

**DEVELOPPEMENT DES ENERGIES SOLAIRE  
ET EOLIENNE AU MAROC**

**ENSEIGNEMENTS ET PERSPECTIVES**

**JUILLET 2020**

**Coordinatrice du rapport**

Mme Itimad SOUFI

**Rédacteurs**

M. Chakib BOUALLOU

M. Tarik SENHAJI

M. Philipp STOELTING

Mme Itimad SOUFI

*Propriété de l'IRES, ce rapport, par les opinions qui y sont exprimées,  
engage la responsabilité de ses auteurs et en aucun cas celle de l'IRES.*

# Table des matières

<b>Introduction.....</b>	<b>7</b>
<b>1. Contexte international et contexte africain.....</b>	<b>8</b>
1.1. Contexte international : état des lieux et perspectives .....	8
1.1.1. Essor des énergies renouvelables dans le mix électrique d'un nombre croissant de pays .....	8
1.1.2. Le rôle clé des politiques publiques de soutien aux énergies solaire et éolienne .....	10
1.1.3. Les marchés des énergies solaire et éolienne .....	11
1.1.4. Les investissements dans les pays en développement et émergents s'accélèrent .....	16
1.1.5. Le défi de l'intégration du secteur .....	17
1.1.6. Une performance moindre des secteurs du chauffage, de la climatisation, du transport, du bâtiment et de l'industrie.....	18
1.1.7. Accès à l'électricité hors réseau .....	19
1.1.8. Les perspectives à l'horizon 2050.....	20
1.2. Energies renouvelables en Afrique .....	23
1.2.1. Contexte, enjeux et défis.....	23
1.2.2. L'ambition africaine du Maroc.....	30
<b>2. Benchmarking international.....</b>	<b>35</b>
2.1. Considérations importantes du benchmarking .....	35
2.1.1. Analyse comparative entre pays (benchmarking).....	35
2.1.2. Les points clés issus du benchmarking.....	38
2.2. Chili.....	46
2.2.1. Profil du pays .....	46
2.2.2. Étude de cas : Comment le Chili a réussi sa politique énergétique et est devenu un marché attractif pour les investissements dans les énergies renouvelables.....	50

2.3. Allemagne .....	57
2.3.1. Profil du pays .....	57
2.3.2. Etude de cas : Comment l'Allemagne a géré avec transparence les coûts et les tarifs de l'électricité renouvelable.....	59
2.4. Royaume-Uni .....	65
2.4.1. Profil du pays .....	65
2.4.2. Étude de cas: Comment le Royaume-Uni a assuré une grande partie de la chaîne de valeur éolienne offshore pour son économie sans compromettre la compétitivité des coûts .....	69
2.5. Afrique du Sud .....	76
2.5.1. Profil du pays .....	76
2.5.2. Étude de cas : Comment l'Afrique du Sud a permis au secteur privé d'investir et de développer la production d'électricité renouvelable.....	78
2.6. Espagne .....	84
2.6.1. Profil du pays .....	84
2.6.2. Étude de cas: L'expérience de l'Espagne dans le développement du solaire thermique à concentration (CSP) .....	86
<b>3. Choix opérés par le Maroc pour développer son programme solaire et éolien.....</b>	<b>94</b>
3.1. Le contexte national .....	94
3.1.1. La stratégie énergétique de 2009 : Une approche volontariste et pragmatique.....	94
3.1.2. Le remodelage du paysage institutionnel .....	95
3.1.3. Le cadre juridique : une réforme progressive toujours en cours .....	99
3.1.4. Le régime de production de l'électricité .....	103
3.1.5. L'état d'avancement du programme solaire et éolien.....	108
3.1.6. Les applications des énergies solaire et éolienne, au-delà du secteur électrique.....	114

3.2. Les choix technologiques.....	119
3.2.1. La technologie solaire.....	119
3.2.2. La technologie éolienne.....	128
3.3. L'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique.....	128
3.3.1. L'évolution de l'offre et de la demande en électricité.....	128
3.3.2. L'organisation du transport et de la distribution de l'électricité.....	131
3.3.3. Les enjeux de l'intégration des énergies renouvelables.....	132
3.3.4. Intégration des énergies renouvelables au Maroc.....	133
3.3.5. Les réseaux intelligents ou « Smart grids ».....	135
3.4. L'intégration industrielle.....	136
3.4.1. La démarche d'intégration industrielle de MASEN.....	136
3.4.2. L'évaluation des capacités du Maroc pour les filières solaires et éolienne.....	138
3.4.3. La création d'emplois.....	145
3.4.4. Le développement local.....	147
3.5. Les systèmes de stockage de l'énergie électrique.....	150
3.5.1. Technologies de stockage de l'énergie électrique.....	150
3.5.2. Niveau de maturité et comparaison des technologies de stockage de l'électricité.....	151
3.5.3. Système de stockage au Maroc.....	157
3.6. Programmes de recherche et développement.....	159
3.6.1. Programmes de recherche et développement menés au Maroc.....	159
3.6.2. R&D et stockage des énergies renouvelables.....	168

<b>4. Constats, enseignements et propositions</b> .....	<b>184</b>
4.1. Constats et enseignements.....	184
4.1.1. Les choix technologiques.....	184
4.1.2. L'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique.....	188
4.1.3. Les applications des énergies solaire et éolienne, au-delà du secteur électrique.....	189
4.1.4. La libéralisation du secteur.....	191
4.1.5. L'intégration industrielle.....	194
4.1.6. Le financement des investissements et l'équilibre financier des opérateurs publics.....	199
4.1.7. La recherche développement et l'innovation.....	207
4.1.8. La dimension africaine.....	208
4.2. Propositions.....	209
<b>Conclusion Générale</b> .....	<b>216</b>
<b>Bibliographie</b> .....	<b>221</b>

## Introduction

Alors qu'elle était au début l'apanage de quelques pays précurseurs, la transition énergétique vers des systèmes plus décarbonés est devenue une préoccupation mondiale, aussi bien pour les pays du Nord que pour les pays du Sud. Le développement des énergies renouvelables est devenu un enjeu central dans la lutte contre le changement climatique et s'est placé au cœur de la stratégie énergétique de plus en plus de pays.

Piliers de ce développement, les technologies solaire et éolienne connaissent une forte croissance, dopée par les progrès technologiques, des politiques publiques de soutien favorables et stables et une baisse importante et continue des prix. Les plus grands progrès sont réalisés dans les systèmes de production électrique, dont près du tiers de la capacité mondiale est décarbonée.

En Afrique, le Maroc a été un des premiers pays à adopter une stratégie énergétique, avec des objectifs ambitieux pour la part des énergies renouvelables dans le mix électrique national. Cette stratégie traduit un choix politique et répond à plusieurs impératifs, dont ceux de la sécurité énergétique, la réduction de la facture énergétique et la lutte contre le changement climatique.

La présente étude porte sur le programme des énergies solaire et éolienne au Maroc et sur les perspectives de leur développement. Elle a pour objectif d'identifier les enseignements clés issus de l'expérience marocaine et de l'expérience internationale, en vue de proposer des éléments d'appréciation susceptibles d'être utiles aux politiques publiques dans ce domaine. L'étude focalise sur le développement de l'électricité renouvelable, à travers les centrales solaires et les parcs éoliens. Elle aborde également les applications des énergies solaire et éolienne, au-delà du secteur électrique et leurs perspectives.

Après un aperçu sur le contexte international et le contexte africain, la section sur le benchmarking international s'intéresse à l'expérience de cinq pays pour identifier des enseignements utiles pour le Maroc. La partie 3 présente le contexte national et les approches technologiques et économiques opérés. La partie 4 présente les principaux constats et enseignements relatifs à huit thématiques clés identifiées et formule des propositions.

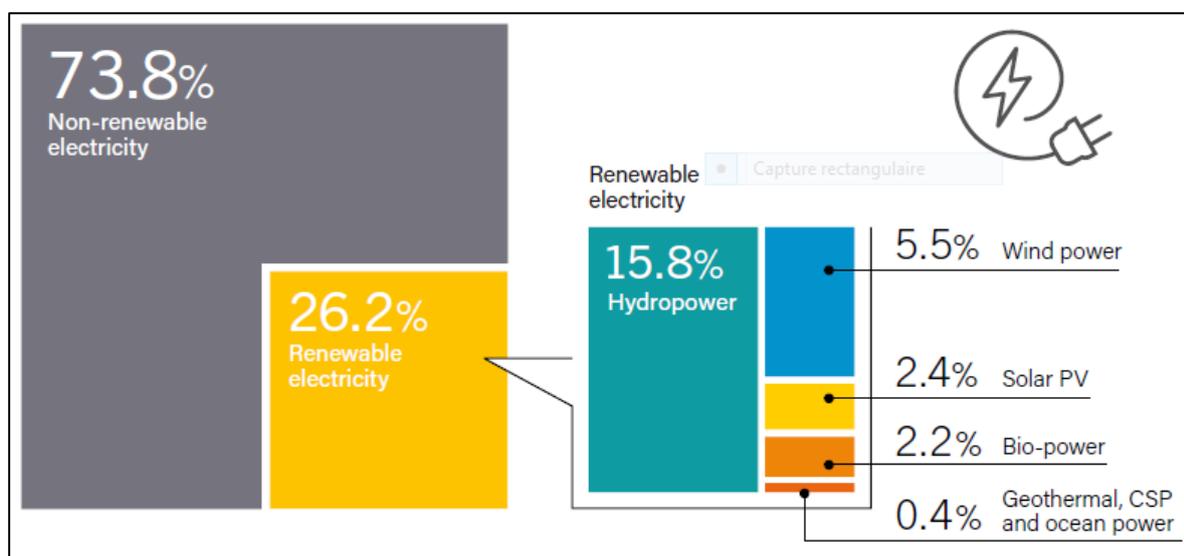
# 1. Contexte international et contexte africain

## 1.1 Contexte international : état des lieux et perspectives

### 1.1.1. Essor des énergies renouvelables dans le mix électrique d'un nombre croissant de pays

Dans un contexte mondial marqué par des préoccupations liées à l'augmentation des besoins en énergie, à l'épuisement des ressources fossiles, à la protection de l'environnement et à la lutte contre le changement climatique, le recours aux énergies renouvelables connaît une tendance nette, globale et durable à la hausse. La part des énergies renouvelables continue de croître dans le monde pour atteindre une capacité installée de 2 378 GW en 2018, représentant le tiers de la capacité mondiale installée pour la production de l'électricité et 26% de la production mondiale d'électricité. Leur déploiement s'est maintenu à un rythme soutenu et leur essor n'est plus porté uniquement par un nombre limité de pays comme la Chine ou ceux de l'Union Européenne, mais par un nombre croissant de pays à travers le monde aussi bien au Nord qu'au Sud (REN21, 2019).

**Figure 01 : Part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité, fin 2018**



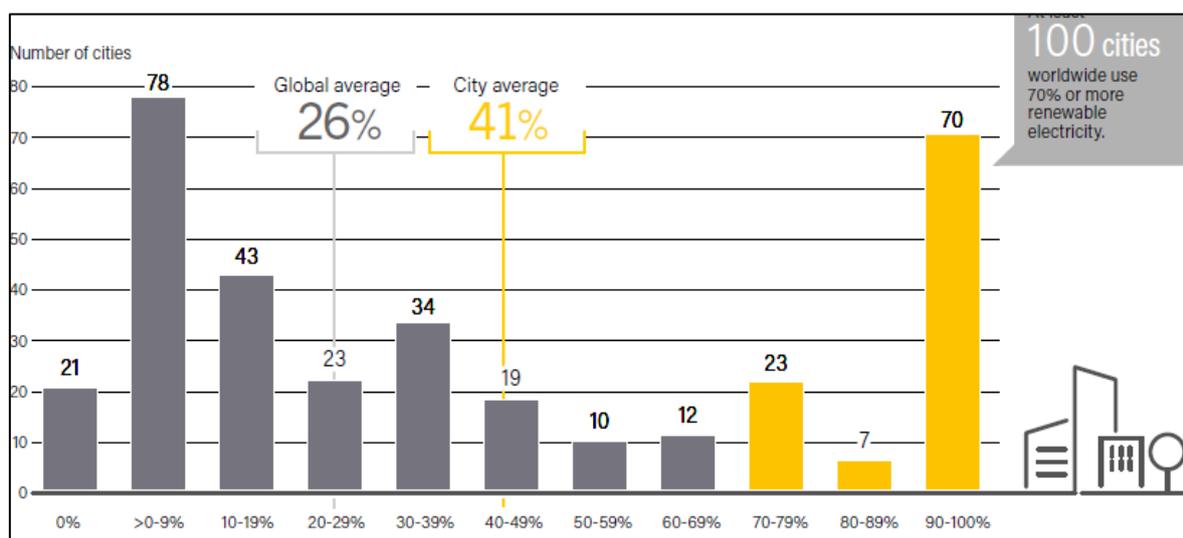
Source : (REN21, 2019)

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estime que la part des énergies renouvelables va continuer à augmenter et représentera la principale source d'énergie pour la production de l'électricité mondiale sur le long terme. Il y a lieu de noter que, pour la 4<sup>ème</sup> année consécutive, les économies en développement et émergentes ont assuré plus de la moitié des investissements en 2018, et que le secteur a employé près de 11 millions de personnes dans le monde en 2018 (REN21, 2019).

L'essor des énergies renouvelables est aussi porté par les villes, qui avec 65% de la demande en énergie globale, sont au premier plan de la transition énergétique. Quand elles adoptent des objectifs ambitieux (environnementaux, économiques ou sociaux), les villes deviennent des forces motrices pour le déploiement des énergies renouvelables.

Dans de nombreux cas, la portée des actions engagées par les villes dépasse celles des initiatives nationales. Plus de 100 villes, parmi lesquelles Nairobi/Kenya, DarSalam/Tanzanie, Auckland/Nouvelle Zélande, Stockholm/Suède et Seattle/États-Unis, utilisent au moins 70% d'électricité renouvelable et au moins 50 villes ont mis en place des objectifs en matière d'énergies renouvelables couvrant l'électricité, le chauffage, la climatisation et le transport (REN21, 2019).

**Figure 02 : Part de l'électricité renouvelable dans les villes, 2017**



Source : (REN21, 2019)

Pour la 4<sup>ème</sup> année consécutive, les additions de capacités de génération des énergies renouvelables ont dépassé celles des énergies fossile et nucléaire réunies. Avec une capacité additionnelle de 181 GW introduite en 2018, dont près de 55% en solaire photovoltaïque, 28% en énergie éolienne et 11 % en hydroélectricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien se démarquent comme les principaux choix énergétiques pour la production électrique et représentent pour un nombre croissant de pays plus de 20% de leur production électrique (REN21, 2019).

Le Tableau 01 résume l'évolution des capacités installées solaires et éoliennes entre 2017 et 2019.

**Tableau 01 : Capacités installées en énergies solaire et éolienne 2017-2019**

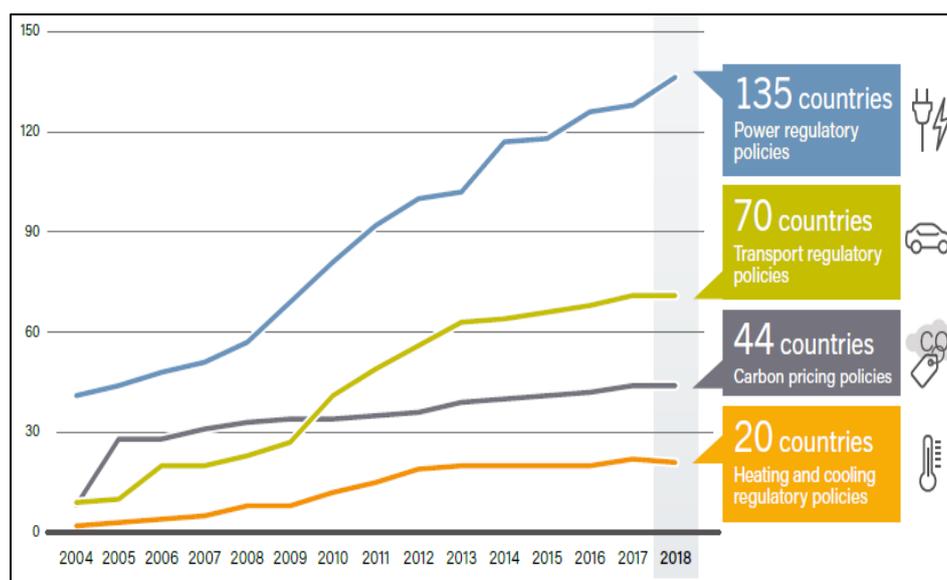
	2017	2018	2019
Capacité énergies renouvelables	2 182 GW	2 361 GW	2 537 GW
Capacité énergie éolienne	514.4 GW	563.8 GW	622.7 GW
Capacité éolien terrestre	496 GW	540 GW	594 GW
Capacité éolien marin	18.8 GW	23.6 GW	28.3 GW
Capacité énergie solaire	388.5 GW	488.7 GW	586.4 GW
Capacité solaire photovoltaïque	383.6 GW	483 GW	580.2 GW
Capacité solaire CSP	4.9 GW	5.5 GW	6.3 GW
Solaire photovoltaïque hors réseau	2.78 GW	3.3 GW	3.4 GW

Source : (IRENA, 2020a)

### 1.1.2. Le rôle clé des politiques publiques de soutien aux énergies solaire et éolienne

Les bénéfices des énergies renouvelables (comme une meilleure santé publique du fait d'un niveau de pollution moindre, la création d'emploi, le soutien aux politiques et objectifs de décarbonation, la disponibilité de l'énergie et la sécurité d'approvisionnement, la fourniture de l'électricité aux sites isolés) orientent l'action des décideurs politiques dans le monde. En 2018, des politiques de soutien aux énergies renouvelables ont été mis en place pour le secteur électrique dans 135 pays, au niveau national ou local, alors que seulement 20 pays ont mis en place des politiques de soutien aux applications solaires et éoliennes hors réseau (Figure 03).

**Figure 03 : Nombre de pays avec des politiques de réglementation des énergies renouvelables**



Source : (REN21, 2019)

Portées par des politiques publiques favorables et stables, des objectifs de plus en plus ambitieux d'intégration des énergies renouvelables dans les mix énergétiques nationaux, ainsi que par l'intensification de la concurrence, les technologies solaire et éolienne ont connu des baisses importantes de coûts, faisant d'elles des énergies de plus en plus compétitives par rapport aux sources d'énergie fossile.

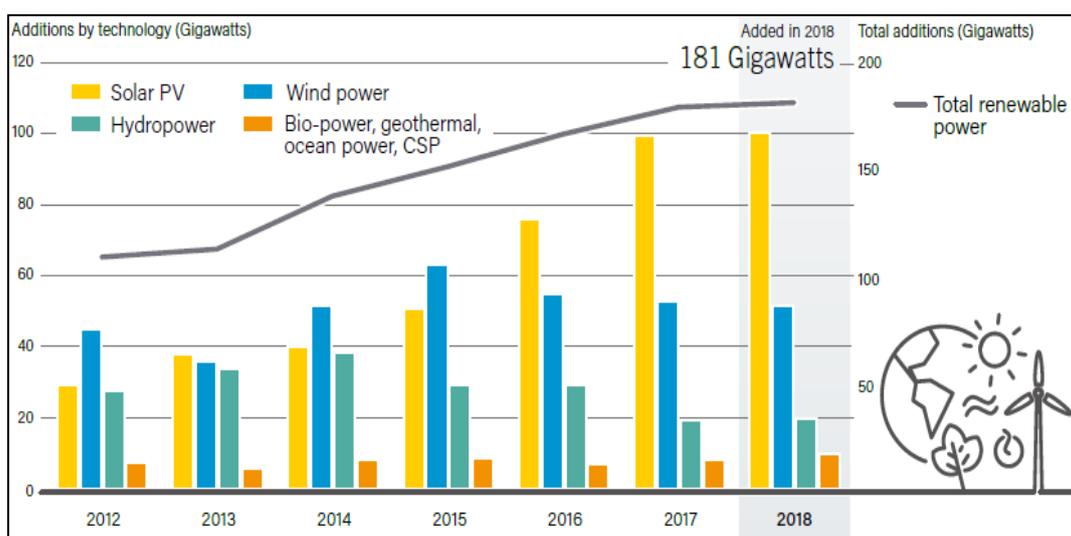
Les politiques de soutien à ces énergies s'adaptent selon le contexte politique et les conditions du marché. Dans de nombreux de pays, elles sont en train d'évoluer d'une politique de tarifs établis par l'Etat vers une politique d'appels d'offres compétitifs, avec des contrats d'achat d'électricité à long terme. Ce mécanisme compétitif a permis de réduire les coûts sur l'ensemble de la chaîne de valeurs des énergies solaire et éolienne faisant des appels d'offres une option économique et stratégique pour les gouvernements.

Près de la moitié de l'expansion de la capacité de l'électricité renouvelable sur la période 2017 – 2022 devrait être portée par les adjudications compétitives avec des contrats d'achat d'électricité, alors qu'elle ne représentait que 20% en 2016. Toutefois, les mesures d'incitation comme les tarifs de rachat garanti ou les mesures d'incitation fiscales restent importants pour la promotion, le développement et le déploiement des énergies solaire et éolienne (REN21, 2019).

### 1.1.3. Les marchés des énergies solaire et éolienne

La part des énergies solaire et éolienne connaît une croissance significative depuis 2013.

