réformes

### Vers une organisation et des règles qui favorisent l'agilité du secteur

Malgré les différentes initiatives prises par le gouvernement, le secteur de l'électricité est installé dans une situation de crise permanente. Sa situation financière, déjà précaire, est lourdement impactée par la crise sanitaire que traverse le pays. Par ailleurs, le secteur est aussi témoin de mutations technologiques et économiques d'une nature sans précédent.

Aujourd'hui, la capacité de production est plus qu'adéquate, le système électrique du pays est unifié et couvre l'ensemble du territoire et l'accès à l'électricité est généralisé. Cependant, les questions relatives à l'accessibilité économique de la fourniture en électricité, la stagnation de la demande et la faible consommation par habitant permettent d'affirmer que le secteur électrique peine à jouer pleinement son rôle de moteur de développement socio-économique pour le pays.

Au lieu de mesures ad hoc, il est temps que soit élaborée une stratégie cohérente et de s'appuyer sur une planification à long terme, réfléchie et efficace pour inscrire le secteur dans une trajectoire durable, économiquement viable et compétitive.

Une réflexion sur l'organisation institutionnelle du secteur et éventuellement la redéfinition des rôles des différents acteurs publics qui y interviennent est essentielle. Le modèle cible du secteur doit être identifié de façon claire. La réflexion souhaitée se doit d'apporter des réponses aux interrogations posées par la situation actuelle : Quel rôle pour l'ONEE sur le moyen et le long terme ? Quels objectifs assigner à MASEN dans un environnement où le développement des projets renouvelables est principalement entrepris par le secteur privé ? Quels bénéfices escompter du regroupement des activités opérationnelles des secteurs de l'électricité et de l'eau dans un même établissement ? Quel modèle pour la distribution de l'électricité à l'aune de l'extension du marché ouvert (loi 13-09) aux consommateurs approvisionnés par les distributeurs ? Quel avenir pour la distribution multiservices alors que le modèle de mutualisation et de subventions croisées entre activités se voit menacé par la production décentralisée d'origine photovoltaïque ? Quels objectifs assigner à la politique tarifaire de l'électricité ?

Le nouvel édifice du secteur doit refléter un changement de paradigme qui est en train de s'opérer dans le secteur énergétique un peu partout dans le monde, où la dé-carbonisation est un impératif majeur sur le moyen terme et où la production

propre ou d'origine renouvelable, notamment la production solaire décentralisée, est appelée à augmenter.

Le besoin pour une planification intégrée et prospective des infrastructures de transport suppose la nécessité d'une révision des interactions entre les acteurs opérationnels du secteur de l'électricité. En effet, le déploiement de systèmes de production dans les réseaux de distribution rend essentielle la collaboration entre le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires des réseaux de distribution pour évaluer et optimiser les coûts des investissements associés au renforcement et l'extension du réseau. Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution devront donc coordonner et échanger davantage d'informations pour exploiter efficacement leurs réseaux.

L'actuelle multiplication des acteurs et compartiments dans l'activité de production ne favorise pas certains des objectifs de la stratégie énergétique du pays, notamment la maîtrise des coûts et la promotion des énergies renouvelables. Les contreperformances du modèle en vigueur vont du surcoût des activités de développement de MASEN et ses choix d'investissements, aux tarifs élevés de certains contrats de fourniture PPA.

## **Vers un cadre unifié de la production**

L'une des pistes de réforme à envisager, consiste à lever la séparation entre le marché ouvert de la production de l'électricité, celui régi par la loi 13-09, et le marché réglementé, qui s'articule autour de l'acheteur unique, l'ONEE. La loi 13-09, qui se présentait comme une première ouverture du marché destinée à promouvoir les EnR trouvait, en fait, sa justification dans le besoin de donner un cadre réglementaire à une demande confinée à une catégorie limitée de grands consommateurs. Elle se trouve aujourd'hui, de moins en moins justifiée devant la croissance de la production renouvelable « privée » et l'extension progressive de ce régime de production à l'ensemble des catégories de consommateurs.

La mise en commun des activités de production dans un cadre unifié se traduira par une planification plus simplifiée et optimisée des besoins en termes de conduite du système électrique. Un cadre unique simplifié est aussi de nature à encourager les producteurs privés à assumer davantage de risques, tirer profit des opportunités techniques ou naturelles disponibles et réduire les coûts de fourniture pour le bénéfice des usagers. Le risque de l'obsolescence technique sera porté par les investisseurs et non par l'État. L'exploitation du gisement en énergies renouvelables du Maroc sera tirée par la différence entre le coût de la génération des nouveaux projets, intégrant les

surcoûts transparents en matière de besoins de flexibilité et les coûts de production en vigueur de la génération. Il pourra être exploité par des capitaux privés sans garantie publique. Un tel cadre unifié pourra se décliner selon deux schémas.