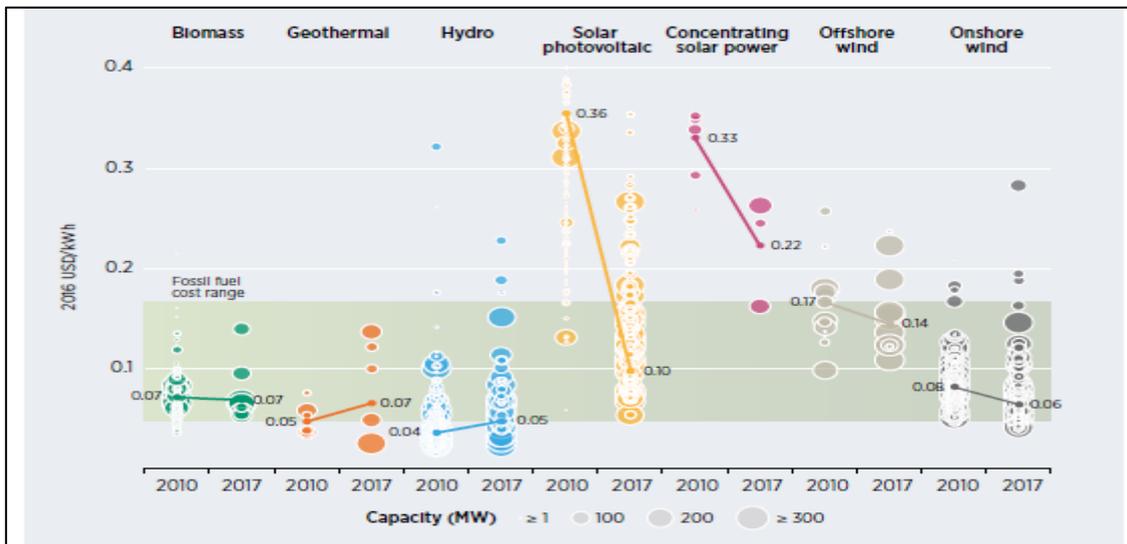
**Figure 04 : Capacité additionnelle en électricité renouvelable ajoutée chaque année, 2012-2018**



Source : (REN21, 2019)

Comme illustré sur la Figure 05, le développement rapide des énergies solaire et éolienne s'accompagne d'une réduction des coûts, portée principalement par les innovations technologiques, des politiques publiques favorables et une dynamique importante des marchés favorisant une forte concurrence.

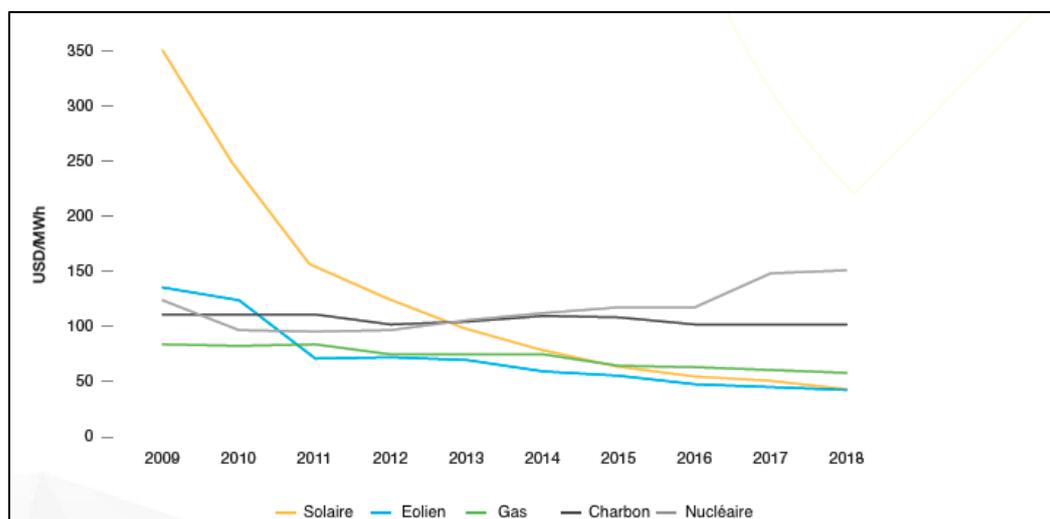
**Figure 05 : Coût moyen actualisé commercial de l'électricité produite par les technologies renouvelables**



Source : (IRENA, 2020b)

L'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA pour International Renewable Energy Agency) estime que l'électricité produite à partir des énergies renouvelables sera bientôt moins chère qu'avec les combustibles fossiles et que déjà, les technologies de production renouvelables actuellement commercialisées sont dans la gamme de prix des combustibles fossiles, voire pour la plupart, au niveau inférieur de la gamme de prix (IRENA, 2020b).

**Figure 06 : Evolution des coûts de production de l'électricité**



Source : (SolarPowerEurope, 2019)

### ***Le marché du solaire photovoltaïque (PV)***

Le parc mondial du solaire photovoltaïque a dépassé une capacité installée de 580 GW à fin 2019, avec une croissance annuelle de près de 1 sur les quatre dernières années, selon les Statistiques 2020 de l'IRENA. (IRENA, 2020a)

Le développement rapide des énergies renouvelables est porté en grande partie par l'essor du solaire photovoltaïque (PV), favorisé par la Chine, leader mondial de la technologie photovoltaïque, responsable de près de la moitié de la croissance mondiale. Bien que l'Asie ait éclipsé les autres régions par le nombre d'installations nouvelles, la demande croissante des marchés émergents et européens a compensé le déclin de la Chine en 2018, qui a changé sa politique en milieu d'année en restreignant sa demande intérieure. A la fin de l'année 2018, au moins 32 pays représentant toutes les régions avaient cumulé une capacité de 1 GW ou plus (REN21, 2019).

Le recours croissant aux mécanismes purement compétitifs conduit à une baisse record des prix du fait d'une compétition intense. L'IRENA estime que le coût de l'électricité de source solaire photovoltaïque à l'échelle industrielle a baissé de 13% en 2019 par rapport à l'année précédente, atteignant 0.068 USD/kWh. Ce coût pourrait encore diminuer pour s'établir à une moyenne de 0.039 USD/kWh pour les projets mis en service en 2021, ce qui représente une diminution de 42% par rapport à 2019. Cette valeur est inférieure de plus de 1/5 à celle de l'électricité issue de combustible fossile le moins cher, le charbon (IRENA, 2020b).

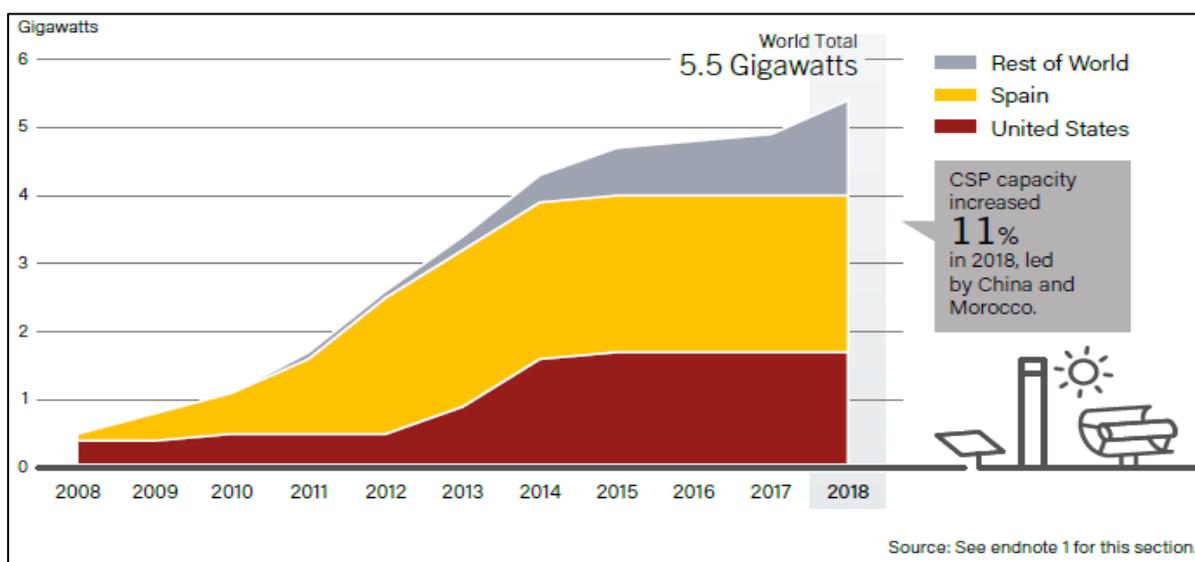
L'autoconsommation reste un moteur important du marché pour les nouveaux systèmes distribués dans certaines régions, les achats du solaire photovoltaïque par les entreprises a augmenté considérablement, en particulier en Europe et aux États-Unis. A travers le monde, les industries minières, de fabrication et autres utilisent des centrales photovoltaïques pour alimenter en électricité leurs activités. L'année a vu aussi des investissements dans des capacités de production nouvelles et plus efficaces et a enregistré des progrès dans la technologie solaire photovoltaïque (REN21, 2019).

### ***Le marché du solaire CSP (Centrales solaires thermodynamiques)***

La technologie solaire thermodynamique (ou thermique) à concentration CSP, (*pour Concentrated Solar Power*) est la 2<sup>ème</sup> technologie solaire développée dans le monde. La capacité mondiale du solaire CSP a représenté 5.5 GW en 2018 et 6.3 GW en 2019. La Figure 07 montre que les taux de croissance les plus élevés ont été enregistrés en Espagne et aux États-Unis, qui à eux seuls comptaient en 2019 près de 65% de la capacité installée mondiale.

Toutefois, cette croissance initialement soutenue par des politiques publiques favorables et des mesures d'incitation, a été pratiquement stoppée à partir de 2013 dans les pays développés, alors que de nouveaux marchés ont commencé à émerger à partir de 2011, principalement en Afrique (Maroc, Afrique du Sud et dans une moindre mesure Algérie et Egypte), au Moyen Orient (Emirats Arabes Unis, Arabie Saoudite et plus récemment Israël) et en Asie (Chine et Inde). Pour la 4ème année consécutive, de nouvelles capacités ont été ajoutées uniquement dans les marchés émergents (IRENA, 2020a).

**Figure 07 : Capacité mondiale en solaire CSP par pays et par région, 2008-2018**



Source : (REN21, 2019)

A la fin de l'année 2018, 23 installations pour une puissance totale d'environ 2 GW étaient en construction dans 10 pays, dont 20 installations équipées de systèmes de stockage d'énergie thermique (REN21, 2019).

Les coûts du solaire CSP continuent à diminuer du fait d'un déploiement plus important de projets basés sur la technologie CSP, d'innovation technologique et de compétition, mais moins vite que pour les technologies photovoltaïque et éolienne. Le coût de l'énergie solaire à concentration a diminué de 1% en 2019 par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0.182 USD/kWh. Les prix mondiaux moyens des enchères pourraient diminuer de 59% par rapport à 2019, pour atteindre 0.075 USD/kWh en 2021 (IRENA, 2020b).

### **Le marché de l'énergie éolienne**

Le marché de l'énergie éolienne connaît une croissance régulière, avec une capacité annuelle additionnelle de l'ordre de 50 GW en 2018 et de 60 GW en 2019, portant la capacité totale éolienne à près de 623 GW fin 2019. Le plus grand marché régional reste celui de l'Asie, suivi par l'Europe, avec respectivement près de 41% et 31% de la capacité mondiale installée (IRENA, 2020a).

Les pays leaders de l'éolien, restent incontestablement la Chine, qui à elle seule représente près de 34% de la capacité mondiale installée, suivie par l'Allemagne, l'Inde, l'Espagne et le Royaume Uni (IRENA, 2020a).

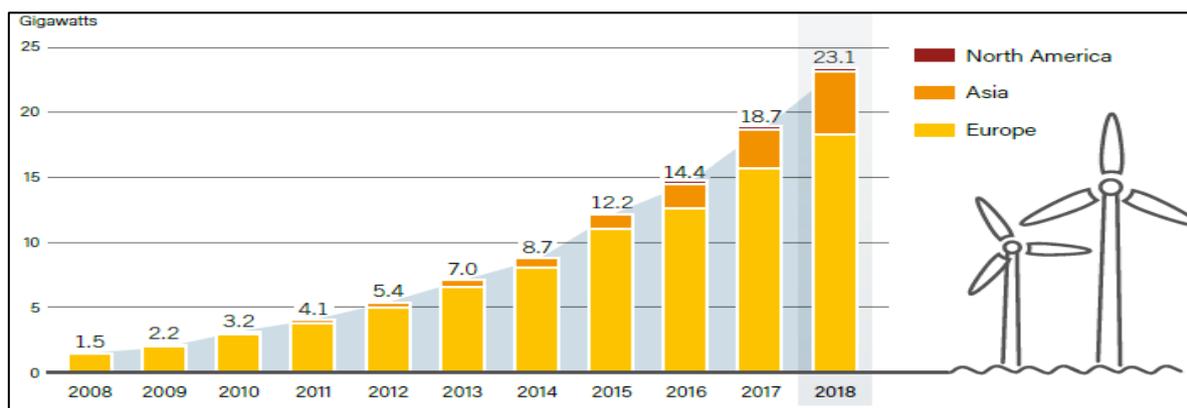
La chute des prix contribue à déplacer l'énergie éolienne vers de nouveaux marchés. La transition globale des tarifs de rachat garanti à des mécanismes plus compétitifs a donné lieu à une compétition intense qui a exercé une pression sur la totalité de la chaîne de valeurs et a posé des défis aux développeurs et fabricants de turbines éoliennes. L'industrie y a répondu par des progrès technologiques qui améliorent la production d'énergie par turbine, l'efficacité et la production de l'installation et réduisent le coût moyen de l'électricité produite par l'éolien.

L'éolien terrestre est l'une des énergies les plus compétitives. Son coût a diminué de 9% en 2019 par rapport à l'année précédente pour atteindre 0.053 USD/kWh. Le prix de l'électricité de source éolienne terrestre pourrait chuter à 0.043 USD/kWh d'ici 2021, soit 18% de moins qu'en 2019 (IRENA, 2020b).

Avec une capacité mondiale installée en 2019 de 28.3 GW, représentant 4.5% du parc éolien mondial, l'éolien marin s'est développé principalement en Europe (Royaume Uni et Allemagne en tête) qui concentre à elle seule près de 78% du parc mondial (IRENA, 2020a).

La Figure 08 montre l'évolution du parc éolien marin entre 2008 et 2018 et la prédominance de l'Europe sur ce segment. Le succès de l'éolien marin en Europe suscite un intérêt croissant dans toutes les régions du monde (REN21, 2019).

**Figure 08 : Capacité mondiale en éolien marin par région, 2008-2018**



Source : (REN21, 2019)

Le coût de l'énergie éolienne offshore a diminué de 9% entre 2018 et 2019, pour atteindre 0.115 USD/kWh. Son prix pourrait se situer à 0.082 USD/kWh en 2023. Les résultats des enchères, offres sans subvention comprises, annoncent des changements significatifs quant à la compétitivité de l'électricité de source éolienne marine dans les années 2020, dont les prix pourraient se situer entre 0.05 et 0.10 USD/kWh (IRENA, 2020b).

Le Tableau 02 récapitule les coûts des différentes énergies solaires et éoliennes :

**Tableau 02 : Evolution des coûts de l'électricité produite par les énergies solaires et éoliennes**

	Solaire PV	Solaire CSP	Eolien terrestre	Eolien marin
Baisse du coût de l'énergie entre 2010 et 2019	-82%	-47%	-39%	-29%
Coût en 2019 (USD/kWh)	0.068	0.182	0.053	0.115
Prix de l'électricité (USD/kWh)	0.039 (en 2021)	0.075 (en 2021)	0.043 (en 2021)	0.082 (en 2023)

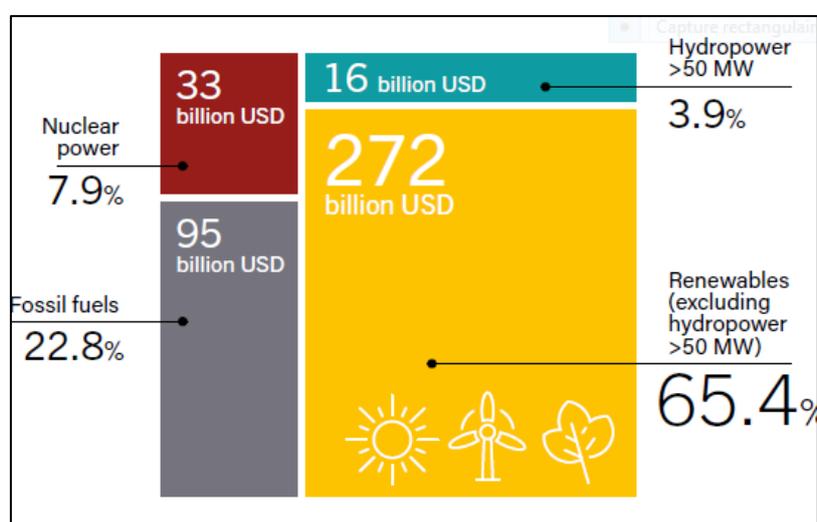
Source : (IRENA, 2020b)

#### 1.1.4. Les investissements dans les pays en développement et émergents s'accroissent

Selon la Figure 09, les investissements dans les énergies renouvelables ont représenté en 2018 près de 70% des investissements mondiaux dans les capacités de production électrique, y compris celles alimentées par les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire. Ces investissements ont de loin dépassé ceux dans les énergies fossiles et nucléaires combinés.

Malgré un recul de l'investissement global par rapport à l'année précédente du fait de la Chine, ce constat semble correspondre à un phénomène durable puisque l'investissement dans les énergies renouvelables a dépassé 280 milliards USD/an, sur les 5 dernières années (REN21, 2019).

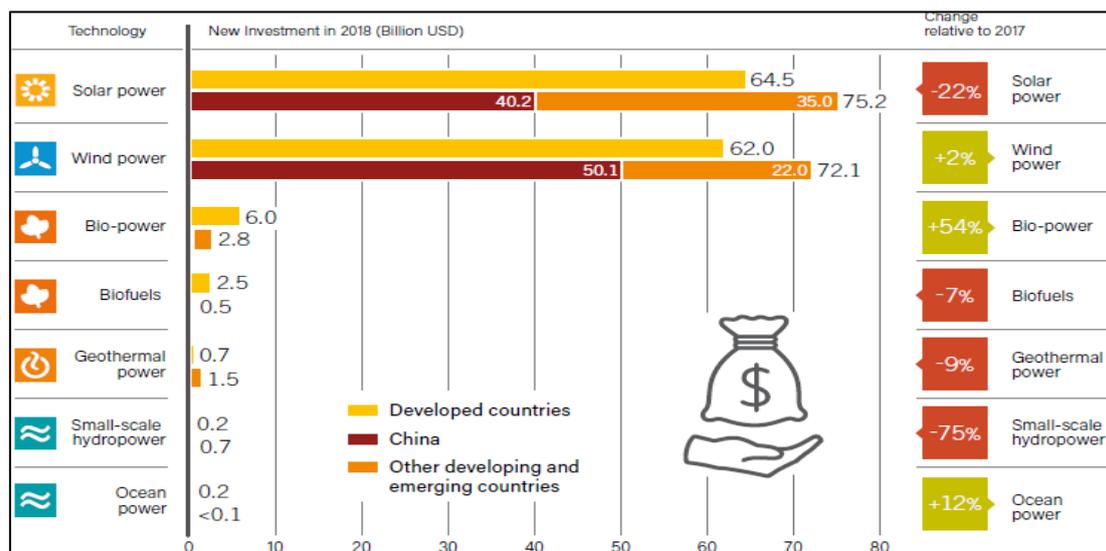
**Figure 09 : Investissement dans les nouvelles capacités énergétiques, 2018**



Source : (REN21, 2019)

L'investissement global dans les énergies renouvelables a atteint 288 milliards USD en 2018. Les investissements des économies émergentes et en développement ont dépassé ceux des économies développées pour la première fois en 2015 et sont restés en tête pour la 4<sup>ème</sup> année consécutive. Ils continuent à croître en Europe (21% en 2018), en Afrique et au Moyen Orient (5% en 2018), en Asie et Océanie, hors Chine et Inde (15%) et aux Etats-Unis (17%) en 2018 (REN21, 2019).

**Figure 10 : Investissement dans l'énergie renouvelable par technologie, 2018**



Source : (REN21, 2019)

Comme illustré dans la Figure 10, les investissements dans les énergies solaire et éolienne (couvrant aussi bien des installations de puissance que des petites installations photovoltaïques et éoliennes) restent prépondérants et ont représenté en 2018 près de 95% des investissements dans les énergies renouvelables (hors hydroélectricité > 50 MW). Cette même année, les centrales solaires et les parcs éoliens ont représenté plus de 80% de ces investissements. L'énergie solaire, dominée par le photovoltaïque, a compté pour un peu plus de 48% et l'éolien pour un peu plus de 46% (REN21, 2019).

### 1.1.5. Le défi de l'intégration du secteur

Les énergies solaire et éolienne représentent plus de 80% de la capacité de croissance des énergies renouvelables. Plus la croissance des énergies solaire et éolienne va s'accroître, plus la question de l'intégration du système va devenir importante. En effet, la nature intermittente des énergies solaires et éolienne, les incertitudes et la variabilité de l'équilibre entre la production et la consommation (en particulier pour le photovoltaïque) et le pilotage du réseau sont parmi les défis à adresser pour faciliter l'insertion d'une part croissante des énergies solaire et éolienne dans le réseau électrique, sans risquer de déséquilibrer le système à des taux de pénétration élevés du réseau électrique.

L'évolution de la gestion du système électrique doit alors aller vers plus de flexibilité. Diverses mesures parmi lesquelles le renforcement du réseau, les interconnexions électriques, les technologies de stockage de l'énergie, les pompes à chaleur, plus de flexibilité dans la demande et la fourniture de l'énergie peuvent être considérées pour améliorer l'intégration du système.

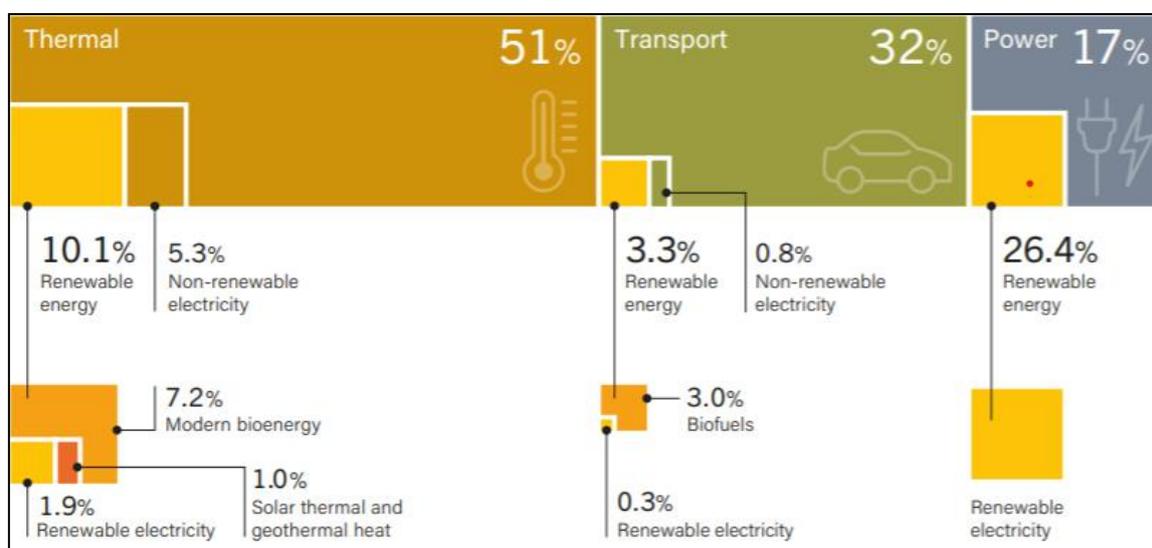
L'intégration du système représente un des défis majeurs posés aux décideurs politiques, quand la part des énergies solaire et éolienne dans le réseau électrique s'accroît de façon significative. Elle va nécessiter de leur part des décisions vers une meilleure planification et plus de flexibilité du système.

### 1.1.6. Une performance moindre des secteurs du chauffage, de la climatisation, du transport, du bâtiment et de l'industrie

La part des énergies solaire et éolienne et leur croissance dans les secteurs du chauffage, de la climatisation et du transport restent relativement faibles du fait d'une insuffisance de soutien des politiques publiques et d'un développement technologique plus lent. En 2018, seuls 47 pays avaient des objectifs pour le chauffage et la climatisation et seuls une vingtaine de pays avaient des politiques réglementaires dans le secteur.

Comme illustré par la Figure 11, les secteurs du chauffage, de la climatisation et du transport représentent ensemble plus de 80% de la demande finale d'énergie mondiale totale, mais restent très dépendants des énergies fossiles. Seuls 10% des besoins mondiaux en chauffage et climatisation et 3.3% des besoins en transport ont été satisfaits par les renouvelables. Dans ces secteurs, l'électricité renouvelable ne satisfait que 2.2% des besoins.

**Figure 11 : Energie renouvelable dans la consommation totale finale d'énergie, par secteur, 2017**



Source : (REN21, 2020)

Il est intéressant de noter ces dernières années que les gouvernements locaux et les villes sont souvent ceux qui adoptent des politiques effectives, des objectifs ambitieux et des mécanismes innovants pour augmenter la part des énergies renouvelables dans les secteurs du chauffage, de la climatisation, du transport, du bâtiment et de l'industrie. L'une de leur priorité est d'améliorer l'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'industrie et le transport (REN21, 2019).

Selon l'Agence Internationale de l'Energie, la croissance des énergies renouvelables sera portée par les petites unités solaires, notamment celles réalisées sur des maisons, des usines, ...et considère que le nombre de systèmes de toits solaires sur les maisons devrait plus que doubler pour atteindre 100 millions d'ici 2024.

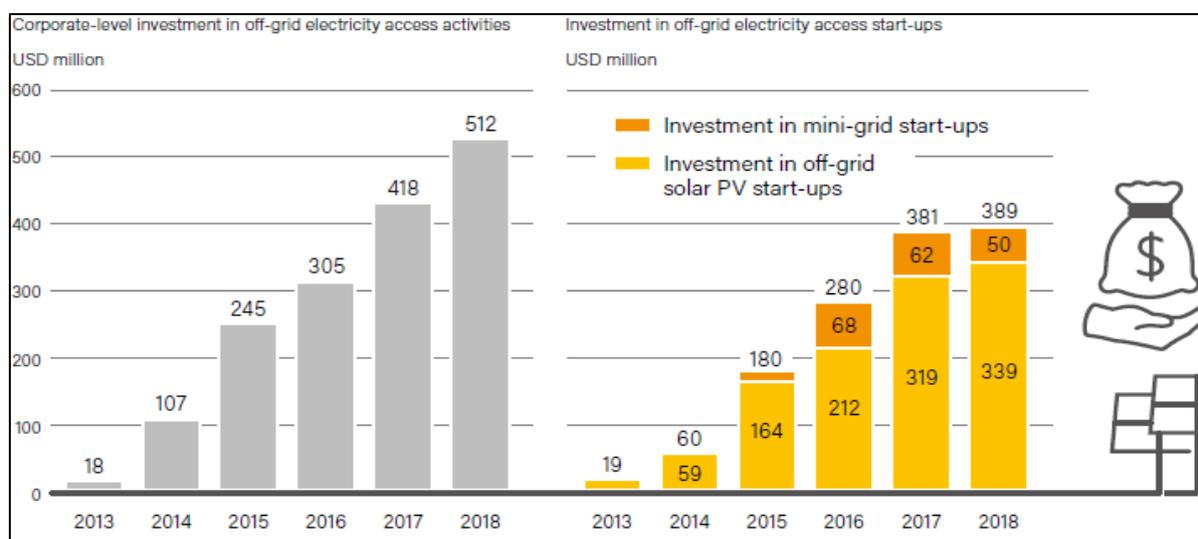
Malgré les progrès réalisés en efficacité énergétique dans beaucoup de pays et à travers plusieurs secteurs d'utilisation finale (notamment le bâtiment et l'industrie), la demande totale d'énergie augmente encore dans les régions avec l'augmentation de la population, la croissance économique et un meilleur accès à l'énergie. Toutefois, pour l'activité industrielle, la demande en énergie a augmenté 2 fois moins vite que l'activité industrielle ces dernières années, du fait principalement de changements structurels et d'une meilleure efficacité énergétique (REN21, 2019).

Les approches politiques qui intègrent les énergies solaire et éolienne et l'efficacité énergétique sont cruciales, en particulier dans les secteurs du bâtiment et de l'industrie.

### 1.1.7. Accès à l'électricité hors réseau

Ce mode d'accès à l'électricité joue un rôle important, surtout dans les zones isolées des économies en développement et émergentes.

**Figure 12 : Investissement pour l'accès à l'électricité hors réseau, 2013-2018**



Source : (REN21, 2019)

En 2017, plus de 122 millions de personnes ont eu un accès à l'électricité, principalement avec les systèmes solaires hors réseaux et la demande reste à la hausse. Ce mode d'accès à l'électricité a également attiré un investissement record de 512 millions USD de la part des entreprises. Les startups impliquées dans le secteur du photovoltaïque hors réseau ont levé 339 millions USD en 2019, en hausse de 6% par rapport à 2017. Les institutions financières ont consacré 7% de leurs investissements pour les projets en énergie aux systèmes hors réseau électrique (REN21, 2019).

Selon les statistiques 2020 de l'IRENA, le solaire photovoltaïque hors réseau a représenté en 2019 une capacité globale de 3.4 GW (IRENA, 2020a).

### 1.1.8. Les perspectives à l'horizon 2050

Une dynamique mondiale et durable de croissance des énergies solaire et éolienne est enclenchée, principalement dans le secteur de l'électricité, portée par des considérations politiques, économiques, technologiques et environnementales. Ces perspectives d'évolution sont planifiées et encouragées à différents niveaux national, régional et international.

Dans son rapport « Global Renewables Outlook, Energy Transformation 2050 » (IRENA, 2020c), l'IRENA a identifié les facteurs suivants comme étant les principaux leviers pour faire avancer la transformation énergétique :

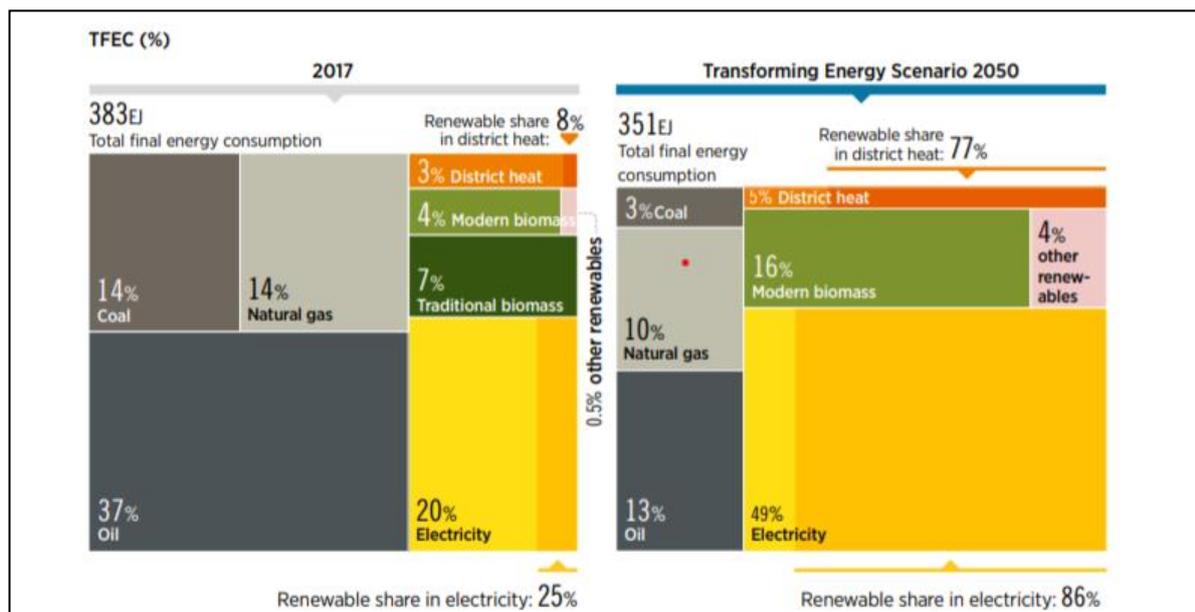
- **La réponse au changement climatique** en se fixant des objectifs de réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre conformes aux engagements pris par l'Accord de Paris. Ceci nécessitera une transformation profonde du système énergétique mondial.
- **La décarbonation du système énergétique global** en abandonnant rapidement les énergies fossiles pour les énergies renouvelables.
- **Les bénéfices induits par une chute rapide et constante des coûts** des sources d'énergies renouvelables pour la production électrique.
- **L'amélioration de la qualité de l'air** en réduisant la pollution atmosphérique.
- **La généralisation de l'accès à l'énergie** et l'amélioration de la sécurité énergétique avec le recours aux énergies renouvelables.
- **Les bénéfices socioéconomiques** induits par la transformation du secteur énergétique, parmi lesquels la création d'emplois, le développement d'une industrie locale autour des énergies renouvelables et autres bénéfices socio et environnementaux.

La vision IRENA de la transformation énergétique à 2050 implique la prise en compte des considérations suivantes :

- **Accroître l'électricité renouvelable pour décarboner le système énergétique mondial.** Pour cela, il faudrait renforcer la synergie entre un recours accru à l'électricité renouvelable à bas prix et l'adoption croissante de l'électricité pour les applications dans les secteurs du transport, de la chaleur et de la production d'hydrogène. Atteindre les objectifs de la transformation énergétique, selon le scénario de l'IRENA, implique de décarboner la quasi-totalité du secteur électrique d'ici 2050 et de doubler la part de l'électricité consommée dans l'industrie et le bâtiment, alors que pour le transport, cette part devrait passer de 1% maintenant à 40% en 2050.
- **Faire du solaire photovoltaïque et de l'éolien les moteurs de la transformation du secteur électrique au niveau mondial.** L'éolien devrait satisfaire plus du tiers et le solaire photovoltaïque 25% de la demande totale en électricité. Ceci nécessiterait des additions de capacités additionnelles à 2050 de solaire photovoltaïque (8 519 GW) et d'éolien (6 044GW).
- **Bâtir l'énergie durable de demain sur les éléments clés que sont l'énergie renouvelable, l'efficacité énergétique et l'électrification des applications dans les secteurs du transport, du bâtiment et de l'industrie.**
  - ✓ D'ici 2050, les renouvelables (y compris l'électricité renouvelable) vont dominer les secteurs du transport et du bâtiment, pour atteindre respectivement 57% et 81% dans la consommation totale finale en énergie et 25% dans le secteur de l'industrie.
  - ✓ La part des énergies renouvelables dans la consommation finale totale en énergie devrait croître de 14% en 2017 à 65% en 2050. Dans tous les secteurs, l'électricité devrait compter pour la part la plus importante de l'utilisation des énergies renouvelables, et serait complétée par l'utilisation directe de la biomasse, la géothermie et le solaire thermique.
  - ✓ L'intensité énergétique, tributaire de l'électrification, des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, devrait baisser d'environ 65% d'ici 2050.

La figure 13 ci après visualise l'évolution du mix énergétique entre 2017 et 2050. La part de l'électricité devrait passer de 20% à 49%, la majeure partie de cette électricité (86%) étant renouvelable. Hors électricité, la part des énergies fossiles passerait de 65% à 26%. La bioénergie moderne devrait jouer un rôle plus important.

**Figure 13 : L'électricité renouvelable, plus grand vecteur énergétique en 2050**



Source : (IRENA, 2020c)

- **L'hydroélectricité et la bioénergie moderne vont jouer un rôle important dans cette transition énergétique.** L'hydroélectricité va notamment faciliter l'intégration d'une part croissante des énergies renouvelables, à travers la disponibilité d'une capacité de stockage d'énergie et plus de flexibilité.
- **L'hydrogène vert émerge comme une composante du mix énergétique propre nécessaire à un futur durable.** Des synergies importantes existent entre l'hydrogène et les énergies renouvelables. L'hydrogène peut être produit par l'électricité renouvelable par électrolyse, à des coûts qui ne cessent de baisser. Dans le secteur de l'électricité, il peut ajouter de la flexibilité en offrant une solution de stockage pour les énergies solaire et éolienne. L'hydrogène peut aussi être un vecteur énergétique complémentaire à l'électricité renouvelable.
- **L'innovation devrait être encouragée** pour adresser les défis liés à la transformation énergétique.
- **La transformation énergétique va requérir des changements profonds et généralisés dans tous les secteurs énergétiques.** Une planification énergétique intégrée sera nécessaire pour combiner une perspective holistique du système énergétique et une planification sur le long terme de la transformation énergétique. Le processus de planification énergétique devrait impliquer toutes les parties prenantes (institutions gouvernementales, producteurs, consommateurs, institutions financières, investisseurs privés, ...).

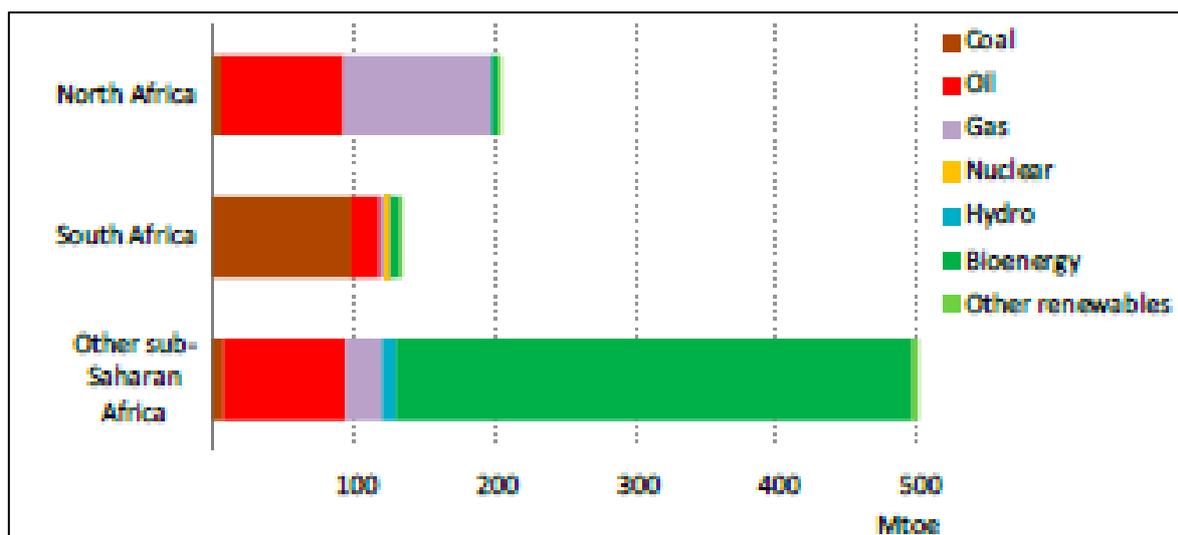
## 1.2 Energies renouvelables en Afrique

### 1.1.9. Contexte, enjeux et défis

#### *Des besoins en électricité considérables, surtout en Afrique subsaharienne*

La demande en énergie en Afrique croit deux fois plus vite que la moyenne mondiale, principalement du fait de l'augmentation rapide de la population, de l'urbanisation, de la croissance socio-économique et du développement industriel. Durant les dernières décennies, la demande en énergie a été portée principalement par les besoins croissants de l'Afrique du Nord, du Nigeria et de l'Afrique du Sud, ces pays représentant en 2018 plus de 60% de la demande pour 35% de la population. Comme illustrée sur la Figure 14, la demande en énergie primaire est dominée par le gaz et le pétrole au Nord, par le charbon au Sud et par la biomasse dans les autres pays subsahariens (IEA, 2019b).

**Figure 14 : Demande totale en énergie primaire, 2018**



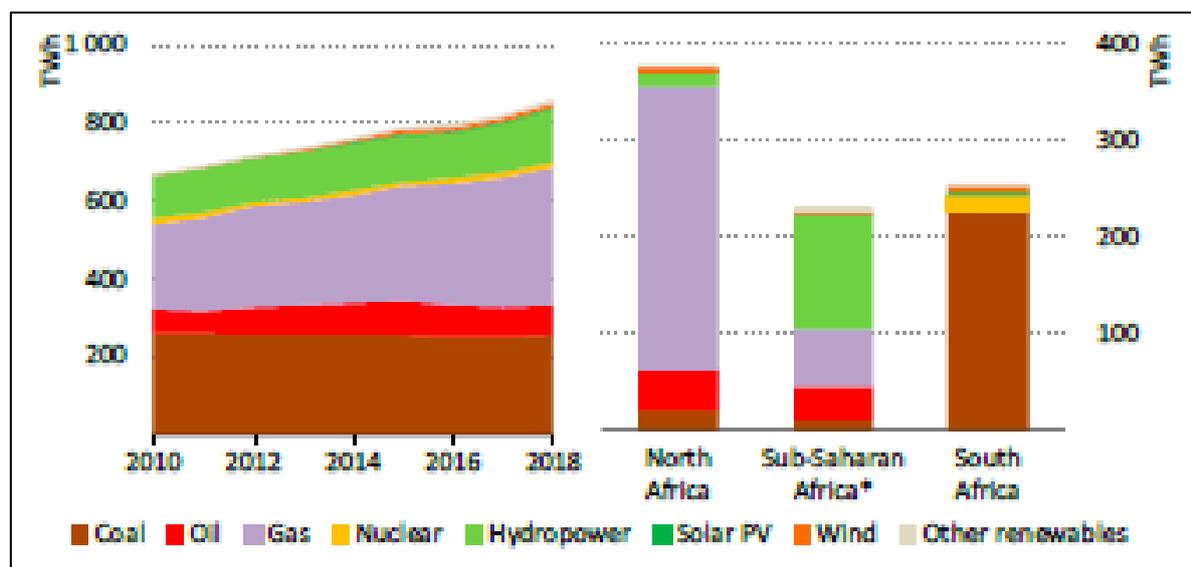
Source : (IEA, 2019b)

Selon le rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie "Africa Outlook 2019" (IEA, 2019b), près de la moitié de la population en Afrique (600 millions personnes), et plus des 2/3 en Afrique subsaharienne, n'avaient pas accès à l'électricité en 2018. De plus, près de 80% des entreprises en Afrique subsaharienne sont handicapées par des coupures fréquentes de l'alimentation électrique (200 à 700h /an en moyenne dans beaucoup de pays), induisant des pertes annuelles moyennes de l'ordre de 8% des ventes.

L'Agence Internationale de l'Énergie estime que la demande en électricité en Afrique subsaharienne devrait quadrupler d'ici 2040. Par ailleurs, la Banque mondiale note dans son rapport de 2019 que selon les politiques actuelles, près de 8% de la population mondiale, dont 90% vit en Afrique subsaharienne, n'aura toujours pas accès à l'électricité en 2030.

Tout en notant de fortes disparités régionales, la figure 15 montre qu'en 2018, le bouquet électrique en Afrique reste dominé par le gaz au Nord, le charbon au Sud et l'hydroélectricité dans les autres pays subsahariens. Par ailleurs, la demande en électricité au niveau du continent est portée principalement (pour près des 3/4) par l'Afrique du Nord et l'Afrique du Sud.

**Figure 15 : Electricité produite par source d'énergie, 2018**



Source : (IEA, 2019b)

La production électrique à travers le réseau centralisé en Afrique a atteint 870 TWh en 2018 (pour une capacité installée de 245 GW) et représente près de 10% de l'énergie finale consommée. La production électrique est portée par le mix énergétique suivant : 40% gaz, 30% charbon, 16% hydroélectricité, 9% pétrole et 4% renouvelables hors hydroélectricité (IEA, 2019b).

Cependant, ce mix énergétique "africain" doit être nuancé par de fortes disparités régionales : alors que le gaz naturel domine le mix en Afrique du Nord avec plus de 75%, sa part dans le mix en Afrique subsaharienne est l'une des plus basses au monde. Le charbon domine le mix en Afrique du Sud, alors que l'hydroélectricité représente plus de 50% du mix en Afrique subsaharienne. Ces données peuvent cependant évoluer du fait que le continent a connu durant cette dernière décennie plus de 40% des découvertes mondiales de gaz et que la part des énergies renouvelables est appelée à croître (IEA, 2019b).

Un des défis des politiques publiques africaines est la fourniture à la population d'une électricité accessible, économique, propre et fiable. L'Agence Internationale de l'Energie estime que le continent a la possibilité et les ressources énergétiques et minières d'opérer des transitions énergétiques globales, basées sur le recours aux énergies propres et à l'efficacité énergétique, à même de soutenir une croissance économique forte, durable et inclusive.

En matière de lutte contre le changement climatique, l'Afrique est fortement impactée par le changement climatique bien que sa contribution aux émissions de gaz à effet de serre soit mineure (2%) et devrait continuer à l'être (pas plus de 4.5% jusqu'en 2040). Les pays africains ont exprimé leur engagement à contribuer aux efforts de limitation des émissions de gaz à effet de serre en signant l'Accord de Paris (IEA, 2019b).