Soit un marché ouvert avec plusieurs acheteurs où l'offre est directement confrontée avec la demande. Dans ce modèle les distributeurs et clients importants peuvent directement contracter leurs besoins auprès des producteurs, dans le cadre d'un marché organisé. Ni les logiques de fonctionnement de l'économie marocaine, ni celles du secteur électrique ne permettent, aujourd'hui, d'envisager une telle configuration.

Le deuxième schéma est celui de l'acheteur unique : l'ONEE achète, dispatch la totalité de la production et des importations, exporte et vend au moins, aux clients raccordés au réseau de transport. Dans ce modèle, la production pourrait être assurée par des centrales de l'ONEE, et par les producteurs privés (sans garantie d'achat sur le long terme). On peut, toutefois, imaginer des mécanismes pour favoriser certaines filières particulières ou pour financer des services qui permettent d'assurer la fiabilité du système. Le cadre serait ouvert, c'est-à-dire que les coûts nécessaires pour déterminer le placement que fait et que va continuer à faire l'ONEE seront déterminés par la concurrence et non par les dispositions des contrats PPA. La répartition des risques sera plus favorable à l'État que la solution de garantie des prix assurée par les contrats de concession.

Les importations d'énergie électrique dans le cadre de l'interconnexion avec les pays voisins pourraient servir de mécanismes de transmission des prix pour gérer la concurrence.

Enfin, cette transition ne peut se faire sans un débat sérieux sur la place et l'avenir des contrats de concessions attribués pour la production de l'électricité ou la distribution dans les principales villes du pays. Une solution de transition adaptée est nécessaire pour s'assurer que les obligations qui découlent de ces accords sont chaque fois pesées par rapport aux bénéfices attribués à d'autres options alternatives.

## **L'introduction de mécanismes d'ajustements tarifaires**

La tendance mondiale des prix de l'énergie qui est à la baisse, doit profiter au Maroc et à son économie. Un ajustement des tarifs de l'électricité, à même de contribuer au développement industriel, ne peut se faire sans une révision de l'organisation du secteur et de la politique de tarification. Les objectifs de celles-ci doivent être clairement énoncés et doivent favoriser l'efficacité et la transparence. Concrètement, les pouvoirs publics se doivent d'évaluer l'impact réel des structures tarifaires actuels et des subventions croisées, sur la collectivité et la compétitivité de l'économie du

pays et concevoir une politique tarifaire qui répond aux contraintes de coûts des producteurs, aux préoccupations économiques et sociales des consommateurs et aux exigences des marchés sous la pression concurrentielle.

Si plusieurs études académiques indiquent qu'il est préférable de répondre aux préoccupations d'équité sociale par une redistribution des revenus (aides et imposition des revenus) plutôt que par une manipulation tarifaire, on peut considérer qu'il est plus simple, dans le contexte marocain, d'intégrer des mécanismes de support des populations défavorisées dans les structures tarifaires de l'électricité<sup>12</sup>. L'inconvénient est, toutefois, que cela ne favorise pas l'activité économique et la compétitivité des entreprises marocaines et par ailleurs, n'est pas durable si les consommateurs « taxés » ont une élasticité-prix élevée ou s'orientent vers d'autres options d'approvisionnement.

Une proposition pour aligner les coûts énergétiques du secteur productif sur les coûts de la compétition serait d'étudier l'opportunité de mettre en place un mécanisme d'indexation sur les coûts réels de la production et ainsi faire profiter les industriels de la baisse des prix du charbon et du gaz naturel. Un tel mécanisme nécessiterait le renforcement des prérogatives de l'autorité de régulation et l'établissement de règles qui garantissent la transparence et la vérité des prix.

Les structures tarifaires, pour l'ensemble des consommateurs, devront également évoluer. Actuellement, pour une frange importante des consommateurs, les tarifs se composent essentiellement d'un élément variable facturé par unité d'électricité consommée (kWh). Cette structure est inadéquate pour refléter la structure des coûts d'un système électrique avec des coûts fixes élevés correspondant aux dépenses, de plus en plus importantes, dans l'extension et la gestion des réseaux de transport et de distribution. Ce décalage pourrait s'avérer problématique pour notre modèle économique pour la distribution de l'électricité. En effet, le recours à la production distribuée et au stockage signifiera que certains consommateurs se fourniront de moins en moins en énergie à partir du réseau et par conséquent, paieront moins, mais bénéficieront tout de même de leur raccordement au réseau électrique. Une solution possible serait de prévoir une composante fixe dans le tarif payé pour l'ensemble des consommateurs.