### **Une contribution du solaire et de l'éolien très faible, mais un potentiel important**

Les sources d'énergies solaires et éoliennes ont commencé à se développer dans divers pays africains. Cependant, leur contribution à ce stade aux mix énergétiques nationaux ou en termes de capacité installée reste faible.

A partir des statistiques des énergies renouvelables de 2020 publiées par l'IRENA (IRENA, 2020a), les indicateurs suivants permettent de donner une image du contexte africain en 2018-2019 quant aux capacités installées et à l'électricité générée par les énergies solaire et éolienne :

#### Energie solaire

Alors que l'Afrique dispose des ressources solaires les plus importantes de la planète, la capacité installée en énergie solaire sur le continent en 2019 n'est que de 7.4 GW, soit 1.27% de la capacité solaire mondiale installée. Les principaux pays contributeurs au développement de capacités installées d'énergie solaire en Afrique sont l'Afrique du Sud avec 3 061 MW, l'Egypte 1 668 MW, le Maroc 736 MW et l'Algérie 448 MW.

La capacité installée en énergie solaire est dominée par le solaire photovoltaïque (PV), qui a représenté 6 361 MW en 2019, de l'ordre de 1,1% de la capacité mondiale installée en PV. Les gros contributeurs sont l'Afrique du Sud (2 561 MW), l'Egypte (1 647 MW), l'Algérie (423 MW) et le Maroc (206 MW).

Le solaire thermique à concentration (CSP) commence aussi à jouer un rôle au niveau du continent africain, avec une capacité installée en 2019 de 1 076 MW, représentant un peu plus de 17% de la capacité mondiale installée en CSP. Les seuls contributeurs au niveau du continent sont le Maroc (530 MW), l'Afrique du Sud (500 MW), l'Algérie (25 MW) et l'Egypte (21 MW).

#### Energie éolienne

Le développement de l'énergie éolienne reste aussi pour l'instant très limité avec une capacité totale installée en 2019 proche de 5.8 GW, dont 2 GW en Afrique du Sud, 1.735 GW en Egypte et 1.22 GW au Maroc. C'est une part négligeable comparée à la capacité éolienne mondiale installée de 563 659 GW.

La croissance des ressources renouvelables en Afrique est freinée par un certain nombre de contraintes, notamment :

- Des marchés encore peu attractifs pour le secteur privé.
- L'accès limité au financement.
- Un manque de compétition et des coûts de transaction relativement élevés.
- Le manque de stabilité des arrangements financiers proposés.
- Une infrastructure et des réseaux peu développés.
- Une capacité industrielle et une expertise locale insuffisantes.
- Une insuffisance des politiques énergétiques de développement des énergies renouvelables / ou gouvernance faible et des cadres réglementaires.
- Une capacité institutionnelle limitée au niveau gouvernemental.
- Un environnement politique ou sécuritaire défavorable pour certains pays.

Malgré ces contraintes, les avancées technologiques et les réductions de coûts favorisent un déploiement à grande échelle de sources d'énergies renouvelables.

### ***La nécessaire expansion du secteur de l'électricité***

La satisfaction des besoins en électricité, surtout en Afrique subsaharienne, requiert une expansion importante du secteur électrique, aussi bien des moyens de production que des réseaux. Alors que dans certains pays comme le Maroc, l'accès à l'électricité est réalisé principalement à travers l'extension du réseau centralisé, les solutions décentralisées, plus économiques dans les zones isolées souvent rurales, sont en train de se développer considérablement en Afrique subsaharienne.

Deux solutions de systèmes décentralisés dominent le marché (ESMAP, 2019a) :

- Les mini réseaux : Près de 15 millions de personnes sont connectées aux mini-réseaux en Afrique. Plus de la moitié des mini-réseaux planifiés le sont au Sénégal ou au Nigéria.
- Les systèmes autonomes dominés par les générateurs diesel et les systèmes solaires photovoltaïques : En 2018, près de 5 millions de personnes en Afrique subsaharienne ont gagné l'accès à l'électricité grâce aux systèmes solaires domestiques, acquis selon un mode prépayé (pay-as-you-go – PAYG). La croissance de ces systèmes est tirée principalement par l'Afrique de l'Est. La commercialisation de ces produits est aussi associée aux modèles économiques qui promeuvent la création d'emplois et la formation. En Ethiopie, 32% des maisons en milieu rural sont connectées aux systèmes solaires domestiques.

Des pays subsahariens développent, dans le cadre de politiques flexibles, des stratégies spécifiques à leurs situations géographique, démographique et au niveau de leurs infrastructures, en intégrant des solutions centralisées et décentralisées pour l'accès à l'électricité. Le Nigeria est un exemple récent de pays qui a mis au point une stratégie et un plan de mise en œuvre intégrés d'électrification nationale, à travers l'extension de réseaux et les mini-réseaux verts.

Les pays dans le monde qui adoptent une approche intégrée vis-à-vis de l'électrification, en envisageant à la fois l'extension du réseau principal, les mini-réseaux et les systèmes solaires à usage domestique, sont ceux qui réalisent les gains les plus rapides. Des montages financiers adoptés par les gouvernements et des partenaires du développement permettent d'accompagner leur approche intégrée vis-à-vis de l'électrification, pour les trois filières : extension du réseau principal, systèmes solaires à usage domestique et mini-réseaux, avec l'objectif d'accroître l'accessibilité financière des mini-réseaux d'électricité et de stimuler les investissements du secteur privé, tout en veillant à ce que les fonds publics soient correctement utilisés. (ESMAP, 2019b)

Une troisième génération de mini-réseaux émerge depuis quelques années. Ces mini-réseaux (surtout des hybrides solaires photovoltaïques) sont détenus et exploités par des sociétés privées qui tirent parti de technologies transformatrices et de stratégies innovantes pour construire des portefeuilles de mini-réseaux au lieu de projets isolés, prêts à être raccordés au réseau principal. Les mini réseaux de 3<sup>ème</sup> génération sont dotés de systèmes de gestion à distance, de compteurs intelligents avec prépaiement et des toutes dernières technologies solaires hybrides (ESMAP, 2019b).

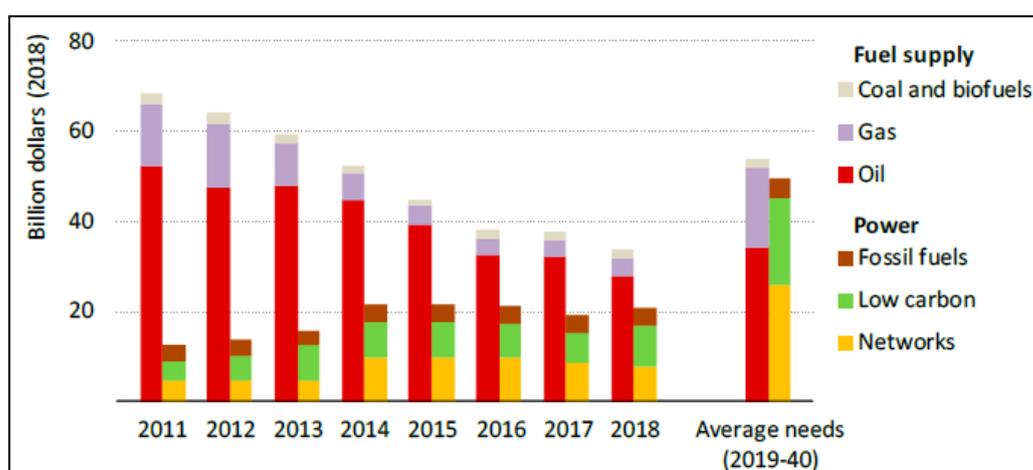
Sur le plan commercial, ils opèrent dans un environnement plus favorable, bénéficiant de réductions de coûts, des dernières technologies de composants des mini-réseaux et de réglementations élaborées spécifiquement pour soutenir l'investissement par le secteur privé.

### ***Investissements et financements***

La majeure partie des investissements dans le secteur de l'énergie repose sur les fonds publics, avec une grande dépendance au financement international. Dans un contexte où la plupart des sociétés publiques d'électricité en Afrique sont subventionnées et ne sont pas viables financièrement, l'apport du financement privé reste essentiel aux investissements et devra être accompagné et soutenu par des mesures politiques et réglementaires pour adresser les risques financiers et contribuer à réduire le coût du capital. Pour favoriser les investissements durables, il est important de veiller à la performance financière des entreprises publiques, à ce que les modèles économiques soient durables et à optimiser le financement sur le long terme (IEA, 2019b).

Le développement des énergies renouvelables en Afrique subsaharienne est supporté principalement par des financements internationaux fournis par la Banque Africaine de Développement, des institutions et gouvernements européens, les Etats-Unis, le Japon et la Chine. Ces investissements ont concerné surtout l'expansion des réseaux et le développement des énergies renouvelables. La Banque Mondiale est l'institution financière leader dans le domaine de l'accès à l'électricité, avec des engagements financiers annuels moyens de l'ordre de 1.5 milliards USD pour 2018-2019. Près du tiers de ces investissements sont dédiés aux énergies renouvelables distribuées sous forme de mini-réseaux et de solutions hors réseaux (ESMAP, 2019b).

**Figure 16 : Investissements en combustibles par secteur en Afrique Subsaharienne et moyenne des besoins en investissements selon le scénario des politiques actuelles**



Source : (IEA, 2019b)

### Les prévisions d'expansion

#### Les projections de l'Agence Internationale de l'Energie

L'Agence Internationale de l'Energie considère qu'à part quelques pays, les politiques actuelles ne sont pas en mesure de satisfaire les besoins des populations en Afrique, principalement en termes d'accès à l'électricité et de développement industriel. Elle considère deux scénarios (IEA, 2019b) :

- Le scénario (Africa Case) est basé sur une vision inclusive d'un développement économique et industriel accéléré selon l'Agenda 2063 adopté en 2015 par les gouvernements de l'Union Africaine. Ce scénario considère l'atteinte de tous les objectifs de développement durable d'ici 2030, y compris l'accès total à l'électricité et à la cuisson propre.

La réalisation du scénario "AfricaCase" signifierait le triplement du nombre actuel de personnes ayant accès à l'électricité (de 20 à plus de 60 millions), ce qui impliquerait une expansion importante du réseau électrique de près de 45% et des mini-réseaux de près de 30%.

Dans ce scénario, les mini-réseaux et les systèmes autonomes, basés principalement sur les énergies renouvelables, seraient les solutions les moins coûteuses pour plus des 2/3 de la population additionnelle nécessitant un accès à l'électricité, près de 450 millions d'ici 2030. Le solaire photovoltaïque constituerait la première source d'électricité pour la capacité installée (et la seconde pour l'électricité générée) et devrait connaître une expansion de 15 GW/an en moyenne, d'ici 2040.

- Le scénario basé sur les « Politiques Actuelles » (Stated Policies) prévoit une forte augmentation de la demande qui devrait faire quadrupler la fourniture d'électricité en Afrique subsaharienne. La capacité de la production électrique devrait tripler à 270 GW d'ici 2040 (bien en deçà de l'objectif de 600 GW selon le scénario " Africa Case"). L'expansion serait atteinte par une combinaison de renouvelables et de gaz naturel. Le renforcement, l'extension et une meilleure gestion du réseau devraient permettre de satisfaire près de 70% des 230 000 nouvelles connections envisagées dans ce scénario.

Comblent le déficit en infrastructures énergétiques va nécessiter une montée en puissance massive des investissements. Les besoins en investissements devraient plus que doubler dans le scénario "Politiques Actuelles" (45 milliards USD par an au lieu de 21 milliards USD aujourd'hui).

Pour atteindre l'accès à l'électricité généralisé et fiable pour tous selon le scénario "Africa Case", le montant des investissements requis serait de 100 milliards USD/an. Dans les 2 scénarios, la moitié des investissements serait dédiée au renforcement, extension et maintenance des réseaux, y compris les mini-réseaux et les interconnexions transfrontières. L'investissement dans les sources d'énergie bas carbone serait accéléré, porté par l'investissement dans le solaire photovoltaïque, qui atteindrait 25 milliards USD / an en moyenne dans l'"Africa Case".

### Les projections de l'IRENA à 2030

Les projections de l'IRENA pour l'Afrique à 2030 esquissent une feuille de route pour doubler le mix énergétique et tripler le mix électrique entre 2015 et 2030. Cette étude est basée sur une évaluation pays par pays, pour atteindre 22% de l'énergie finale totale consommée en 2030 au lieu de 5% en 2015.

L'étude REmap (IRENA, 2015) s'intéresse en particulier à la transformation du secteur de l'électricité et estime que la part des renouvelables dans le mix électrique africain pourrait atteindre 50%, ce qui permettrait de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 310 mégatonnes de CO<sub>2</sub>. En particulier, l'éolien pourrait atteindre 100 GW et le solaire dépasser 90 GW. Elle estime que la transformation du secteur électrique pourrait requérir un investissement annuel de l'ordre de 70 Milliards USD d'ici à 2030, dont près de 45% irait aux capacités de production des énergies renouvelables et près de 35% à l'infrastructure de transmission et de distribution.

### ***L'intégration régionale du secteur de l'électricité***

L'intégration régionale du secteur électrique en Afrique de façon générale, et plus particulièrement en Afrique subsaharienne peut faciliter et accélérer l'accès à une énergie plus abordable et plus fiable. En ouvrant le secteur de l'électricité à des marchés différents et complémentaires, avec des bouquets de sources d'énergie variées, les pays peuvent réaliser des économies d'échelle, mieux gérer les contraintes des intermittences et réduire leurs investissements et le coût de production de l'électricité en mutualisant leurs moyens pour répondre aux pics de demande.

Pour établir un tel marché régional de l'électricité, les pays devront développer une approche régionale commune, planifiée et coordonnée des échanges électriques transfrontières, avec une mise en cohérence de la réglementation, de la transmission, des investissements et des tarifs qui régissent ces échanges.

Les interconnexions entre pays nécessitent des investissements lourds et une bonne coordination entre les parties prenantes. De ce fait, ils sont peu attractifs pour le secteur privé. La plupart des interconnexions sont financées par des entreprises publiques et des fonds publics, avec souvent l'apport de fonds financiers et de l'assistance technique apportée par des bailleurs de fonds internationaux comme la Banque Mondiale, l'Union Européenne la Banque Européenne d'Investissements et l'Agence Américaine pour le Développement International de l'Energie en Afrique.

#### **1.1.10. L'ambition africaine du Maroc**

Durant la COP 22, le Maroc, fort de sa stratégie énergétique, s'est positionné en tant qu'acteur engagé dans la lutte contre le changement climatique, en prenant un certain nombre d'initiatives, parmi lesquels la révision à la hausse de ses objectifs de développement des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 52% à l'horizon 2030 et l'organisation d'un sommet des chefs d'états africains axé sur des thématiques importantes pour le continent africain : les enjeux et les défis du développement durable et du changement climatique.

Pour accompagner sa stratégie énergétique de renforcement des énergies renouvelables dans le mix électrique, le Maroc a développé de nombreux partenariats bilatéraux et multilatéraux aussi bien au Nord qu'au Sud. Sa stratégie énergétique et son volontarisme politique à atteindre effectivement ses objectifs, voire à les dépasser, sont appréciés et reconnus par la communauté internationale.

Les bailleurs de fonds internationaux (la Banque mondiale, l'Union Européenne et la Banque Africaine de Développement) et des pays reconnus pour leur leadership dans la promotion des énergies vertes (Allemagne, Espagne, Portugal, France, ...) lui accordent leurs appuis et investissent dans son programme. Le Maroc a aussi développé des échanges et des partenariats avec les institutions internationales qui œuvrent pour le développement des énergies renouvelables, en particulier, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), dont il est membre depuis 2016 et l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA).

La nouvelle politique africaine du Maroc promeut le développement économique durable dans le cadre d'une coopération Sud-Sud à laquelle le Maroc veut apporter son savoir-faire et son expertise dans un certain nombre de secteurs prioritaires, comme celui de l'énergie. Le Maroc a l'ambition de jouer un rôle de pont entre l'Afrique et l'Europe et de s'ériger en hub régional énergétique.

### ***La coopération avec l'Afrique***

L'action du Maroc vers l'Afrique dans le domaine des énergies renouvelables est portée par des accords gouvernementaux, des partenariats et conventions au niveau institutionnel et des contrats au niveau du secteur privé concernant la transition énergétique, le développement des énergies renouvelables et l'accès à l'électricité. Elle se matérialise principalement par l'échange d'informations, la formation dans des centres d'excellence, l'assistance technique et la participation aux projets de recherche, ainsi que des contrats.

Le Maroc est engagé pour contribuer à la transition énergétique du continent africain à travers (MASEN, 2020) :

- la promotion d'un schéma de coopération Sud-Sud pour renforcer les liens de coopération engagés avec les pays africains,
- un partage de savoir faire et d'expérience,
- une assistance technique pour l'élaboration de stratégies et de projets d'énergies renouvelables, et
- un (co) développement des projets d'énergies renouvelables en Afrique.

Toutes les institutions publiques impliquées ont également développé des partenariats avec l'Afrique. Plus encore, des compagnies privées marocaines comme NAREVA sont impliquées dans la réalisation de projets solaires ou éoliens en Afrique avec d'autres partenaires internationaux.

**Tableau 03 : Exemples de coopération institutionnelle avec l'Afrique**

<b>MASEN</b> , Une douzaine d'accords signés avec les pays africains		
Mémoire d'Entente MASEN/ ONUDI signé en novembre 2019 pour accompagner la coopération Sud/Sud Maroc/ Afrique.	Projets pour faciliter le transfert d'expertise, l'élaboration de stratégies et les innovations pour le développement de projets solaires ou éoliens, au profit des pays africains.	<i>Fédération de l'Energie, Energie News, Novembre 2019</i>
Accord de partenariat avec la BAD pour déployer l'initiative Désert to Power en Afrique. MASEN fait partie de la coalition pour l'accès à l'énergie durable.	L'initiative vise à développer et à fournir 10 GW d'énergie solaire d'ici 2025 à 250 millions de personnes dans la région du Sahel.	<i>MASEN, 2020</i>
<b>ONEE</b>		
Accord avec la Banque Islamique de Développement pour la mise en œuvre de l'initiative d'appui à l'électrification rurale en Afrique subsaharienne.	Trois projets sont en développement au Mali, Tchad et Niger pour (i) une électrification à partir du solaire (ii) un nouveau business model (iii) un transfert de savoir-faire.	<i>Rapport d'activités 2018, ONEE</i>
<b>IRESEN</b>		
Green Energy Park et l'Institut national polytechnique de Côte d'Ivoire ont signé en Février 2020 un contrat pour la construction d'une plateforme test de recherche et de formation.	Cette plateforme est spécialisée dans le développement et la validation de technologies solaires pour la production électrique, le traitement de l'eau et l'utilisation en agriculture.	<i>Challenge .ma, 13/02/2020</i>
Green Africa Innovation Network entre l'IRESEN et plusieurs instituts de Côte d'Ivoire, du Mali, du Benin, du Sénégal, du Burkina Faso, le Réseau Africain pour l'Énergie Solaire et des institutions nationales.	Cette collaboration vise à renforcer la coopération scientifique, à contribuer au développement de la formation, de la recherche appliquée et de l'innovation dans les domaines des énergies renouvelables.	<i>Site IRESEN</i>

<b>AMEE, Une vingtaine d'accords de coopération avec des pays africains</b>		
Coopération bilatérale avec le SENEGAL en matière d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de recherche.	Renforcement de capacités Tests et labellisation des équipements. Cartographie des ressources Etudes des potentialités ENR/EE	<i>Site AMEE</i>
Accord Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement/ UNESCO pour la création d'un Centre Régional pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique.	Le Centre, abrité par l'AMEE, assiste les pays africains dans la formulation de stratégies et de politiques sur les ENR et l'EE.	<i>Site AMEE</i>
<b>NAREVA</b>		
Protocole d'accord entre Nareva Holding et Engie signé en juin 2016	Développer des actifs énergétiques en Afrique du Nord et de l'Ouest, qui vise un portefeuille d'actifs de 5 à 6 GW sur 2020 - 2025.	<i>Site Wikipedia de NAREVA</i>
Le consortium NAREVA/ENGIE a été déclaré adjudicataire provisoire pour la réalisation de la centrale PV en Tunisie	er, concevoir, financer, construire, exploiter et assurer la maintenance de la centrale photovoltaïque de Gafsa, d'une capacité de 120 MW sur 20 ans.	<i>L'Economiste  le 17/01/2020</i>

### ***L'intégration de marchés électriques régionaux***

Les interconnexions électriques et l'intégration régionale des marchés électriques ont de nombreux de bénéfices, parmi lesquels celui de favoriser le développement des énergies renouvelables, en offrant plus de flexibilité et en tirant profit des complémentarités des marchés, avec in fine une électricité plus abordable et plus fiable.

Au Nord, le Maroc a déjà établi des interconnexions électriques avec l'Espagne depuis 1998 (2 lignes d'interconnexion opérationnelles, une 3<sup>ème</sup> en cours d'étude et de réalisation). Il a aussi lancé le projet de réalisation d'une ligne d'interconnexion avec le Portugal.

En Novembre 2017, à l'occasion de la COP 22, le Maroc, l'Espagne, la France, l'Allemagne et le Portugal ont signé une déclaration conjointe, visant à intégrer les marchés des énergies décarbonnées. Cette feuille de route, baptisée SET (pour Sustainable Electricity Trade ou Commerce d'électricité durable), a pour objectif de créer les conditions d'un marché électrique intégré et d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique des pays signataires, tenant compte des complémentarités en termes de ressources renouvelables et des profils de consommation.

Il y a aussi lieu de signaler le plan solaire méditerranéen, qui offre une plateforme de coopération régionale pour les questions énergétiques, le dialogue politique et un cadre de promotion, avec aussi un objectif de convergence réglementaire entre le Nord et le Sud.

En Afrique du Nord, le Maroc dispose déjà d'interconnexions électriques avec l'Algérie, bien que les échanges soient beaucoup moins importants qu'avec l'Espagne. Si des interconnexions électriques relient les pays d'Afrique du Nord entre eux, l'établissement d'un marché régional reste à construire et nécessitera outre une volonté politique de la part des pays concernés, une coordination et une planification importantes pour mettre à profit les complémentarités du marché nord-africain et augmenter les échanges électriques.