Cette réflexion sur la tarification de l'électricité se doit aussi de prendre en compte les modèles commerciaux émergents qui supportent le déploiement des solutions « distribuées » de flexibilité et de gestion de l'équilibre offre-demande et la promotion de l'efficacité énergétique.

12. Laarbi Jaaidi, « Le ciblage des pauvres et des vulnérables au Maroc : Quelles leçons pour l'après-COVID 19 », Policy Center for the New South, [https://www.policycenter.ma/sites/default/files/PP\\_20-20\\_Jaaidi.pdf](https://www.policycenter.ma/sites/default/files/PP_20-20_Jaaidi.pdf)

## **Les énergies renouvelables : du besoin d'adopter une attitude favorable et volontariste**

La dynamique initiée en 2009 pour le développement des énergies renouvelables gagnerait à être renforcée pour profiter pleinement des opportunités économiques qu'offre la réduction spectaculaire des prix des technologies photovoltaïques, éoliennes et stockage par batteries. On pourrait commencer par revoir la philosophie de la loi sur les énergies renouvelables et inciter les opérateurs notamment de distribution, au moins dans une première phase, à adopter une approche beaucoup plus volontariste et favorables à l'intégration des énergies renouvelables. L'expérience internationale a montré que cette approche permet de pousser les opérateurs à moderniser leurs règles de gestion et d'améliorer les capacités d'anticipation, sans pour autant compromettre la fiabilité ni les coûts du service. Les opérateurs nationaux disposent très souvent de gisements importants en termes d'amélioration des rendements et d'économies qui peuvent facilement couvrir les surcoûts éventuels d'une intégration plus appuyée des énergies renouvelables, à travers un accès prioritaire aux réseaux et un régime suffisamment incitatif mais contrôlé.

Cela semble d'autant plus crucial que les tendances globales laissent penser qu'en l'absence d'un effort d'anticipation et d'adaptation, les opérateurs historiques risquent de subir de plein fouet les avancées et économies importantes dans le domaine de production solaire décentralisée couplée avec le stockage par batteries. Autrement dit, dans un tel scénario, les clients captifs déserteraient le réseau ou ne l'utiliseraient plus qu'en appoint, privant ainsi les opérateurs d'une partie importante de leurs revenus.

A l'aune de la décentralisation et la régionalisation avancée, le nouveau cadre se doit aussi d'encourager et faciliter le développement de projets d'énergies renouvelables de petites et moyennes tailles. Il est souhaitable, pour un déploiement plus large, de privilégier les initiatives et projets décentralisés sur l'ensemble du territoire et œuvrer pour que les collectivités et les populations locales puissent prendre une part active et devenir les moteurs de cette transition.

## **Accélérer la digitalisation des réseaux électriques**

Parallèlement à l'évolution de la production de l'électricité vers un mix moins carboné, les réseaux et la mission de conduite du système électrique - qui ont été conçus autour de grandes unités de production centralisées - devront également évoluer. En particulier, l'adoption des technologies de l'information dans les systèmes énergétiques, y compris le déploiement des technologies dites de « réseaux intelligents » - qui facilitent la gestion de flux bidirectionnels d'électricité et d'échanges des données - seront cruciales pour la gestion des réseaux.

Les systèmes électriques auront besoin d'une plus grande flexibilité pour intégrer des parts croissantes de la production intermittente d'origine renouvelable.

Les technologies des réseaux intelligents permettent d'exploiter pleinement le potentiel d'un réseau interconnecté pour fournir ces services de flexibilité à un niveau plus proche des consommateurs. La mise en commun des capacités de stockage par batteries chez les consommateurs ou dans les véhicules électriques, la production distribuée de l'électricité, les programmes de gestion de la demande et de réponse dans les bâtiments, notamment le stockage thermique, sont autant d'opportunités pour une gestion dynamique des réseaux, qui seront rendues possibles grâce à « l'intelligence programmée » dans les réseaux.