Au Sud, une connexion électrique Maroc/Mauritanie est considérée, mais n'a pas encore donné lieu à un projet concret. Encore plus au Sud, le Maroc qui a des liens forts avec l'Afrique de l'Ouest et est candidat pour intégrer la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) considère un projet de raccordement de la ville de Dakhla au réseau national, en perspective de l'interconnexion avec les pays subsahariens, à travers la Mauritanie. Il y a aussi lieu de signaler que la CEDEAO avance dans le projet de création d'un marché régional de l'électricité (West African Power Pool (WAPP)) en réalisant, à partir de 2020, l'interconnexion de quatorze des quinze pays membres de cette Communauté.

Cette ouverture sur un marché régional en plein expansion peut présenter de nombreux avantages pour le Maroc et pour la CEDEAO avec la perspective de relier via le Maroc plusieurs marchés régionaux entre eux, celui de l'Europe, celui d'Afrique du Nord et celui de l'Afrique de l'Ouest.

Dans ce sens, il est particulièrement intéressant de noter que le Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des Moyens régionaux de Production et de transport d'énergie électrique 2019-2033 (Rapport Final, Décembre 2018), "*prévoit une interconnexion avec l'Afrique du Nord pour relier le système WAPP au système nord-africain et européen via le Maroc. Selon ce rapport, l'analyse préliminaire réalisée a permis de recommander l'option d'une ligne en suivant le trajet Tobène (Sénégal) – Dakhla (Maroc) et de déterminer qu'il existe un intérêt économique pour une interconnexion entre le WAPP et l'Afrique du Nord, qui permettra à cette région d'Afrique de l'Ouest de bénéficier d'une réduction des besoins de capacité installée et des coûts opérationnels grâce aux importations en provenance du Maroc, d'Afrique du Nord, voire d'Europe*" (CEDEAO, 2018).

## **2. Benchmarking international**

### **2.1 Considérations importantes du benchmarking**

#### **2.1.1. Analyse comparative entre pays (Benchmarking)**

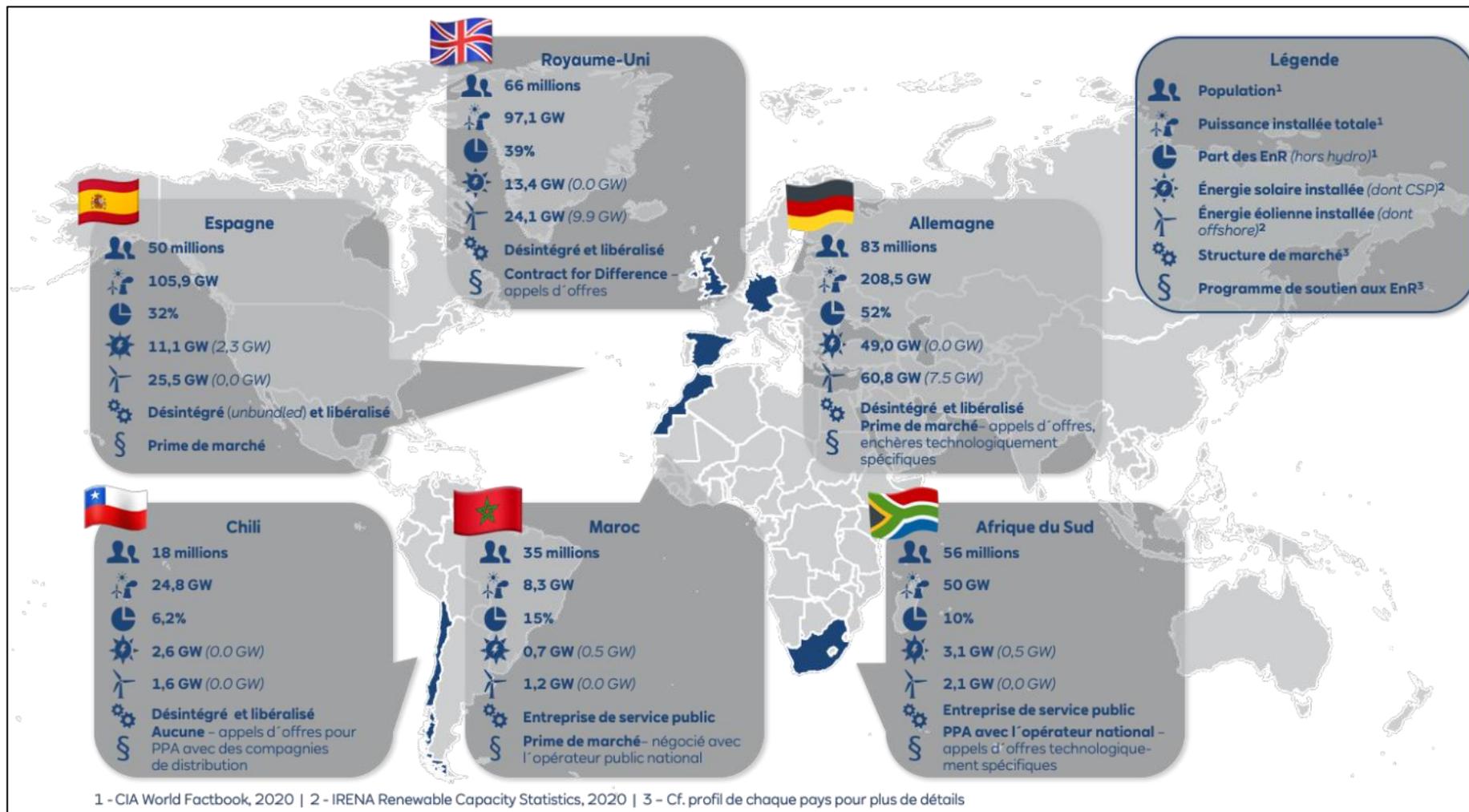
Le recours croissant aux énergies renouvelables à travers le monde a été supporté par des mécanismes politiques et des schémas d'incitation novateurs. Les progrès ont été hétérogènes à travers les pays, du fait des risques technologiques et financiers qui continuent à entraver le développement des énergies renouvelables, en particulier dans les nouveaux marchés.

Dans le futur, les politiques des énergies renouvelables devront être plus holistiques pour permettre leur expansion rapide avec tout ce que cela implique pour les systèmes électriques, la société et l'économie. Des politiques stables sur le long terme se sont révélées être des éléments clés pour assurer la confiance des investisseurs, mais elles doivent aussi pouvoir refléter les changements rapides des conditions du marché et des progrès technologiques.

Cette analyse comparative identifie les points clés issus de l'expérience internationale. La section comprend des études de cas qui analysent les résultats obtenus à partir de mesures prises pour faire avancer les technologies renouvelables dans 5 pays : Chili, Allemagne, Royaume-Uni, Afrique du Sud et Espagne.

La Figure 17 présente la situation des énergies renouvelables dans le secteur électrique dans chacun de ces pays.

**Figure 17 : Situation actuelle des énergies renouvelables dans les pays ciblés**



Source : Elaboré par les auteurs

## **Chili**

L'Agence Internationale de l'Énergie l'a qualifié de nouveau champion du développement des énergies renouvelables. Le pays a un taux de croissance des capacités installées parmi les plus élevés, avec à ce jour 2.6 GW de solaire et 1.6 GW d'éolien.

Le Chili ne subventionne pas directement les énergies renouvelables, qui ont réussi à concurrencer les technologies conventionnelles lors d'appels d'offres concurrentiels.

Il a développé sa stratégie énergétique à 2050 en impliquant un large éventail de parties prenantes issues de l'industrie et de la société civile dans le cadre d'un processus de consultation publique à saluer.

## **Allemagne**

Avec 42 GW et 50.8 GW de capacités installées respectivement en solaire et en éolien, l'Allemagne est un pays précurseur et leader dans le développement des énergies renouvelables au niveau mondial.

L'exemple de l'Allemagne offre un bon aperçu sur la gestion des coûts du soutien au développement des énergies renouvelables, que le pays répercute sur les consommateurs à travers des suppléments dans la facture d'électricité.

## **Espagne**

Avec une capacité installée de 11.1 GW en solaire et de 25.5 GW en éolien, l'Espagne est l'un des pays européens leaders dans le développement des énergies renouvelables. L'Espagne a la plus grande capacité installée en solaire CSP (2.3 GW).

Cependant, des changements de stratégies rétroactifs et récurrents ont stoppé le développement du CSP. Toutefois, les entreprises espagnoles continuent à être des leaders internationaux du développement de la technologie CSP.

## **Afrique du Sud**

Avec respectivement 2.1 GW et 3.1 GW de capacités installées en solaire et en éolien, l'Afrique du Sud est un des pays leaders du développement des énergies renouvelables en Afrique. Elle a initié son programme d'énergies renouvelables en 2012, avec le lancement d'un programme d'achat public efficace et transparent, qui a attiré des développeurs internationaux et des investisseurs privés.

Alors que l’Afrique du Sud a réussi avec succès à attirer les investisseurs privés pour son programme d’énergies renouvelables, elle rencontre des difficultés avec l’opérateur national fortement endetté, qui a retardé à plusieurs reprises le développement de projets d’énergies renouvelables.

## **Royaume-Uni**

Le Royaume Uni, qui a une capacité totale de 13.4 GW en solaire et de 24.1 GW en éolien, est leader mondial de l’énergie éolienne marine (ou énergie éolienne offshore) pour une capacité installée de 9.9 GW. Le pays a réussi à développer une industrie de l’éolien offshore avec un niveau élevé d’intégration industrielle et une part élevée d’emplois locaux.

Ce succès s’explique par l’investissement réalisé dès le début dans la R&D et les infrastructures critiques et par les perspectives données à l’industrie sur le long terme. Le pays a aussi passé des accords avec l’industrie pour garantir la réalisation d’un volume de projets et de soutien en retour d’investissements réalisés pour la réduction des coûts de la technologie.

### **2.1.2. Les points clés issus du Benchmarking**

Les 5 pays du benchmarking ont eu des parcours et des expériences différents dans le développement des énergies renouvelables. Le Tableau 04 suivant résume les facteurs clés de succès identifiés par l’étude de benchmarking :

**Tableau 04 : Facteurs clés de succès issus du Benchmarking**

<b>Thématique clé</b>	<b>Clés du succès</b>	<b>Etudes de cas applicables</b>
<b>Politique/ Gouvernance</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eviter les changements de politiques rétroactifs ou les renégociations de contrats avec les producteurs d’énergie pour ne pas effrayer les investisseurs</li> </ul>	Espagne, Afrique du Sud
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implémenter un processus d’appels d’offres transparent, de qualité et cohérent pour attirer les investisseurs privés (internationaux), ce qui va renforcer la compétition et réduire le niveau de subvention à l’adjudication</li> </ul>	Chili, Afrique du Sud
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recourir à l’expertise de spécialistes d’autres départements ou des conseillers externes peut être utile au lancement et à la réalisation de programmes publics d’acquisition d’installations de grande envergure.</li> </ul>	Afrique du Sud

<b>Politique/ Gouvernance (suite)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer que l'opérateur public, en charge de signer les contrats d'achat d'électricité avec les producteurs d'énergie indépendants, n'a pas de conflits d'intérêt avec eux.</li> </ul>	Afrique du Sud
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prioriser la connexion des installations renouvelables au réseau et la capacité de transmission pour garantir que les contrats d'achat d'électricité seront honorés et éviter les réductions de production d'énergie</li> </ul>	Chili, Allemagne, Afrique du Sud
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer une transparence totale sur les coûts réels des mécanismes de support aux énergies renouvelables, fournis par l'état /les contribuables, permet de pérenniser le programme de support aux énergies renouvelables.</li> </ul>	Allemagne, Espagne
<b>Technologique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Privilégier les technologies les moins coûteuses aux technologies moins compétitives, pour limiter le poids financier des subventions aux énergies renouvelables</li> </ul>	Chili, Allemagne, Afrique du Sud Royaume Uni
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Supporter le développement d'une industrie locale, autour d'une technologie renouvelable donnée en identifiant les obstacles aux chaînes d'approvisionnement, là où les fonds publics peuvent avoir un impact significatif concret, comme les ports ou les aéroports.</li> </ul>	Royaume Uni
<b>Economique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minimiser les coûts en adoptant le recours aux appels d'offres compétitifs.</li> </ul>	Chili, Allemagne, Afrique du Sud Royaume Uni
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mettre en concurrence les technologies renouvelables de niveau de maturité similaire dans les appels d'offres pour maximiser la concurrence et réduire les coûts.</li> </ul>	Allemagne, Royaume Uni
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limiter l'enveloppe des subventions pour assurer que les charges financières restent à un niveau économiquement acceptable pour le système électrique ou pour le contribuable</li> </ul>	Afrique du Sud, Espagne
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les investisseurs exigent de la transparence sur la rentabilité de l'installation durant sa durée de vie pour accepter de prendre le risque d'un financement initial élevé pour les installations d'énergies renouvelables.</li> </ul>	Espagne

<b>Economique (suite)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assurer des fonds suffisants à travers la tarification de l'électricité ou des taxes si l'opérateur national est le partenaire contractuel des accords d'achat d'électricité.</li> </ul>	Afrique du Sud
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utiliser des technologies matures sans subventions si le pays dispose de ressources renouvelables et de la confiance des investisseurs.</li> </ul>	Chili, Royaume Uni
<b>Industriel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le développement d'une industrie locale exige une feuille de route claire, sur le long terme pour le déploiement d'une technologie renouvelable donnée.</li> </ul>	Royaume Uni, Espagne
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un haut niveau de contenu local peut être réalisé en incluant des critères d'évaluation non financiers pour le programme d'électricité renouvelable.</li> </ul>	Afrique du Sud, Royaume Uni
	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'établissement de partenariats industriels public-privé peut lier le développement ambitieux d'une technologie à un engagement de réduction de coûts dans l'industrie.</li> </ul>	Royaume Uni

Alors que les objectifs, les politiques et les expériences diffèrent, plusieurs points communs et tendances peuvent être identifiés, trois d'entre eux sont développés dans ce qui suit.

### ***Minimiser les subventions***

Dans certains pays, le coût de génération de l'électricité renouvelable commence à égaler ou à être inférieur à celui de l'électricité produite à partir de sources fossiles. Toutefois, le coût des capacités de réserve et d'intégration du système va continuer à nécessiter au moins des subventions indirectes.

Ces dernières années, les pays ont essayé de minimiser le coût des installations d'énergies renouvelables en adoptant des appels d'offres concurrentiels qui deviennent de plus en plus neutres sur le plan technologique.

Les appels d'offres d'électricité au Chili sont basés sur le principe de la neutralité technologique, y compris pour les sources conventionnelles, et ont conduit à une réduction significative des prix et une augmentation du nombre d'entreprises de production y participant. Entre 2013 et 2017, le prix nominal des offres retenues a chuté de 130 à 32.5 USD/MWh. Les appels d'offres s'inscrivent dans le schéma des contrats d'achat d'électricité avec les compagnies de distribution et ont eu comme résultat la construction de capacités d'énergie renouvelable sans subventions.

En Allemagne, les sources d'électricité renouvelable sont supportées principalement à travers une prime de marché déterminée par un schéma d'appels d'offres concurrentielles. Les appels d'offres considèrent des groupes de technologies avec l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque en compétition directe l'un avec l'autre. Les offres ont conduit à une réduction importante des prix et favorisent la technologie la plus rentable dans chaque groupe. En Allemagne, cette approche a conduit à moins d'éolien terrestre et à plus de solaire photovoltaïque.

Le Royaume-Uni suit une approche similaire en fournissant différents supports aux technologies moins matures (comme l'éolien offshore et la cogénération biomasse) par rapport aux technologies plus matures (comme l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque) via un dispositif de "*Contrats pour la Différence*". Ce dispositif a permis des investissements substantiels et des réductions de coûts dans les technologies d'énergie renouvelable, spécialement dans l'éolien offshore.

L'Afrique du Sud a aussi réalisé une réduction importante de coûts à travers plusieurs cycles de soumissions successifs de son programme d'achat compétitif. Le programme a fixé la capacité de production totale d'électricité mise aux enchères sur un nombre spécifique d'appel d'offres. Des plafonds de capacité de production ont été fixés par technologie. Des plafonds ont en outre été fixés en fonction de la taille du projet et du prix maximum par technologie.

Comme les subventions aux énergies renouvelables ont chuté pour toutes les technologies, les pays semblent favoriser les technologies les moins coûteuses par rapport à celles moins compétitives, surtout quand le poids des subventions commence à peser sur les secteurs électriques.

### ***Gérer rigoureusement le coût du soutien aux sources d'énergie renouvelable***

L'introduction d'une capacité significative d'énergies renouvelables dans le réseau électrique a un coût. Ceci est particulièrement vrai pour les pays qui se sont lancés tôt et ont consenti des subventions importantes pour rendre matures les nouvelles technologies, dont certaines comme l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque sont devenues compétitives. En règle générale, les subventions importantes et les mécanismes politiques qui n'ont pas réussi à plafonner les coûts des subventions à des niveaux économiquement viables, ont eu des répercussions financières négatives dans certains pays et ont conduit à des changements de politiques rétroactifs ou à des renégociations des contrats énergétiques.

De telles interventions sapent la confiance des investisseurs et peuvent handicaper la poursuite du développement des technologies renouvelables et des industries associées dans le pays.

Entre 2005 et 2012, l'Espagne a développé rapidement sa capacité en énergies renouvelables, supportée en grande partie par des mécanismes très attractifs de tarifs de rachat garanti. A la même période, l'Espagne a installé 2.3 GW de solaire CSP et a développé la plus grande industrie de cette technologie au monde.

Le mécanisme de tarifs de rachat garanti n'a pas réussi à faire baisser les coûts, de même la tarification généreuse et l'absence d'un plafond au soutien de l'État a entraîné le développement du solaire CSP au-delà des objectifs escomptés par les autorités publiques. Cela a contribué à l'accumulation d'un déficit tarifaire important dans le système électrique espagnol. Pour le contrôler, le gouvernement a pris diverses mesures, parmi lesquelles l'arrêt des subventions aux installations CSP existantes.

Ces ajustements rétroactifs de la politique de soutien, et l'échec des politiques ultérieures de soutien à donner aux investisseurs une transparence sur les rendements escomptés durant la durée de vie des installations ont érodé la confiance des investisseurs et ralenti le développement des énergies renouvelables. Depuis 2012, aucune nouvelle installation CSP n'a été développée en Espagne, laissant l'industrie CSP espagnole développer des projets uniquement à l'étranger.

L'Afrique du Sud a réussi avec succès à attirer l'investissement privé dans les énergies renouvelables à travers des programmes d'achat publics compétitifs. Ces derniers ont permis le développement rapide des énergies renouvelables, la réduction des coûts et des niveaux élevés de valeur ajoutée locale (contenu local).

Toutefois, le programme a engendré des problèmes avec l'opérateur national Eskom, qui doit signer les contrats d'achat d'électricité avec les soumissionnaires retenus. L'entreprise a enregistré des pertes records et connaît des difficultés financières sérieuses.

Ces dernières années, Eskom a renégocié sans mandat les tarifs avec les producteurs indépendants d'électricité et a refusé de signer des contrats d'achat d'électricité. Le succès du programme sud-africain de développement des énergies renouvelables restait conditionné par la capacité d'Eskom à connecter les installations au réseau, ces dernières ayant le droit aux subventions une fois qu'elles deviennent opérationnelles, même si elles ne sont pas encore connectées au réseau. Mais Eskom n'a pas réussi à connecter à temps plusieurs installations.

L'expérience sud-africaine montre l'importance de considérer avec soin les capacités financières du secteur électrique à mettre en œuvre et à supporter financièrement les projets d'énergies renouvelables.

Alors que le coût de support à l'électricité renouvelable est un peu caché par le système de régulation du tarif de l'électricité en Espagne et en Afrique du Sud, la loi sur les énergies renouvelables est transparente sur le coût de subvention de l'électricité renouvelable en Allemagne. Tous les tarifs de rachat garanti et les primes de marché donnent lieu à une seule surcharge répercutée directement sur le consommateur.

L'Allemagne ayant été parmi les premiers pays à adopter le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre, elle a payé des subventions importantes pour rendre ces technologies matures. Alors que les coûts des énergies renouvelables baissent rapidement, les allemands continueront à payer un prix élevé pour leur électricité renouvelable, en particulier pour couvrir les coûts des premières installations, lorsque les technologies renouvelables étaient encore immatures. Le surcoût est passé de 2.05 à 6.79 cent/kWh entre 2010 et 2018 et devrait encore augmenter avant de plafonner en 2023 puis baisser pour atteindre le niveau de 2018 en 2035. Rien qu'en 2018, les consommateurs ont payé un total de 24 milliards d'euros de subventions à l'électricité renouvelable.

Comme les prix des technologies renouvelables matures comme l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque ont baissé significativement ces dernières années, les pays qui planifient une capacité additionnelle en énergies renouvelables devraient être capables de le faire à des coûts plus bas et sans avoir à handicaper leurs secteurs d'électricité par des subventions élevées aux technologies immatures.

### ***Favoriser les investissements du secteur privé et réaliser l'intégration industrielle***

Pour financer le développement de l'énergie renouvelable, les pays ont besoin d'attirer des investissements du secteur privé. Leur objectif est de capter localement une grande part de la chaîne de valeurs, pour permettre à l'économie locale de bénéficier du développement des énergies renouvelables et pour justifier les coûts élevés des subventions. Les études de cas de cette analyse comparative illustrent comment ces objectifs ont été atteints ou pas.

Les exemples de l'Afrique du Sud et du Chili soulignent l'importance d'un processus d'appels d'offres efficace, transparent et cohérent pour attirer l'investissement privé dans les énergies renouvelables. Avant de lancer leurs programmes, l'intérêt pour et la participation aux appels d'offres étaient limités à quelques entreprises locales et les coûts étaient restés élevés. De plus, l'Afrique du Sud avait ajusté fréquemment les conditions de son programme de tarifs de rachat garanti, ce qui avait créé incertitudes et mécontentement chez les développeurs de projets.

Le programme d'achat public sud-africain a été développé en ayant conscience des insuffisances institutionnelles historiques du secteur de l'électricité.

La clôture des contrats avec les producteurs d'électricité indépendants avait échoué sous la responsabilité d'Eskom, en partie à cause du manque de moyens et de compétences, mais aussi parce qu'Eskom n'était pas prête à affaiblir sa position de monopole dans le secteur de l'énergie.

L'élaboration du programme a donc été déléguée par le Département de l'Énergie à l'unité Partenariat Public-Privé (PPP) du Trésor National, qui a mis en place un groupe d'experts techniques et juridiques et des conseillers privés locaux et internationaux expérimentés en matière de conclusion de contrats de partenariats publics-privés. Pour créer la confiance et assurer un haut niveau de transparence, l'équipe a engagé un dialogue très large avec le secteur privé durant toute la durée du processus, a maintenu des normes exigeantes en termes de documentation, a créé un site web d'information et a respecté les échéances du programme.

Aussi bien le Chili que l'Afrique du Sud ont réussi à attirer un grand nombre d'entreprises internationales pour participer aux appels d'offres concurrentielles et ont obtenu des réductions de coûts importantes. En incluant des critères d'évaluation non financiers bien définis dans son programme, l'Afrique du Sud a réalisé un niveau de contenu local important dans les projets d'énergies renouvelables retenus suite aux appels d'offres.

L'investissement privé dans la chaîne de valeurs locale des énergies renouvelables requiert un haut niveau de confiance dans le Gouvernement et une feuille de route claire sur le long terme pour le développement local de technologies renouvelables. A cet égard, l'industrie de l'éolien offshore au Royaume Uni est une réussite en termes de gestion de l'innovation et de coopération entre le secteur public et le secteur privé.

Dès le début, les autorités publiques ont collaboré avec les partenaires industriels et les développeurs de projets (principalement étrangers), en créant des partenariats industriels pour définir conjointement le futur du secteur de l'éolien offshore au Royaume-Uni. Ces partenariats industriels ont amené les parties prenantes industrielles et les décideurs politiques à collaborer et ont été essentiels pour aligner les plans gouvernementaux avec les engagements des industriels.

Les pouvoirs publics ont également défini des objectifs ambitieux pour le développement de l'éolien offshore à moyen et long terme avec des scénarios pessimiste et optimiste. Ils ont fait un lien clair entre l'ambition de plus de développement de la technologie offshore et la preuve d'une réduction des coûts par l'industrie, tout en assurant l'augmentation de la valeur ajoutée locale (contenu local). Avec l'industrie, ils ont aussi aligné leurs objectifs pour l'export au fur et à mesure que le marché mondial de l'éolien offshore se développait.

Le Royaume-Uni a reconnu très tôt que l'éolien offshore pouvait jouer un rôle important pour atteindre les objectifs du programme national des énergies renouvelables. Le développement d'une industrie locale pour l'éolien offshore a été identifié comme une des meilleures façons de réduire les coûts. Alors que la technologie était encore à ses débuts, un large support à l'innovation, à travers des installations de tests et d'essais et le financement d'instituts de recherche ont été assurés par des fonds publiques.

Avec l'objectif de déployer l'éolien offshore à grande échelle, les autorités publiques ont identifié plusieurs barrières à la chaîne d'approvisionnement pour faire baisser les coûts et se sont focalisées sur un petit nombre de contraintes importantes, là où l'implication du secteur public peut avoir un impact significatif, comme le développement de ports et les installations de fabrication au niveau des ports.

Aujourd'hui, le secteur de l'éolien offshore a pour objectif d'atteindre 60% de la valeur ajoutée locale (contenu local) pour les installations devant être mises en service à partir de 2030 et a réussi à attirer 48% de l'investissement global dans l'éolien offshore depuis 2010.

L'Espagne a commencé à accélérer le développement des énergies renouvelables à peu près au même temps que le Royaume Uni. Elle avait un avantage comparatif similaire avec un potentiel national important pour la technologie CSP, des entreprises performantes et la capacité de développer une industrie locale compétitive. Jusqu'à 2011, les politiques espagnoles, axées sur les tarifs de rachat garantis et les primes de rachat, ont supporté le développement d'une industrie nationale CSP solide.

En 2014, l'industrie espagnole CSP avait développé 75% de la puissance nationale installée et plus de 55% de la puissance mondiale installée. Toutefois, la politique espagnole avait sous-estimé le coût total du support et n'avait pas réussi à plafonner le montant total des subventions. Il en a résulté un changement de politique en 2011/2012, qui a conduit à l'arrêt brutal du développement du CSP en Espagne, forçant l'industrie espagnole à ne plus compter que sur le marché international. Comme la technologie CSP est beaucoup plus localisée et industrialisée que la technologie photovoltaïque, la part du contenu local plus élevée au niveau des contrats internationaux, limite le potentiel de l'industrie espagnole.

## Chili

### 2.1.3. Profil du pays

Le Chili est situé sur la côte pacifique de l'Amérique du Sud et son littoral s'étend sur 6 435 km. La géographie de ce pays, long de 4 300 km avec une largeur moyenne de 175 km entre l'océan pacifique et la cordillère des Andes lui confère une topographie et un climat diversifiés, allant de l'un des déserts les plus arides du monde au Nord, à un climat froid alpin au Sud en passant par un climat de type méditerranéen au centre.

Le pays compte 18 millions d'habitants, dont 87% vivent en zone urbaine. Le produit intérieur brut (PIB) par habitant (mesuré en parité de pouvoir d'achat) était de 24 600 USD en 2017, le plus élevé d'Amérique du Sud. Entre 2003 et 2013, le taux de croissance moyen du PIB réel était de 4,65%, ralentissant à environ 2% ces dernières années. En 2017, le secteur tertiaire représentait 63,0% du PIB, celui de l'industrie 32,8% et le secteur agricole, forestier et halieutique 4,2%. L'économie est axée sur les exportations, le cuivre étant le principal produit d'exportation. La part de l'extraction du cuivre dans le PIB est tombée de 14,7% à 7,3% entre 2010 et 2016, le secteur des services ayant pris le rôle de moteur de la croissance économique (CIA, 2020).

Le Chili importe la majorité de son approvisionnement énergétique. Le pétrole est la principale source d'énergie primaire, suivi par les biocarburants (le bois de chauffage en particulier) et le charbon. La demande d'électricité augmente rapidement et devrait doubler d'ici 2050. Le Chili possède en 2020 une puissance installée totale de 24,8 GW (CIA, 2020), en hausse de 85% par rapport à 2005 et a une pointe de consommation électrique de 11 GWh. Depuis 2005, la demande globale d'électricité a augmenté de 42% en phase avec la croissance du PIB, en hausse de 40% (IEA, 2018).

### **Profil énergétique**

Trois entités gouvernementales ont en charge la conception et la réglementation ainsi que l'exécution et l'application des politiques énergétiques dans le secteur de l'électricité au Chili. Le ministère de l'Énergie, créé en 2010, est chargé d'élaborer et de coordonner la politique énergétique nationale et de superviser le travail des autres organisations du secteur.

Une Commission nationale de l'énergie (Comisión Nacional de Energía, CNE) veille à ce que l'approvisionnement énergétique soit suffisant, sûr et économique. La Surintendance de l'électricité et des combustibles (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) surveille les marchés de l'énergie, leur conformité et délivre des concessions.

La gestion des infrastructures et du réseau électrique national est la responsabilité du Coordinateur national de l'électricité (Coordinador Eléctrico Nacional). Le ministère de l'Énergie est responsable de la planification et de la réglementation du secteur de l'énergie, laissant à la Commission nationale de l'énergie la responsabilité de la mise en œuvre.

Le Chili vise à répondre à sa demande croissante en électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. La baisse rapide des coûts des technologies et les bonnes ressources solaires et éoliennes dont dispose le pays ont accru la compétitivité des sources d'énergie renouvelable et ont permis au gouvernement chilien de promouvoir ces technologies sans avoir recours à des subventions publiques directes.

L'Argentine, principal fournisseur de gaz au Chili, a connu une crise énergétique en 2004-2007 et a par la suite, réduit ses livraisons de gaz naturel à ce pays. La part de production d'électricité à partir du charbon a alors considérablement augmenté, représentant 41% de la production d'électricité en 2016, devant l'hydroélectricité (25%) et le gaz naturel (16%).

La production d'énergie éolienne et solaire augmente, mais leur part dans la production totale d'électricité en 2016 était faible, respectivement 2.9% et 3.3%. Du fait de politiques publiques réussies, la production d'énergie renouvelable augmente rapidement avec des études d'impact environnemental approuvées pour une capacité de plus de 29 GW, la plus grande partie étant relative à l'énergie solaire. Des projets de capacités supplémentaires sont en cours d'évaluation (IEA, 2018).

### ***Développement des énergies renouvelables***

Le pays a fixé des objectifs ambitieux pour la part d'énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité : 60% en 2035 et 70% d'ici 2050. Il s'est aussi engagé à réduire de 30% les émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de l'accord de Paris.

La part croissante des énergies renouvelables dans la production d'électricité chilienne, en particulier celle du solaire photovoltaïque, a entraîné un surplus de production d'électricité dans certaines parties du réseau et les infrastructures de transmission peinent à suivre. Cette situation souligne l'importance des technologies de stockage d'énergie pour assurer la stabilité du réseau. Sur la base des projections de croissance de sa demande d'électricité, le Chili ne devrait presque pas augmenter sa capacité actuelle de production d'électricité conventionnelle pour atteindre son objectif de 60% d'énergies renouvelables d'ici 2035.

Cependant, plusieurs centrales à charbon sont actuellement en construction et l'intermittence du solaire et de l'éolien impose des contraintes de stabilité sur le réseau. Le Chili n'a qu'une seule connexion électrique transfrontalière et doit produire la quasi-totalité de son électricité à l'intérieur du pays.

A long terme, les pays andins et l'Argentine s'emploient à créer un marché régional de l'électricité pleinement intégré.

Une loi datant de 2016 sur la transmission a créé un gestionnaire de réseau de transport unique et indépendant. Elle a aussi permis de mettre en place un réseau électrique national unique grâce à l'interconnexion de plusieurs réseaux régionaux auparavant indépendants. La loi limite la propriété croisée dans le secteur de l'électricité, interdisant aux sociétés de transport d'avoir des parts dans une société de distribution ou de production et limitant en contre partie la part des sociétés de distribution et de production dans le réseau national de transport à 8% par société et 40% au total.

Le réseau de transport sature et représente un goulot d'étranglement dans le développement des énergies renouvelables au Chili. En 2016, alors que le solaire photovoltaïque et l'éolien ne représentaient que 6% du mix énergétique, le pays était déjà confronté à des défis d'intégration car la plupart des centrales solaires photovoltaïques mises en service se trouvent dans le Nord du pays.

Dans certains nœuds du réseau, les prix sont fréquemment tombés à zéro et la baisse forcée de production qui s'ensuit a affecté négativement les recettes des centrales électriques. Plusieurs lignes à haute tension sont prévues afin de réduire cette congestion. Pour soutenir l'intégration des énergies renouvelables et accroître la flexibilité du réseau, les centrales thermiques au charbon et les centrales hydroélectriques pourraient être réaménagées.

Plus de 160 entreprises sont actives dans le secteur de la production, mais bon nombre d'entre elles sont en réalité des filiales des grandes entreprises Engie, ENEL, AES Gener et Colbún. En 2016, ces quatre sociétés représentaient 74% de la capacité installée dans le pays et 83% de la production électrique totale.

Au total, 32 sociétés de distribution possèdent des concessions pour des régions données du Chili. Elles doivent garantir un approvisionnement permanent en électricité pour répondre à la demande des consommateurs du marché réglementé dans leur zone de concession. Les consommateurs aux tarifs réglementés représentent 55% des achats d'électricité. En général, les tarifs réglementés s'appliquent à tous les consommateurs ayant une consommation de pointe inférieure à 5 MW.

Les sociétés de distribution assurent l'approvisionnement en électricité de leurs clients grâce à des contrats d'achat d'électricité à long terme. Le marché des contrats d'achat, qui s'adresse également aux gros consommateurs, est complété par un marché au comptant (*spot*) géré par la Commission nationale de l'énergie, dans lequel seuls les producteurs peuvent acheter et vendre de l'électricité. Les clients sont facturés sur la base de la moyenne pondérée des prix des contrats d'achat d'électricité à laquelle s'ajoute des frais d'acheminement (transport et distribution).

L'électricité coûte cher au consommateur final et le gouvernement tente de réduire les tarifs et d'encourager la concurrence en introduisant de nouvelles réglementations sur les appels d'offres. Les producteurs soumissionnent aux appels d'offres, pour divers lots d'approvisionnement (formulés par tranche horaire par exemple 24/7, de nuit, ...) en se basant sur une capacité nouvelle ou existante et concluent des contrats d'achat d'électricité d'une durée maximale de 20 ans avec les sociétés de distribution. Les appels d'offres sont organisés par la Commission nationale de l'énergie après concertation avec les sociétés de distribution sur la conception de l'appel d'offres et sur la demande d'électricité.

L'Agence Internationale de l'Énergie souligne que les contrats à long terme peuvent entraver la concurrence et l'innovation dans par exemple la réponse à la demande. Elle recommande que des appels d'offres supplémentaires à plus court terme soient mis en place et qu'ils soient disponibles pour toutes les puissances de production du marché.

Les appels d'offres d'électricité chiliens sont technologiquement neutres et ont permis non seulement de considérablement réduire les prix, mais aussi d'augmenter le nombre de producteurs y participant. Entre 2013 et 2017, le prix nominal de l'électricité atteint suite à ces appels d'offre est passé de 130 à 32,5 USD/MWh. Si le pays maintient sa trajectoire, il pourra atteindre 60% de production d'électricité renouvelable d'ici 2035 à bas coût. La combinaison de l'énergie solaire, éolienne et hydroélectrique pourrait même permettre une flexibilité suffisante sans génération conventionnelle supplémentaire si le réseau de transport est considérablement amélioré. Les appels d'offres chiliens ont pour conséquence la construction d'une capacité de production d'énergie renouvelable sans subventions, ce qui est un excellent exemple pour d'autres pays qui subventionnent encore fortement les énergies renouvelables. (IEA, 2018)

#### **2.1.4. Étude de cas : Comment le Chili a réussi sa politique énergétique et est devenu un marché attractif pour les investissements dans les énergies renouvelables**

La géographie unique du Chili, d'une longueur de 4 300 km et d'une largeur moyenne de seulement 177 km, pose des défis au développement d'une infrastructure énergétique cohérente et interconnectée. Mais le pays possède aussi un potentiel remarquable pour les énergies renouvelables.

Le Chili abrite avec le désert d'Atacama des ressources d'énergie solaire parmi les plus abondantes au monde et possède en plus un grand potentiel pour l'éolien terrestre et l'hydroélectricité grâce à son long littoral parallèle à la plus longue chaîne de montagnes du monde. Selon une étude du ministère chilien de l'Énergie et de l'Agence allemande de coopération internationale pour le développement, le potentiel solaire photovoltaïque est estimé à 1 263 GW, le solaire thermique à concentration à 548 GW et l'énergie éolienne à 37 GW (Bersalli, 2019)

Le secteur chilien de l'énergie a connu de grands changements ces dernières années. En 2013, seulement 5% de l'électricité du pays était produite à partir de sources renouvelables. Ce chiffre a plus que triplé pour atteindre 18% en 2018. Avant 2014, le contexte énergétique du Chili était complexe. Le secteur a été affecté par une interruption de l'approvisionnement en gaz en provenance d'Argentine, des périodes de sécheresse, l'opposition de la société civile aux grands projets de centrales et des investissements limités dans les infrastructures de production et de transport. En 2013, les prix du marché se situaient entre 108 et 112 USD / MWh.

En 2015, le Chili a adopté sa " Politique Énergétique Nationale 2050". Le secteur de l'électricité s'est rapidement développé depuis et le Chili est devenu une destination attrayante pour les investissements dans les énergies éolienne et solaire.

#### ***Politique énergétique 2050 du Chili***

Les objectifs de la stratégie énergétique nationale 2050 sont ambitieux. Celle-ci est censé guider la transition énergétique chilienne en transformant ce pays, souffrant d'une faible sécurité énergétique avec une forte dépendance aux importations de combustibles fossiles pour répondre à sa demande d'énergie primaire, en un pays au secteur énergétique autosuffisant qui fournit des services énergétiques fiables et abordables, tout en découplant la consommation d'énergie de la croissance du PIB.

De plus, en 2019, le gouvernement chilien a annoncé un plan de neutralité carbone 2050, qui appelle à la fermeture de plusieurs centrales électriques à charbon d'ici 2025, et de la totalité de la capacité installée d'ici 2050 (Nasirov, S., Cruz, E., Agostini, C., & Silva, 2019).

La politique énergétique repose sur quatre piliers, avec pour chaque pilier des objectifs et un plan d'action spécifique à l'horizon 2035 et 2050.

**Figure 18 : Les quatre piliers de la politique énergétique 2050 du Chili**



Source : (Ministerio de Energia, 2015)

La politique énergétique nationale du Chili à l'horizon 2050 compte 20 objectifs principaux, 10 à l'horizon 2035 et 10 à l'horizon 2050. Vu que cette politique s'adresse à l'ensemble du secteur de l'énergie, seules certaines politiques clés concernant spécifiquement le développement des énergies renouvelables sont examinées ci-après.

### **Quotas d'énergie renouvelable**

Les producteurs d'électricité avec une capacité installée supérieure à 200 MW doivent certifier qu'un certain pourcentage de l'électricité produite provient de sources renouvelables. Le pourcentage requis était de 5% en 2013 et augmente chaque année jusqu'à atteindre 20% en 2025. Les entreprises qui ne respectent pas le quota reçoivent une amende d'environ 30 USD par MWh. Le montant de l'amende augmente si une entreprise n'est pas conforme plus de trois années de suite.

### **Distribution et appels d'offres**

La distribution d'électricité est gérée via des concessions. Chaque concessionnaire doit assurer un approvisionnement permanent en électricité pour répondre à la demande des consommateurs du marché réglementé au sein de sa zone de concession. Les tarifs réglementés s'appliquent à tous les clients avec des connexions inférieures à 5 MW (des exceptions sont possibles pour les clients avec des connexions supérieures à 0,5 MW), ce qui représente environ 55% des achats d'électricité.

Pour l'approvisionnement de leurs clients aux tarifs réglementés, les distributeurs concluent des contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans qui résultent d'appels d'offres ouverts et technologiquement neutres. Le prix pour le consommateur final comprend le coût de production de l'électricité émanant des contrats conclus, auquel s'ajoutent des frais de transport et de distribution.

Un système de rééquilibrage garantit que les prix de l'électricité dans les différentes zones de concession ne diffèrent pas de plus de 5%.

Le ministère de l'Énergie est responsable de la mise en place de la politique énergétique et des règles des appels d'offres. Ces derniers sont organisés par la Commission nationale de l'énergie, qui est également chargée de superviser les normes techniques auxquelles les sociétés de production, de transport et de distribution doivent se conformer, et les contrats qui sont signés entre les producteurs remportant les enchères et les sociétés de distribution en tant qu'acheteurs. Lors des enchères, les entreprises peuvent soumissionner leurs offres en fonction des capacités existantes ou nouvelles.

La Commission nationale de l'énergie (CNE) consulte les distributeurs pour leurs projections de l'offre et de la demande et décide du volume de l'offre mise aux enchères et d'un prix plafond pour les offres. Si les projections de l'offre et de la demande s'avèrent inexactes ou si les projets sont retardés, la CNE peut lancer un appel d'offres à court terme. L'appel d'offres distingue plusieurs lots de production d'électricité, formulés par tranches horaires (toute l'année 24/7, trimestriel, de jour ou de nuit). Cela permet aux technologies intermittentes de participer aux enchères sans avoir à incorporer une composante de stockage coûteuse.

Le fait de permettre aux producteurs de ne soumissionner que pour un lot ou sous-lot a considérablement augmenté le nombre de participants et la diversité des technologies de production retenues aux enchères. Avant cette réforme datant de 2014 les enchères favorisaient généralement les sources conventionnelles et les trois principaux producteurs en place (Nasirov, S., Cruz, E., Agostini, C., & Silva, 2019).

Entre 2014 et 2015, le Chili a mis en œuvre plusieurs changements dans la conception des enchères pour permettre aux énergies renouvelables de concurrencer les sources conventionnelles. Le Tableau 05 suivant résume ces modifications.

**Tableau 05 : Changements dans la conception des enchères depuis 2014**

Paramètres de conception	Formule précédente	Formule actuelle
Durée du contrat	15 ans	20 ans
Délai pour la construction du projet	3 ans	5 ans
Mécanisme de révision des prix	non disponible	disponible
Gestion des enchères	sociétés de distribution	Commission Nationale de l'Énergie
Possibilité de reporter/d'abandonner et de transférer le contrat	non	oui
Lots d'approvisionnement	bloc unique de 24h	plusieurs blocs et sous-blocs
Prix plafond	public	confidentiel
Indexation du contrat	non	contrats en USD indexés sur l'inflation

Source : (Nasirov, S., Cruz, E., Agostini, C., & Silva, 2019)

Comme mentionné ci-dessus, depuis 2014 les enchères prennent en compte à la fois la production de base d'électricité et l'approvisionnement horaire, ce qui permet aux sources d'énergie renouvelable de faire directement la concurrence aux sources conventionnelles.

### **Production décentralisée, autoconsommation et facturation nette**

Les petits producteurs peuvent participer au marché « spot » de l'électricité et sont garantis d'avoir une connexion aux réseaux électriques. La facturation nette s'applique aux petits consommateurs disposant de leurs propres générateurs d'électricité renouvelable ou d'installations de cogénération de maximum 100 kW. Ceux-ci n'ont pas besoin de s'inscrire auprès de la Commission nationale de l'énergie CNE et peuvent injecter leur surplus d'électricité dans le réseau, en le revendant directement à la société de distribution. Les générateurs plus grands doivent s'inscrire auprès de la CNE et sont coordonnés en tant que petits systèmes de production décentralisée.

### **Attribution de terres publiques pour des projets d'énergie renouvelable**

Le ministère de l'Énergie collabore avec le ministère des domaines de l'Etat pour permettre aux investisseurs d'utiliser des terres publiques pour développer des projets d'énergie renouvelable au travers de concessions. Les concessions sont accordées pour 35 ans et requièrent la mise en service des centrales électriques dans les 10 années qui suivent la signature du contrat de concession.