Les principaux facteurs de développement des réseaux dits intelligents varient d'un pays à l'autre. Dans plusieurs pays développés, les réseaux dits intelligents sont généralement déployés pour apporter des pouvoirs aux consommateurs et introduire de nouveaux services (production/distribution, options tarifaires, audit et efficacité énergétiques...) et dans le but d'améliorer la fiabilité et l'efficacité du réseau et de l'ensemble de l'infrastructure électrique.

Au Maroc, une adoption volontariste des nouvelles technologies dans le secteur électrique est vivement recommandée. Elle générera plusieurs avantages :

- maîtrise et réduction des pertes,
- réduction de l'impact des coupures,
- intégration plus importante et fiable des énergies renouvelables,
- préparation du système électrique pour les prochains défis et mutations du secteur, avec notamment l'introduction de la voiture électrique, le stockage par batteries...

Le déploiement de cette infrastructure devrait tirer profit des réalisations du pays en matière d'infrastructures de communication à très haut débit et d'autres technologies d'échange et d'accès faciles aux données pour ainsi maximiser les avantages et l'impact positif des réseaux intelligents.

## **Vers une utilisation efficace et durable de l'énergie**

La faiblesse générale de la consommation d'énergie et l'association de croissance de la demande énergétique avec la croissance et la prospérité économiques, expliquent que dans un pays comme le Maroc, l'attitude envers la promotion d'une utilisation rationnelle de l'énergie et des « économies d'énergie » a été généralement celle de l'indécision, voire l'indifférence.

Contrairement à l'opérateur historique qui affiche le souci de la gestion de la demande, des acteurs clés du secteur considèrent que le soutien des actions d'efficacité énergétique pourrait nuire à leurs intérêts économiques.

L'efficacité énergétique peut jouer un rôle important dans les politiques visant à réduire les coûts énergétiques pour les foyers à faible revenus et, par conséquent, faciliter l'évolution vers une tarification reflétant davantage les coûts des services énergétiques.

Une vision globale de l'efficacité énergétique devrait s'articuler autour des principes suivants :

- **Mettre en place des objectifs précis** en termes d'efficacité énergétique, pour chaque secteur. Plus précisément, des cibles obligatoires, accompagnées de mécanismes de reddition des comptes et des conséquences liées à la performance réelle.
- **Rendre l'efficacité énergétique indépendante** de l'ampleur des surplus énergétiques et des pertes de revenus subies par les distributeurs d'énergie. Le Maroc pourrait s'inspirer de l'expérience de certains pays qui ont découplé l'efficacité énergétique de ces aléas.
- **Intégrer les considérations énergétiques et éco-climatiques** dans la planification de l'aménagement du territoire. Les éléments fondamentaux d'une action municipale devront être d'encourager la mobilité collective, de lutter contre l'étalement urbain générateur de déperditions importantes de ressources énergétiques ou hydriques.
- **Aligner autant que possible les efforts et la stratégie sur les législations** les plus avancées pour favoriser l'utilisation d'équipements moins énergivores et éliminer les produits non efficaces du marché marocain.

## **L'eau : des besoins croissants en énergie et de la nécessité de justifier un regroupement compliqué à mettre en œuvre**

Le regroupement entre l'ONE et l'ONEP pour créer l'ONEE a été décidée afin de mutualiser les ressources consacrées à la distribution et développer des stratégies complémentaires entre le secteur de l'eau potable et celui de l'énergie, dans la logique du couplage eau-énergie. Depuis, aucune synergie réelle n'a été créée entre ces deux établissements. Ce rapprochement devrait bénéficier des avancées législative et réglementaire organisant la régionalisation avancée. Les incertitudes sur la mise en œuvre de la réforme du secteur électrique au Maroc et celles relatives au rôle de l'ONEE dans le projet de sociétés régionales de distribution de l'eau et de l'électricité devront être clarifiées préalablement à une mise en œuvre plus ambitieuse de ce regroupement.

Le rôle annoncé du dessalement dans la résorption du déficit en ressources en eau aura des répercussions importantes sur les secteurs de l'électricité et de l'eau. Le recours au dessalement et au transfert sur longue distance impose de peser les enjeux énergétiques dans l'allocation globale des ressources sur un même bassin versant et par conséquent, conduit vers un modèle de réallocation « continue »



des dotations pour optimiser le coût de la ressource. D'autre part, le financement des infrastructures de dessalement étant supporté totalement ou en partie par les distributeurs, les structures tarifaires de l'eau doivent être ajustées pour refléter les problèmes de rareté de la ressource. Aussi, l'Etat doit augmenter les tarifs et trouver une solution pour sortir des subventions croisées, à l'intérieur de la tarification de l'eau potable et avec la tarification de l'électricité. Ainsi, on peut, par exemple, envisager un partage de l'effort entre les distributeurs et les usagers, les premiers supportant les coûts d'amélioration des rendements et les derniers, les coûts de production de l'eau.