En 2016, le Chili a vendu aux enchères 3 000 hectares de terres à fort potentiel d'énergies renouvelables dans plusieurs endroits du pays. Fin 2016, 15% de l'éolien terrestre installé et 7% de la capacité solaire étaient situés sur des terres publiques. Près de la moitié des projets éoliens et solaires en cours de développement ou en construction se trouvent sur des terres publiques.

### ***Processus de conception de la politique énergétique***

La création d'un ministère de l'Énergie en 2010 a été une étape majeure dans le développement institutionnel du secteur énergétique chilien. Le pays a ensuite créé une Agence chilienne pour l'efficacité énergétique et un seul Coordinateur national de l'électricité en tant qu'opérateur indépendant du système de transport.

La loi de 2016 qui a marqué la création de cet opérateur a également renforcé le rôle de l'État dans l'expansion du réseau de transport, aboutissant à l'interconnexion des deux principaux réseaux électriques auparavant séparés, le système interconnecté central et le système interconnecté du Nord et à la création d'un système électrique national.

L'élaboration d'une stratégie énergétique à court terme sur 2014-2018 et d'une politique énergétique à long terme jusqu'en 2050 a été menée par le ministère de l'énergie. Ce travail a inclus de larges consultations publiques avant d'être adopté. Il est devenu un exemple international de la manière dont les gouvernements peuvent impliquer la société civile dans la conception de la politique énergétique (IEA, 2018).

Le Chili a choisi une approche ascendante pour définir sa politique énergétique nationale. Le ministère de l'Énergie a mis en place en 2014 la Division de la participation et du dialogue social dans le but de permettre une participation transparente à l'élaboration des programmes et politiques publiques, et aussi de prendre en compte les droits et préoccupations des populations autochtones. Il a mis en place un processus de consultation exhaustif sur la politique énergétique nationale 2050, appelé « Energy 2050 ». Ce processus prévoit quatre étapes de développement et trois niveaux de participation.

**Figure 19 : Processus de participation "Energy 2050"**



Source : *Elaboré par les auteurs*

Les étapes de développement ont considéré la constitution de panels thématiques, l'établissement d'une feuille de route, le développement de la politique énergétique et la promotion de cette politique. Les niveaux de participation ont impliqué un niveau politique et stratégique (comité consultatif), un niveau technique (groupe de travail) et un niveau de consultation du public, à travers une plateforme citoyenne et des ateliers.

"Energy 2050" a duré deux ans, a suivi les quatre stades de développement prévus et a toujours pris en compte deux horizons :

- 1) Le court terme : travail sur les normes, les politiques et les réglementations pour garantir la faisabilité technique et la durabilité.
- 2) Le moyen et le long terme : discussion des aspects stratégiques et technologiques.

Les conclusions des "panels thématiques" du premier stade ont été utilisées comme points de départ pour le travail d'un comité consultatif. Le résultat principal de ce comité était la feuille de route 2050, qui a été élaborée en deux phases. Durant de la première phase, des groupes d'expert ont formulé leurs visions jusqu'en 2050 pour chaque sous-secteur clé de l'énergie.

Durant la seconde phase, les visions du sous-secteur ont été utilisées pour définir six axes stratégiques avec des objectifs fixés par axe jusqu'en 2035 et 2050. A chacune des deux premières étapes de développement, les trois niveaux de participation ont été représentés et les différentes parties prenantes concernées ont été entendues en fonction des thèmes et régions couverts.

Des panels et des conférences ont eu lieu dans tout le pays pour permettre une participation diverse, auxquels se sont ajoutés des sondages en ligne pour prendre en compte l'apport direct des citoyens (IEA, 2018).

**Figure 20 : Axes stratégiques de la feuille de route 2035 et 2050 dérivés des visions du sous-secteur jusqu'en 2050**



Source : (Ministerio de Energia, 2015)

Sur la base de la feuille de route et des objectifs définis, le ministère de l'Énergie a élaboré la politique énergétique nationale 2050.

### **Impact sur le développement des énergies renouvelables**

Trois ou quatre producteurs dominaient le marché de l'électricité au Chili et les prix ont augmenté après que l'Argentine ait décidé en 2009 de limiter l'approvisionnement en gaz naturel du pays. Les appels d'offres depuis la mise en œuvre de la "*politique énergétique 2050*" ont eu non seulement un impact sur les prix et les choix technologiques, mais ont aussi permis d'intensifier la concurrence.

Le Chili a attiré beaucoup d'investissements étrangers dans les énergies renouvelables, surtout pour les énergies solaire et éolienne terrestre, et a réussi à obtenir des prix bas pour de nouveaux projets dans ses appels d'offres technologiquement neutres. Les projets éoliens et solaires choisis lors des appels d'offres de 2016 et 2017 sont déjà en cours de construction et cela sans subventions. La vente aux enchères de 2017 pour la période de 2024 à 2044 a été conclue à un prix de 32,5 USD/MWh (IEA, 2018).

Le fait de permettre aux producteurs de soumissionner pour des blocs horaires spécifiques a considérablement augmenté le volume des offres d'énergie renouvelable retenues et a augmenté le nombre de participants de trois opérateurs historiques (Endesa, Colbún et AES Gener) à 84 lors de la vente aux enchères de 2016. La technologie solaire photovoltaïque a émis une offre record de 21,48 USD/MWh en 2017, démontrant qu'elle pouvait concurrencer directement les technologies de production conventionnelle et cela sans aucune subvention.

En 2018, Bloomberg New Energy Finance a classé le Chili au premier rang des pays les plus attractifs pour les investissements dans les énergies renouvelables, et cela sur la base de ses politiques gouvernementales fortes, de son bilan éprouvé en termes d'investissement dans les énergies propres et de son engagement de décarbonation malgré les contraintes du réseau (Bersalli, 2019).

### ***Limites et perspectives***

Depuis la mise en œuvre de la nouvelle politique énergétique du Chili en 2015, les appels d'offres concurrentiels ont fortement réduit le coût de production de l'électricité dans toutes les technologies.

Etant donné que les distributeurs concluent des contrats d'achat à long terme avec les producteurs, la concurrence pourrait être entravée sur une longue période, ce qui nuirait éventuellement aux consommateurs. En général, un marché de vente de l'électricité monopolistique, basé sur des concessions tel que celui du Chili pourrait nécessiter une réglementation constante pour stimuler l'innovation dans l'offre d'électricité et la réponse à la demande (IEA, 2018).

Dans l'ensemble, les changements opérés dans le secteur de l'énergie au Chili, tels que les enchères d'énergie, ont profité principalement aux grandes entreprises. Sur une capacité installée de 22,5 GW en 2018, seulement 18,3 MW représentaient une production décentralisée participant au système de facturation nette. Le réseau chilien bénéficierait fortement de plus grandes quantités de production décentralisée, mais il n'y a pas d'incitations adéquates, comme celle des tarifs de rachat garantis en place, qui complètent les enchères pour les grandes capacités (Proano, 2018, July 9).

L'augmentation du nombre de projets d'énergies renouvelables retenus lors des ventes aux enchères récentes suscite désormais des préoccupations quant à la manière de transmettre l'électricité et d'assurer des réserves de capacité suffisantes. Le solaire CSP pourrait être une solution, mais trois des cinq centrales approuvées ces dernières années ont été abandonnées.

Cependant, le groupe "Cerro Dominador", développeur de la première centrale CSP du Chili, a déclaré qu'il préparait une offre à un prix compétitif pour le projet CSP Likana de 450 MW du Chili pour la prochaine vente aux enchères prévue en juin 2020.

Alors que le Chili ferme ses centrales au charbon dans le cadre de son plan de neutralité carbone, il sera intéressant de voir s'il peut combler avec le CSP le manque de capacité dispatchable.

"Cerro Dominador" étudie actuellement d'autres projets dans le nord du Chili qui déploieraient une technologie de tours solaires à plus grande échelle avec une capacité de stockage pour maximiser la compétitivité pendant les heures de demande de pointe du soir (New Energy Update, 2019, November 27).

## Allemagne

### 2.1.5. Profil du pays

L'Allemagne est située en Europe centrale, bordée au Nord par la mer Baltique et la mer du Nord et au Sud par les Alpes. Elle a un littoral de 2 389 km et un climat continental tempéré avec une influence océanique. Environ un tiers des terres sont des forêts et la géographie du pays comprend un mélange de plaines au Nord, de montagnes moyennes au centre et des Alpes bavaroises au Sud.

C'est le pays le plus peuplé d'Europe. Ses 83 millions d'habitants sont répartis de manière assez uniforme dans la majeure partie du pays. Les zones urbaines attirent des populations plus importantes et plus denses (77,5%), en particulier dans la zone ouest du *Land* industriel de Rhénanie-du-Nord-Westphalie. Le PIB par habitant (mesuré en parité de pouvoir d'achat) était de 50 800 USD en 2017. L'Allemagne a connu une décennie de croissance économique avec des taux de croissance d'environ 2,5%. En 2017, le secteur tertiaire représentait 74,3% du PIB, celui de l'industrie 24,2% et l'agriculture 1,4%. L'économie allemande est axée sur les exportations, les principaux produits d'exportation étant les voitures et camions, les machines, les produits chimiques et les produits informatiques et électroniques (CIA, 2020a).

L'Allemagne importe une grande partie de sa consommation d'énergie primaire, le pétrole étant la source d'énergie la plus importante. Le pays possède le plus grand approvisionnement total en énergie primaire des pays membres de l'AIE derrière les Etats-Unis et le Japon, mais l'approvisionnement énergétique global est en baisse constante ces trois dernières décennies. Les sources d'énergie renouvelable ont connu une forte croissance au cours des deux dernières décennies, en particulier dans la production d'électricité. En 2016, la puissance installée totale était de 208,5 GW, dont 52% provenaient des énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité (CIA, 2020a).

## **Profil énergétique**

Le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie est responsable du contrôle de la sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité. L'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*, BNetzA) est une haute autorité distincte chargée de soutenir le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel par la libéralisation et la déréglementation.

L'Allemagne vise à augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité à 40-45% d'ici 2025 et 55-60% d'ici 2035 et a donc établi un corridor-cible pour le développement des énergies renouvelables dans la loi sur les énergies renouvelables (loi EEG).

Le plan de transition énergétique allemand vers un approvisionnement énergétique plus propre comprend comme élément clé la fermeture progressive des réacteurs nucléaires du pays d'ici 2022. En outre, l'Allemagne a décidé en 2019 d'interdire toutes les activités d'extraction et d'utilisation du charbon d'ici 2038. Les objectifs allemands en matière d'énergies renouvelables vont bien au-delà de la législation de l'Union Européenne et des politiques d'autres pays européens.

## **Développement des énergies renouvelables**

L'électricité renouvelable est principalement financée par une prime de marché déterminée dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels spécifiques à une technologie, qui sont administrés par l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA) et accordées pour une période tarifaire de 20 ans. En général, toutes les technologies de production d'électricité renouvelable peuvent participer au programme. Les centrales de petite capacité peuvent bénéficier d'un tarif de rachat garanti.

Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables doivent bénéficier d'un raccordement prioritaire au réseau par le gestionnaire de réseau de transport qui est également tenu de donner la priorité à l'électricité renouvelable dans les achats et le transport. La centrale peut vendre de l'électricité directement via un accord d'approvisionnement ou en bourse et réclame la prime de marché au gestionnaire de réseau (RES Legal, 2020, March 30).

Dans certains cas, l'expansion des énergies renouvelables a été ralentie par un manque de renforcement du réseau de transport qui a entraîné, par exemple, le retard de projets éoliens offshore prévus dans le nord de l'Allemagne. Cela était dû en grande partie à l'opposition du public aux lignes électriques aériennes allant du Nord de l'Allemagne, riche en vent, vers les régions hautement industrialisées du Sud du pays. Le problème posé par cette contestation publique a été en partie atténué par l'approbation de câbles souterrains plus coûteux.

Dans l'ensemble, la transition énergétique allemande a été assez coûteuse, en partie en raison de la sortie précoce et progressive du nucléaire et de l'expansion parallèle de la capacité de production de centrales à gaz. La surtaxe sur les énergies renouvelables "EEG" destinée à financer les investissements dans les énergies vertes est ajoutée au prix unitaire de l'électricité.

#### **2.1.6. Etude de cas : Comment l'Allemagne a géré avec transparence les coûts et les tarifs de l'électricité renouvelable**

Le développement des énergies renouvelables s'accompagne généralement d'un débat sur les coûts. La loi allemande sur les énergies renouvelables offre une grande transparence sur le coût de leur subvention, car tous les tarifs de rachat garantis et les primes de marché sont financés par une redevance ("surtaxe EEG") incluse dans le prix de l'électricité facturée au consommateur.

L'Allemagne fait partie des premiers pays à avoir adopté les énergies renouvelables. Elle subventionne depuis 2000 des installations d'énergies renouvelables, qui commenceront à perdre leurs subventions en 2021. La baisse rapide du coût de l'énergie éolienne terrestre, éolienne offshore et solaire photovoltaïque ne sera perceptible qu'en 2022, lorsque le montant annuel total des subventions devrait commencer à baisser. Les nouvelles installations éoliennes terrestres et photovoltaïques en Allemagne, qui se font directement concurrence dans les enchères, perçoivent 49 EUR / MWh.

Malgré les réductions de coûts observées ces dernières années, les consommateurs d'électricité continueront de payer des subventions élevées pour les installations d'énergies renouvelables, en particulier pour celles installées avant le lancement d'appels d'offres concurrentiels en 2017. En 2018, un montant total de 24 milliards d'euros de tarifs de rachat garantis et de primes de marché a été facturé aux consommateurs d'électricité.

L'Allemagne a grandement contribué à la réduction des coûts dans l'ensemble de l'industrie, notamment dans le solaire PV et l'éolien terrestre, avec respectivement 49 GW et 88 GW de puissance installée (Fraunhofer ISE, 2020). Les pays qui veulent accélérer le développement de ces technologies peuvent désormais bénéficier de très faibles niveaux de primes de marché et peuvent augmenter leur production d'électricité renouvelable à un coût relativement bas.

#### ***Structure du marché, propriété et réglementation***

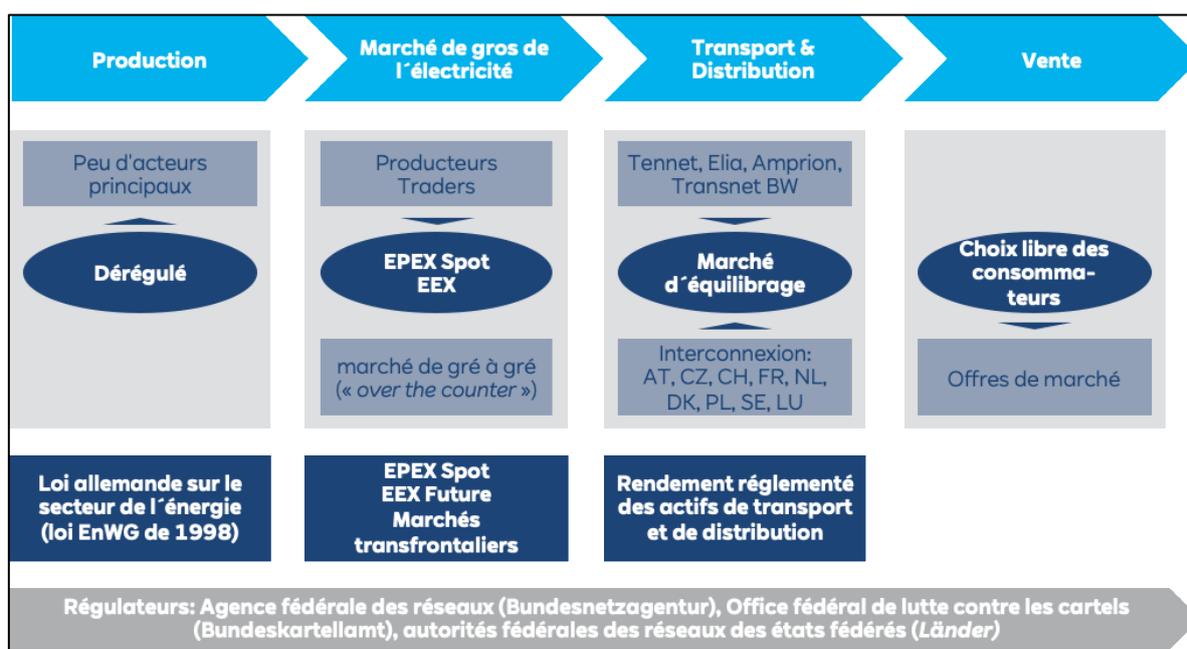
Le système de production d'électricité conventionnelle en Allemagne est dominé par quelques grandes entreprises qui possèdent d'importants actifs de production, de distribution et de vente au détail. Les actifs de distribution ont été dissociés pour faire place au modèle "*gestionnaire indépendant du réseau de transport*" (*Independent Transmission System Operator*).

A mesure que la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand augmente, la structure de propriété des actifs de production évolue vers un modèle de propriété distribuée (moins concentrée).

Quatre gestionnaires du réseau de transport (GRT) possèdent et exploitent ce réseau dans quatre zones indépendantes, chacun étant responsable de sa zone. Les GRT se coordonnent pour maximiser l'efficacité économique et opérationnelle entre les zones.

Plusieurs centaines de gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) desservent 20 000 municipalités. Quelques grands GRD exploitent une partie importante du réseau de distribution par le biais de contrats de concession avec les municipalités. L'Agence fédérale des réseaux (BNetzA) supervise le marché, garantit un accès non-discriminatoire au réseau et régule les frais d'utilisation du réseau perçus par les GRT et GRD (RAP, 2015).

**Figure 21 : Fonctionnement du marché allemand de l'électricité**



Source : (Deloitte., 2015)

### Marché de l'électricité

Le marché de gros de l'électricité est composé de trois éléments, un marché à terme, un marché journalier et un marché infra-journalier. Alors que la plupart des transactions se font par le biais de contrats bilatéraux, un volume croissant de transactions se produit par le biais d'échanges boursiers. La concentration du marché dans le secteur de l'électricité au détail est faible.

L'économie allemande étant fortement industrialisée, les gros consommateurs industriels représentent près de la moitié de la consommation d'électricité, les clients résidentiels ne représentant qu'un quart de la consommation totale.

Le prix de détail des clients résidentiels est composé comme suit :

- Approvisionnement et distribution
- Taxes
- Frais de réseau
- Redevance de concession
- Surtaxe EEG (résultant de la loi allemande sur les énergies renouvelables)
- Surtaxe éolienne offshore (à partir de 2019)
- Surtaxe électricité et chaleur combinée
- Autres frais (facturation, comptage, ...)

En Allemagne, tous les coûts du réseau sont répercutés aux clients finaux, le générateur ne payant que le coût de connexion initiale au réseau. La répartition des coûts diffère entre les grands et les petits consommateurs. Les clients industriels sont principalement facturés sur la base du niveau de leur consommation de pointe qui coïncide avec la demande de pointe du système, combinée aux frais de consommation d'énergie par kWh. Les petits consommateurs sont facturés principalement sur la base de leur consommation d'énergie majorée d'une taxe de base par client.

Les frais de réseau sont basés sur les coûts directs du réseau et la fourniture des services du système, tels que :

- Gestion des goulots d'étranglement du réseau au niveau du transport: redéploiement, limitation des renouvelables, paiements pour le maintien de capacités de réserve.
- Coûts d'équilibrage pour les écarts par rapport aux profils de charge standard au niveau de la distribution.

Les frais de réseau sont attribués exclusivement au sein de chacun des territoires de distribution des GRT et peuvent varier d'un territoire à l'autre. En 2019, 1,7 milliard d'euros ou 0,416 centimes par kWh pour le raccordement au réseau des parcs éoliens offshore ont été alloués aux clients non-exemptés par le biais d'une surtaxe. Cette surtaxe peut donc être considérée comme faisant partie du coût de développement de l'éolien offshore en Allemagne.

Auparavant, le coût de connexion au réseau pour les parcs éoliens offshore était réparti également entre les GRT et s'ajoutait ainsi à leurs frais de réseau respectif, même si la majorité des coûts n'était engendré que dans le territoire d'un seul GRT (RAP, 2019).

Au niveau du GRD, les frais de réseau peuvent varier considérablement car les coûts de connexion des parcs éoliens terrestres et des systèmes photovoltaïques sont principalement répartis entre les clients du réseau de distribution du GRD. La forte pénétration de la production décentralisée, en particulier des installations photovoltaïques, a stimulé l'expansion du réseau, mais augmente également la variabilité des frais de réseau entre les régions GRD (RAP, 2015).

Avec la loi de modernisation du réseau de transport (NEMoG), le régulateur a ajusté l'étendue et le calcul des frais de réseau GRD, en particulier en ce qui concerne le coût de l'expansion du réseau pour la production décentralisée, et s'efforce d'harmoniser les coûts entre les régions GRD (RAP, 2019).

Etant donné que le système allemand de redevances de réseau est encore basé sur les besoins du système sur la base d'une production d'électricité conventionnelle centralisée, il ne fait pas de différence entre l'heure et le lieu de l'injection et ceux de la consommation, par exemple en ce qui concerne l'emplacement des goulots d'étranglement.

Le système a simplement été réformé pour faire face à l'intégration de l'électricité renouvelable et est devenu extrêmement compliqué. Les consommateurs et les producteurs d'électricité décentralisée peuvent provoquer des goulots d'étranglement qui ne se reflètent pas dans les frais de réseau tandis que la flexibilité qui soulagerait le réseau n'est pas rémunérée.

Dans un meilleur système, le régulateur devrait viser à ce que les redevances de réseau reflètent l'état du réseau afin d'inciter à l'investissement ainsi que l'alimentation et la consommation d'électricité au moment et à l'endroit où le réseau n'est pas congestionné.

### ***Prix des énergies renouvelables***

Depuis 2000, l'instrument clé pour développer les énergies renouvelables en Allemagne est la loi sur les énergies renouvelables (EEG) qui a fait l'objet de plusieurs mises à jour, tous les trois ans environ, avec la dernière mise à jour datant de 2017. La loi EEG définit les trois mesures clés de développement des énergies renouvelables :

- 1) Obligation des gestionnaires de réseau au niveau des GRT et GRD de connecter immédiatement et en priorité les systèmes d'énergie renouvelable au réseau.
- 2) Obligation des gestionnaires de réseau au niveau des GRT et GRD de donner la priorité à l'injection, au transport et à la distribution d'électricité renouvelable.
- 3) Paiement des primes de rachat aux technologies renouvelables.