Pour minimiser les impacts économiques associés au programme d'investissement nécessaires et à la ponction sur le revenu des ménages, il est suggéré d'intégrer davantage la production d'eau dessalée et la génération électrique issue du renouvelable et favoriser l'intégration des technologies de cogénération dans les projets de traitement des eaux usées.

Le couplage de l'énergie éolienne avec le dessalement d'eau de mer offre une autre opportunité pour gérer la problématique de l'intermittence et, par la même occasion, contribuer à atténuer l'impact d'une intégration massive des énergies renouvelables sur la stabilité et fiabilité du système électrique.

## **Pour une politique plus ouverte en matière de partage et d'accès aux données**

Le partage et le libre accès aux données présente plusieurs avantages :

- il permet d'alimenter la recherche et le débat sur les politiques publiques en favorisant la production d'idées et propositions crédibles en dehors des circuits traditionnels ;
- il favorise la transparence et la responsabilité des acteurs et, par conséquent, permet de renforcer la crédibilité et la légitimité de l'action politique ;
- il augmente la productivité des acteurs du secteur en favorisant le travail collaboratif et la réutilisation des données,

Par ailleurs, en raison de considérations légales<sup>13</sup>, les informations, données et études financées par des fonds publics doivent être rendues publiques. Leur diffusion, sans restriction, devrait constituer la règle et non l'exception.

13. Article 27 de la Constitution et loi 31-13.

Aussi, nous recommandons que les informations et données de l'ensemble des acteurs publics soient en accès libre. En particulier, nous préconisons, qu'à l'instar de ce qui se fait dans plusieurs pays<sup>14</sup>, que les données d'exploitation du système électrique soient partagées, ainsi que les données et performances opérationnelles des opérateurs. Toutes les études et données produites dans le cadre de projets d'études ou de recherche financés par des fonds publics doivent être mises à la disposition du public.

---

14. Les données d'exploitation des systèmes électriques de plusieurs pays européens sont accessibles en temps réel à partir de sites web dédiés.

## Annexe 1 : Chronologie

- 1912 • Signature de l'Acte du Protectorat.
- 1914 • Création de la SMD – Société Marocaine de Distribution d'Eau, de Gaz et d'Electricité – chargée d'alimenter les grandes villes en énergie électrique.
- 1923 • Création de EEM : Energie Electrique du Maroc concessionnaire pour la réalisation de centrales hydroélectriques et des lignes de transport.
- 1956 • Abrogation de l'Acte du Protectorat.
- 1959 • Création de la SAMIR –Société Anonyme Marocaine de l'Industrie du Raffinage– en association avec le Groupe italien ENI (50 %) en joint-venture avec la compagnie AGIP.
- 1962 • Création de la RAD de Casablanca par Dahir.
- 1963 • Convention de rachat de l'Energie Electrique du Maroc. Dahir 63-184 du 05 août 1963  
 • Création de l'Office National de l'Electricité –ONE–. Dahir 63-226 du 14 Rabia 1383 du 05 août 1963  
 Établissement public à caractère industriel et commercial doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière. Il a le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Il héritera, de la Société Chérifienne de l'Energie –SCE–, filiale de l'EEM chargée de l'exploitation des réseaux MT et BT de certaines villes moyennes.
- 1964 • Décret n° 2-64-394 du 29.09.1964 relatif aux régies communales dotées de la personnalité civile et de l'autonomie financière.
- 1973 • Premier choc pétrolier  
 • Nationalisation de la SAMIR par le rachat des parts italiennes.
- 1975 • Publication du décret 2-74-530 relatif à l'électrification rurale.
- 1976 • Prise en charge par l'ONE de la distribution de l'électricité à Laâyoune, Es-Semara et Boujdour.
- 1978 • Lancement de la 1<sup>ère</sup> phase du Programme National de l'Electrification Rurale PNER 1.
- 1979 • Deuxième choc pétrolier.
- 1982 • Création du Centre de Développement des Energies Renouvelables –CDER–.
- 1988 • Lancement du chantier du gazoduc Maghreb-Europe.
- 1991 • Période des délestages.

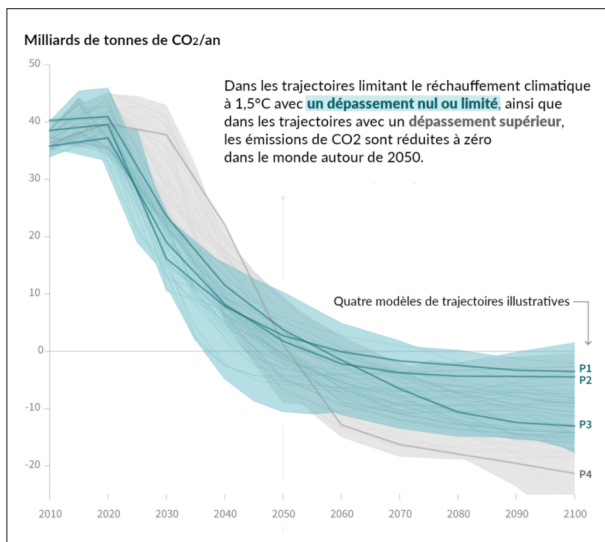
- 1992 • Mise en service de l'interconnexion du réseau électrique national avec le réseau électrique algérien.
- 1994 • Fin du monopole production ONE.
- 1996 • Entrée en exploitation du gazoduc Maghreb-Europe  
• Lancement du PERG : programme d'électrification rurale globale.
- 1997 • Privatisation de la SAMIR par le transfert de 67,27 % du capital au Groupe Coral  
• La Lyonnaise des Eaux prend le contrôle de la régie publique de distribution de l'eau et de l'électricité à Casablanca. L'ancienne RAD devient Lydec  
• Cession de la nouvelle Centrale de JorfLasfar (2 tranches) par contrat BTO (Build-Transfer-Operate) avec JorfLasfar Energy Company qui s'est engagé à réaliser les tranches 3 et 4.
- 1998 • Des investisseurs espagnols et portugais prennent le contrôle de la régie publique de distribution de l'eau et de l'électricité à Rabat. La régie publique locale fut remplacée par la REDAL  
• Mise en service de l'interconnexion Maroc Espagne.
- 1999 • Fusion absorption de la Société Chérifienne des Pétroles –SCP– par la SAMIR.
- 2000 • Fermeture des mines des Charbonnages Nord Africains de Jerada  
• Création de CED et réalisation du premier parc éolien.
- 2002 • Veolia Environnement, via sa filiale Veolia Water prend le contrôle de Redal  
• Création de Energie Electrique de Tahaddart –EET–, première filiale ONE créée en partenariat Endessa et Siemens.
- 2005 • Création de l'ONHYM –Office National des Hydrocarbures et des Mines– par la fusion du BRPM et de l'ONAREP.
- 2008 • Crise financière internationale  
• Loi 16-08 autorisant personne publique ou privée à produire pour son usage exclusif une puissance inférieure ou égale à 50 MW  
• Signature, entre l'ONE et l'Etat du Sénégal, du contrat de concession d'électrification rurale sur 25 ans dans la Région de St-Louis.
- 2009 • Première Assises Nationales de l'Energie  
• Plan Solaire Marocain, le 2 novembre 2009 à Ouarzazate  
• Signature du 2<sup>ème</sup> contrat de concession d'Electrification rurale entre l'ONE et l'Etat du Sénégal pour la Région de Louga.
- 2010 • Loi 13-09 sur la production privée des énergies renouvelables  
• Adoption de la Stratégie énergétique nationale, Horizon 2030  
• Lancement du Programme Marocain Intégré de l'Energie Eolienne

- Loi 16-09, l'Agence Nationale de Développement EnR et de l'Efficacité Energétique –ADEREE– remplace le Centre de Développement des Energies Renouvelables –CDER–
  - Création de Moroccan Agency For Solar Energy –MASEN–.
- 2011**
- Création de l'Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles –IRESEN–
  - Décret 2-10-578 d'application de la Loi 13-09 (Energies renouvelables)
  - Décret 2-10-320 d'application de la Loi 16-09 (ADEREE)
  - Arrêté 2657-11 définissant le zoning pour installations production par éolien
  - Loi 40-09 créant l'Office National de l'Electricité et l'Eau potable –ONEE– par le regroupement de l'ONE et l'ONEP.
- 2014**
- Contrat Programme entre l'Etat et l'ONEE (2014-2017)
  - Suppression des subventions des produits pétroliers
  - Loi 99-12 « Charte Nationale de l'Environnement et du Développement Durable »
  - Adoption de la feuille de route « Gastopower ».
- 2015**
- COP 21 à Paris
  - Loi 54-14 modifiant le seuil de production privée et les conditions d'autorisation d'accès au réseau national
  - Libéralisation des prix des carburants.
- 2016**
- COP 22 à Marrakech
  - Décret 2-15-772 définissant la procédure de raccordement d'ouvrage de production EnR au réseau électrique national MT
  - Mise en liquidation de la SAMIR
  - Loi 48-16 créant l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité –ANRE–
  - Loi 38-16 sur le transfert de l'ONEE à MASEN des moyens de production, existants ou en cours de construction ou de préparation, utilisant les ressources énergétiques renouvelables
  - Loi 37-16 sur Moroccan Agency For Solar Energy qui devient Moroccan Agency For Sustainable Energy –MASEN–
  - Loi 39-16 modifiant l'appellation et la mission (EnR) de l'ADEREE qui devient Agence Marocaine pour l'Efficacité Energétique –AMEE–.
- 2018**
- Projet Gazoduc Atlantique. Signature d'un accord de coopération, après étude de faisabilité sur 5 660 km.
- 2019**
- Projet de Loi 40-19 pour modifier Loi 13-09 sur les énergies renouvelables.
- 2020**
- Projet de Code Gazier
  - Avis du CESE (auto-saisine) sur la « Transition énergétique »
  - Lancement de l'étude sur la réforme du secteur de la distribution
  - Entrée en vigueur de la loi 48-16 portant création de l'ANRE.

## Annexe 2 : Réchauffement climatique

Selon les estimations, les activités humaines ont déjà provoqué un réchauffement planétaire d'environ 1 °C au-dessus des niveaux préindustriels. Dans son rapport spécial publié en 2019, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), estime qu'au rythme actuel des émissions, le réchauffement planétaire atteindra 1,5 °C entre 2030 et 2052. Les travaux du GIEC et nombre d'autres publications faisant autorité, documentent les enjeux liés à ce phénomène si aucune action sérieuse n'est entreprise pour le ralentir : élévation du niveau des mers, érosion des terres arables, fréquence plus élevée de manifestations climatiques dévastatrices (ouragans, épisodes de sécheresse extrêmes, etc.) et les risques liés au climat pour la santé, la sécurité alimentaire, l'approvisionnement en eau, la sécurité des personnes et la croissance économique devraient augmenter.

Les défis sont immenses. Toujours selon le GIEC, si l'on veut limiter le réchauffement planétaire à 1,5 °C sans dépassement ou avec un dépassement minimale, les émissions anthropiques mondiales nettes de CO<sub>2</sub> doivent diminuer drastiquement avant 2030. Dans les trajectoires d'émissions anthropiques compatibles avec un tel objectif, celles-ci doivent baisser d'au moins 40 % avant 2030 avant de devenir égales à zéro vers 2050.



Dans l'ensemble des scénarios d'atténuation, le rôle central du secteur énergétique est souligné. Ce secteur est appelé à opérer une transformation profonde principalement autour des deux axes suivants :

- **Réduction forte du recours aux énergies fossiles d'ici 2050.** Ceci se traduira concrètement par l'abandon de l'utilisation du charbon à partir de 2030 (-78 % par rapport à 2010) et une diminution progressive de l'utilisation du pétrole et du gaz naturel (-87 % en 2050 pour le pétrole et -74 % pour le gaz naturel) ;
- **Une hausse significative de la contribution des énergies renouvelables** dans la production électrique (plus de 70 % en 2050), et un recours plus important à l'énergie nucléaire pour parvenir à une dé-carbonisation complète du secteur énergétique.

Cette transformation du secteur énergétique vers des systèmes fortement dé-carbonés et adaptés au changement climatique requiert des investissements et des financements inégalés. Il est permis aussi de penser que la mise en œuvre d'une telle transition ne fera pas l'économie de mesures « coercitives », type taxe carbone, à même de réorienter les activités économiques dans un sens plus durable.

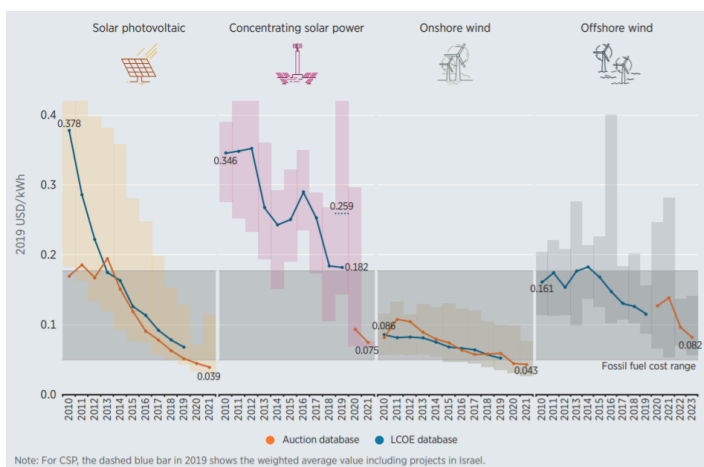
Les efforts en termes d'atténuation des émissions GES pour déployer des trajectoires compatibles avec les objectifs des accords climatiques sont sans précédent. Ils incluent l'amorce de transitions rapides et transformationnelles dans les domaines de l'énergie, des infrastructures, de l'urbanisme, des systèmes de transport, logistiques et industriels.

Au niveau global, la Chine a récemment surpris les observateurs en annonçant son engagement à atteindre un pic de ses rejets de CO<sub>2</sub> avant 2030 et la neutralité carbone d'ici à 2060. Ce faisant, elle rejoint l'Union Européenne et plusieurs autres pays en adoptant des objectifs climatiques pour le milieu du siècle conformément à l'Accord de Paris. C'est un changement radical dans la position de la Chine qui jusqu'à date menait les pays en développement dans le cadre d'une stratégie les dispensant de toute obligation contraignante en matière de réduction des émissions de GES.

Cette décision pourrait induire une divergence accrue dans les positions de la Chine et des pays en développement, notamment l'Inde, lors des négociations sur le climat. La Chine pourrait désormais avoir moins de raisons de s'aligner sur ces derniers. Cela devrait naturellement augmenter la pression sur l'ensemble des pays en développement pour qu'ils emboîtent le pas et acceptent un engagement climatique contraignant à long terme. Cette pression pourrait par ailleurs s'accroître si, à l'issue des prochaines élections présidentielles, les États-Unis décidaient de revenir à l'Accord de Paris.

## Annexe 3 : Évolution des coûts des énergies renouvelables

Le graphique suivant présente l'évolution des coûts de la production électrique par les énergies renouvelables, en comparaison à la génération basée sur le charbon (en grisé en coût moyen), sur les 10 dernières années. Ces coûts résultent du dépouillement systématique de l'attribution des contrats de PPP pour la génération.



Selon les experts, les facteurs déterminants de cette réduction des coûts devraient se poursuivre dans les années à venir, avec des réductions de coûts encore plus importantes grâce à la poursuite des :

- **Améliorations technologiques** tout au long de la chaîne de valeur des technologies d'énergie solaire et éolienne. Les innovations annoncées permettront l'avènement de convertisseurs de plus en plus efficaces (Modules PV et Turbines éoliennes) et la réduction des coûts d'installation et de maintenance des équipements.
- **Économies d'échelle** au niveau de la fabrication des équipements et dans certains cas au niveau des projets.
- **Avancées dans les métiers** de développement, de déploiement d'exploitation des infrastructures et technologie renouvelables matures. Une plus grande expérience dans la structuration des projets et la maîtrise des risques associés aux différentes étapes de développement et d'exploitation des infrastructures permettent de réduire les besoins en fonds de contingence et des coûts financiers.



- Cette évolution tirée par les progrès technologiques explique l'accélération de certaines tendances dans le secteur de l'électricité durant ces dix dernières années. En premier lieu, elle explique la baisse des prix de l'électricité, du charbon et partiellement du pétrole. Elle explique également la dévalorisation des actifs de production électrique utilisant le charbon, le gaz naturel ou le nucléaire. Mécaniquement, la baisse des prix de l'électricité induite par le développement de la contribution des énergies renouvelables réduit la rentabilité de la production à base des énergies fossiles et donc la valeur des sociétés qui les possèdent.

Pour la planification des investissements de génération, la baisse accélérée des coûts des énergies renouvelables s'est traduite par un accroissement des risques technologiques. Face à la baisse « prévisible » des prix, la décision rationnelle consiste à reporter les investissements de génération pour pouvoir en bénéficier lorsque c'est possible. De plus, cette baisse des prix n'est pas uniforme. En 2010, la technologie CSP est moins coûteuse que le photovoltaïque. Quelques années plus tard, c'est l'inverse qui est vrai. De même, avant la baisse significative des coûts des installations solaires photovoltaïques, la compétitivité du charbon n'était menacée que par l'énergie éolienne.





ENERGIES

[www.energies.ma](http://www.energies.ma)