Avec l'amendement de la loi EEG en 2017, un système d'appel d'offres a été adopté pour toutes les installations éoliennes, photovoltaïques et biomasse de plus de 0,75 MW (0,15 MW pour la biomasse). L'Agence allemande des réseaux lance des appels d'offres plusieurs fois par an pour une certaine capacité totale, spécifique à une technologique, et pour laquelle les parties intéressées soumissionnent des offres mentionnant la taille du projet et le taux de subvention requis. L'Agence du réseau accepte les offres les moins chères qui correspondent à la capacité totale mise aux enchères. La subvention est répercutée sur les consommateurs sous la forme d'une redevance sur la facture d'électricité, la "surtaxe EEG".

Depuis 2012, l'Allemagne utilise un modèle de prime de marché pour intégrer les énergies renouvelables au marché de l'électricité. Les parties tierces peuvent acheter de l'électricité directement aux producteurs d'énergies renouvelables et la vendre en bourse ou la livrer aux consommateurs finaux. Ce modèle est obligatoire pour les installations de plus de 0,1 MW mises en service après 2014.

Le modèle de prime de marché permet aux producteurs d'énergies renouvelables de commercialiser leur électricité sur le marché de l'électricité.

Ainsi, au lieu de recevoir un tarif de rachat garanti, ils reçoivent une prime calculée comme la différence entre le tarif de rachat spécifique à la centrale électrique et la valeur du marché de référence, qui est calculée ex-post en tant que prix moyen mensuel sur le marché journalier. Tout revenu supplémentaire provenant par exemple de l'équilibrage peut être conservé par l'opérateur. Plus de 90% de l'éolien terrestre et toute la capacité éolienne offshore relèvent de ce modèle. Les installations sur les toits étant exclues, seulement 20% de la capacité solaire PV est couverte par ce modèle.

En 2021, les premières installations d'énergies renouvelables seront hors subvention et devront vendre soit directement sur le marché, soit conclure un contrat d'achat d'électricité avec un consommateur ou une entreprise de service public. Certains opérateurs pourraient choisir d'investir dans de nouvelles installations pour pouvoir participer à l'un des appels d'offres conduits par l'Agence allemande des réseaux (Agora Energiwende, 2019).

### **Coût des subventions – "surtaxe EEG"**

La "surtaxe EEG" est un paramètre clé dans la détermination du coût de subvention de l'électricité renouvelable en Allemagne, car elle répercute une grande partie du coût de développement des énergies renouvelables en Allemagne sur le consommateur. Elle est explicitement mentionnée sur la facture d'électricité.

Pour toutes les formes de subvention, que ce soit via un tarif de rachat garanti ou un modèle de prime de marché, la différence entre le prix du marché et les revenus du producteur d'électricité renouvelable doit être comblée (Institute for Applied Ecology, 2018).

Afin de protéger la compétitivité de certaines industries, l'Allemagne prévoit plusieurs exonérations et la différence des prix de l'électricité peut être importante. En raison des exemptions pour de nombreux clients industriels, il est difficile de comparer les prix de l'électricité à usage industriel. Cependant, grâce aux exemptions, les prix pour les grands clients industriels en Allemagne sont au même niveau voire même plus bas que dans la plupart des pays européens (RAP, 2015).

Des exemples d'exemptions sont les entreprises ferroviaires et les entreprises soumises à une pression concurrentielle internationale avec une part de l'électricité dans les coûts totaux supérieure à 20%. Celles-ci paient une surtaxe EEG réduite. L'électricité renouvelable produite par les prosommateurs est partiellement exonérée.

En raison des exonérations de la surtaxe EEG, la quantité d'électricité renouvelable, la différence avec le prix du marché, et la quantité de consommation non exonérée déterminent le niveau de la surtaxe en centimes/kWh.

La surtaxe est fixée par les GRT en octobre et est valable pour un an. Entre 2010 et 2018, la surtaxe EEG est passée de 2,05 à 6,79 cent / kWh. La plus grande part de la hausse des prix est due au solaire photovoltaïque, avec 1,38 cent / kWh, suivi par l'éolien offshore (0,93 cent / kWh) et l'éolien terrestre (0,68 cent / kWh).

L'effet des exemptions pour certains clients industriels en 2018 était de 1,57 cent / kWh et a ainsi gonflé la surcharge EEG payée par les clients non-exonérés (Institute for Applied Ecology, 2018).

Etant donné que l'Allemagne subventionne principalement les anciennes installations d'énergies renouvelables avec des niveaux de subvention élevés, un examen des projections de développement de la surtaxe EEG en Allemagne est plus utile pour les pays qui prévoient aujourd'hui d'accélérer leur développement de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, dans un environnement avec des coûts technologiques plus bas.

Les investissements initiaux de l'Allemagne commenceront à "*porter leurs fruits*" à partir de 2023, lorsque la surtaxe EEG commencera à baisser malgré l'augmentation des parts d'énergie renouvelable, et ce à mesure que le financement des anciennes centrales renouvelables avec des tarifs de rachat élevés est supprimé. Même avec l'expansion soutenue des énergies renouvelables, les coûts de l'électricité augmenteront de 1 à 2 centimes / kWh jusqu'en 2023 pour ensuite baisser de 2 à 4 cents / kWh d'ici 2035. La somme de la surcharge EEG et du prix de gros de l'électricité, après ajustement pour l'inflation, passera de 11-12 cents / kWh à 8-10 cents / kWh en 2035.

En 2035, l'électricité devrait coûter le même prix qu'aujourd'hui, avec 60% provenant de sources d'énergie renouvelables, contre 28% aujourd'hui, puisque l'éolien terrestre, l'éolien offshore et le solaire photovoltaïque sont devenus des alternatives plus abordables pour la production d'énergie (Oeko-Institut, 2016).

La réduction de la surtaxe EEG et du prix de l'électricité devrait être plus prononcée et se produire plus tôt que prévu, étant donné que les appels d'offres ont fait baisser les prix des technologies des énergies renouvelables, en particulier de l'éolien offshore, et ce nettement en deçà des hypothèses de coûts inclus dans les modèles de projection.

## **Royaume-Uni**

### **2.1.7. Profil du pays**

Le Royaume-Uni est situé au large de la côte Nord-Ouest du continent européen. Il comprend l'île de Grande-Bretagne (Angleterre, Pays de Galles et Écosse) ainsi que la partie Nord-Est de l'île d'Irlande et d'autres îles plus petites. Le Royaume-Uni est entouré par l'océan Atlantique, la mer du Nord et la Manche, ce qui lui confère un très long littoral et un climat maritime modéré. Son littoral est long de 12 429 km avec des vents principalement du Sud-Ouest.

Avec une population de 66 millions d'habitants en 2016, dont 83% vivaient en zone urbaine, le pays représente la troisième économie d'Europe après l'Allemagne et la France avec un PIB par habitant (mesuré en parité de pouvoir d'achat) de 44 300 USD en 2017. Cette même année, le taux de croissance annuel du PIB était de 1,7%.

Le Royaume-Uni est un centre financier et une puissance commerciale de premier plan. Le pays possède de grandes quantités de charbon et des réserves de pétrole et de gaz naturel en déclin. En 2005, il était un importateur net d'énergie. L'économie du pays est menée par les services, en particulier la banque et l'assurance. La part du secteur manufacturier a baissé, mais représente toujours 10% du PIB.

Depuis le vote de sortie de l'Union Européenne (UE) en juin 2016, l'économie a commencé à ralentir et une dépréciation de la livre sterling a fait augmenter les prix à la consommation et à la production, réduisant les dépenses de consommation sans pour autant augmenter les exportations de façon significative. Le Royaume-Uni a quitté l'Union Européenne fin janvier 2020 et l'avenir de leurs relations commerciales ainsi que son adhésion au marché unique doivent encore être déterminés lors de négociations (CIA, 2020).

Le gaz naturel et le pétrole représentent la majorité (73%) de l'approvisionnement total en énergie primaire (TPES). Le nucléaire est la troisième source d'énergie représentant 10% du TPES et 21% de l'électricité produite. En 2016, la puissance installée totale était de 97,1 GW, dont 39% est issue de sources d'énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité.

Les énergies renouvelables représentent 29,6% de l'électricité totale produite. La part de l'énergie nucléaire devrait chuter de manière significative car la plupart des centrales vont fermer dans les années 2020 et une seule nouvelle centrale est en cours de construction.

### **Profil énergétique**

La stratégie énergétique globale est décidée par le gouvernement central du Royaume-Uni, mais les pouvoirs administratif, exécutif et législatif sont délégués aux administrations d'Irlande du Nord, d'Écosse et du pays de Galles. En 2016, le Département des Affaires, de l'Énergie et des Stratégies Industrielles (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy*, BEIS) a été créée à partir de l'ancien Département de l'Énergie et du Changement climatique (*Department of Energy and Climate Change*) et du Département des Affaires, de l'Innovation et des Compétences (*Department for Business, Innovation and Skills*). Sa responsabilité principale est d'assurer l'approvisionnement énergétique du Royaume-Uni.

Les réseaux britanniques d'électricité et de gaz sont réglementés par le Bureau des marchés du gaz et de l'électricité (*Office of Gas and Electricity Markets*, Ofgem), avec comme mission principale la protection des intérêts des consommateurs, ce qui comprend également la réduction des émissions de gaz à effet de serre. "L'Ofgem" est indépendant du gouvernement et ne doit rendre compte qu'au parlement.

Le Bureau est financé par les droits de licence des sociétés actives dans le secteur. National Grid possède et exploite les réseaux d'électricité et de gaz. À partir de 2019, un opérateur de réseau électrique "*Electricity System Operator*" juridiquement distinct a été créé au sein du groupe National Grid qui est censé jouer un rôle proactif dans la gestion d'un système électrique de plus en plus flexible.

Le Royaume-Uni a enregistré, grâce à plusieurs plans d'action, une forte croissance des énergies renouvelables au cours de la dernière décennie et est sur le point de fournir 35% d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020. Le Royaume-Uni est devenu un leader du marché de l'éolien offshore et les systèmes d'enchères compétitives ont entraîné une forte réduction du coût des énergies renouvelables pour plusieurs technologies.

En 2018, la puissance installée totale de l'éolien, du solaire et de la biomasse a dépassé celle du charbon et du gaz. Sur les 33 GW de capacité d'énergies renouvelables intermittentes installée en 2018, l'éolien représentait 61% et le solaire photovoltaïque 39% (IEA, 2019c).

### **Développement des énergies renouvelables**

La directive de l'Union Européenne sur les énergies renouvelables prévoit un objectif de 20% de production d'électricité renouvelable d'ici 2020. Cependant, en raison du retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne, cet objectif et celui de l'Union européenne pour 2030 ne sont plus contraignants pour le Royaume Uni.

En 2017, le gouvernement britannique a adopté une " Stratégie de croissance propre" avec des plafonds d'émission juridiquement contraignants, qui prévoit également une expansion de la production d'électricité d'origine renouvelable à 50% de la demande d'électricité du Royaume-Uni d'ici 2032.

Les énergies renouvelables au Royaume-Uni sont soutenues par trois grands dispositifs : une obligation relative aux énergies renouvelables (*Renewables Obligation*, RO) qui existe depuis 2002, des tarifs de rachat garantis depuis 2010 et un dispositif de Contrats pour la Différence "*Contracts for Difference (CfD)*" depuis 2013. Le RO exige que les fournisseurs d'électricité aient des certificats d'obligation des énergies renouvelables (*Renewable Obligation Certificates*, ROC) pour chaque mégawattheure d'électricité fournie au consommateur.

Les producteurs accrédités peuvent vendre des ROC à des fournisseurs et des traders, soit en négociant le prix ou via une bourse. Les producteurs qui ne satisfont pas à leurs exigences en matière de ROC doivent contribuer à un fonds de rachat (« *buy-out fund* »).

Après déduction des frais administratifs d'Ofgem, l'argent de ce fonds est reversé aux producteurs disposant de suffisamment de ROC, encourageant ainsi les producteurs à acheter des ROC au lieu de contribuer au fonds. La capacité d'énergie renouvelable accréditée reçoit des ROC pendant 20 ans. Ce dispositif est, depuis mars 2017, fermé aux nouvelles capacités de production et a été remplacé par le CfD. Durant toute la durée du programme, plus de 25 000 centrales de production d'une capacité totale de 29,2 GW ont été accréditées par l'Ofgem et ont perçu un soutien via le dispositif RO.

Le dispositif de tarifs de rachat garantis a été introduit en 2010, principalement pour soutenir le développement de la production d'énergie renouvelable à petite échelle par les communautés, les entreprises et les particuliers. Il s'applique aux installations d'une puissance maximale de 5 MW. Le programme prend en charge plus de 800 000 installations d'une capacité totale de 6 GW, dont 80% sont solaires photovoltaïques. Pour limiter les coûts du programme aux consommateurs finaux, le gouvernement révisé régulièrement les tarifs afin de fournir des rendements attractifs sans pour autant surcompenser les producteurs et d'allouer un budget maximum au dispositif.

Les "*Contracts for Difference*" sont attribués dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels et constituent le principal mécanisme de soutien aux projets d'énergie renouvelable à grande échelle. Les producteurs retenus se voient garantir un certain prix de l'électricité pendant toute la durée du contrat, recevant ainsi une prime si le prix du marché de gros est inférieur au prix d'exercice du contrat. Si le prix de gros est supérieur au prix d'exercice du contrat, le producteur doit rembourser l'excédent. Les CfD permettent une grande prévisibilité des revenus, ce qui réduit le coût du capital pour les développeurs.

Les paiements CfD sont prélevés auprès de toutes les sociétés de distribution qui répercutent ces coûts sur le consommateur. Le programme d'appels d'offres concurrentielles compte des budgets CfD différents pour les technologies établies (par exemple l'éolien terrestre et le solaire PV) et celles moins établies (par exemple l'éolien offshore, la cogénération de biomasse). Le programme a entraîné des investissements substantiels et permis des réductions de coûts dans certaines technologies renouvelables, en particulier dans l'éolien offshore.

Il n'y a plus de budget pour les énergies renouvelables compétitives (comme l'éolien terrestre et le solaire PV) dans les cycles d'allocation de CfD et comme les programmes d'obligations (RO) et de tarifs de rachat garanti sont terminés, l'éolien terrestre et le solaire PV ne reçoivent plus de subventions. BEIS a annoncé que les enchères CfD continueront d'avoir lieu tous les deux ans avec un budget global limité. En fonction des prix aux enchères et des critères d'éligibilité tels que le contenu local britannique, BEIS a l'intention de soutenir la livraison annuelle de 1 à 2 GW de nouvelles capacités éoliennes offshore dans les années 2020.

Un accord avec le secteur de l'éolien offshore à partir de mars 2019 pourrait rendre jusqu'à 30 GW de capacité de production à partir de l'éolien offshore possible d'ici 2030, à condition que les prix continuent de baisser (IEA, 2019c).

### 2.1.8. Étude de cas: Comment le Royaume-Uni a assuré une grande partie de la chaîne de valeur éolienne offshore pour son économie sans compromettre la compétitivité des coûts

Au cours de la dernière décennie, le Royaume-Uni a été à l'avant-garde du développement de l'éolien offshore et est devenu l'un des leaders de cette technologie. Le royaume possède la plus grande capacité installée d'énergie éolienne offshore au monde, avec une longue liste de projets de développement prévus et a connu une baisse significative des coûts de cette technologie. Les prix ont baissé de plus de 50% entre les enchères CfD de 2015 et 2017.

La réduction des coûts est importante pour que l'industrie éolienne offshore britannique devienne compétitive par rapport non seulement aux autres sources d'énergies renouvelables, mais aussi aux sources d'énergies conventionnelles et soit ainsi abordable pour le consommateur final. Le gouvernement a réussi à conserver les investissements localement, tout en attirant des sociétés énergétiques étrangères pour développer des projets éoliens offshore au Royaume-Uni.

Le Royaume-Uni s'est concentré sur la réduction du coût de l'électricité d'origine éolienne offshore grâce à son programme de « *contracts for difference* » qui fournit des revenus garantis et intéressants aux investisseurs, mais a aussi pu réaliser une forte intégration de la chaîne de valeur de l'éolien offshore dans son industrie. L'industrie éolienne offshore du Royaume-Uni continue à avoir un impact positif sur l'économie du pays et devrait fournir 10% de l'électricité britannique d'ici 2020.

En 2019, il y avait plus de 430 000 emplois au Royaume-Uni dans les entreprises à faible émission de carbone et leurs chaînes d'approvisionnement (Clark, Sykes, Brown, 2019) et 13 700 personnes employées dans l'industrie éolienne offshore (IEA, 2019c).

Pour le développement de son potentiel éolien offshore, le Royaume-Uni a bénéficié d'une image positive pour sa politique stable, son cadre réglementaire et sa politique de soutien des prix, qui ont attiré les investissements étrangers dans le secteur. Le pays a su construire une solide chaîne d'approvisionnement qui accroît également la capacité d'exportation du pays.

Quatre aspects de la stratégie britannique d'intégration industrielle méritent un examen plus approfondi :

1. Innovation et développement initial de la chaîne d'approvisionnement.
2. Partenariat industriel.
3. Horizons de planification longs et demande intérieure stable.
4. Exigences de contenu local et procédures comptables claires.

## ***Innovation et développement initial de la chaîne d'approvisionnement***

Le gouvernement britannique a reconnu très tôt que l'éolien offshore jouerait un rôle important dans la réalisation des objectifs du pays en matière d'énergies renouvelables et a compris la responsabilité qui lui incombait de fournir au consommateur final l'électricité produite par l'éolien offshore au coût le plus bas possible. Le développement de l'industrie éolienne offshore britannique a été identifié comme l'un des moyens les plus prometteurs de réduire les coûts ; par exemple, grâce aux contributions du gouvernement à la recherche et au développement d'innovations et de technologies dans le secteur de l'éolien offshore et à l'augmentation des capacités de fabrication pour réaliser des économies d'échelle (Kochevura, 2017).

Dans sa feuille de route pour les énergies renouvelables de 2011, le gouvernement a défini des actions prioritaires allant au-delà de ce qui était déjà prévu pour aider l'industrie à minimiser les risques d'investissement, à assurer que les investissements dans le réseau et les connexions au réseau soient rentables, à obtenir des consentements et à accéder au financement.

Parmi ces priorités figuraient l'innovation pour réduire les coûts et le développement d'une chaîne d'approvisionnement.

### **L'innovation pour réduire les coûts**

Il était crucial de réduire les coûts alors que l'éolien offshore était encore à un stade de développement plus précoce que celui de l'éolien terrestre, avec des conceptions encore en évolution et des coûts nettement plus élevés, dus en partie au besoin d'une plus grande fiabilité compte tenu de la difficulté de l'environnement d'exploitation et d'un déploiement à grande échelle.

Pour relever ce défi, le gouvernement a collaboré avec les parties prenantes concernées pour fournir un large portefeuille de soutien à l'innovation. Les principaux aspects de ce portefeuille étaient les installations d'essai et de test du concept et la création d'instituts de recherche publics. Le gouvernement a en outre soutenu le financement de projets de partenariat entre des développeurs de projets étrangers et des opérateurs d'infrastructures britanniques (Department of Energy & Climate Change, 2011).

## **Développement de la chaîne d'approvisionnement**

En 2011, l'industrie éolienne offshore était encore petite et le Royaume-Uni devait surmonter les barrières de la chaîne d'approvisionnement pour réduire les coûts et déployer l'éolien offshore à grande échelle. L'approche du gouvernement était de se concentrer sur un petit nombre de contraintes d'approvisionnement clés où sa participation pourrait avoir un impact concret. Cela comprenait le développement d'installations de fabrication sur les sites portuaires, pour lesquelles un soutien public a été mis à disposition afin d'aider la mobilisation d'importants investissements privés pour exploiter les opportunités de la chaîne d'approvisionnement.

Le gouvernement écossais a fourni des fonds supplémentaires pour renforcer les installations portuaires et les usines de fabrication de turbines éoliennes offshore et de composants en Écosse. De plus, le gouvernement a collaboré avec des partenaires industriels pour établir une vision à long terme pour l'industrie.

### ***Partenariat industriel***

Le succès de l'intégration industrielle du secteur de l'éolien offshore au Royaume-Uni est également l'histoire d'une réussite de la gestion de l'innovation et de la coopération entre le secteur public et le secteur privé. Dès le début, le gouvernement britannique s'est engagé avec les parties prenantes de l'industrie et en particulier les développeurs de projets (principalement étrangers).

La création de divers partenariats industriels pour définir conjointement l'avenir du secteur éolien offshore britannique ainsi que la collaboration dans la recherche et développement ont contribué à ce que le Royaume-Uni développe la plus grande industrie éolienne offshore au monde et attire 48% des nouveaux investissements depuis 2010 (Clark, Sykes, Brown, 2019).

L'un des principaux organismes de coopération britannique dans le secteur de l'éolien offshore est l'*Offshore Wind Industry Council* (OWIC). Le Conseil est un forum gouvernemental et industriel de haut niveau créé en mai 2013 pour stimuler le développement d'un secteur éolien offshore de premier plan au Royaume-Uni. L'OWIC est responsable de la supervision de la mise en œuvre de la stratégie de l'industrie éolienne offshore et est soutenu par un secrétaire / directeur du programme éolien offshore, hébergé au sein de "Renewable UK", la principale association commerciale britannique à but non lucratif pour les énergies renouvelables.

Le Conseil rassemble des membres de l'industrie, des décideurs et les parties prenantes et a joué un rôle clé dans l'alignement des plans gouvernementaux avec les engagements de l'industrie au Royaume-Uni.

## **Horizons de planification longs et demande intérieure stable**

L'investissement dans les technologies et les infrastructures d'énergie renouvelable est un engagement substantiel à long terme pour toute entreprise. Afin d'encourager les investissements nécessaires et l'établissement de priorités au sein de la chaîne d'approvisionnement, le gouvernement doit démontrer un engagement substantiel et ambitieux à long terme envers une technologie donnée. Le potentiel éolien offshore du Royaume-Uni représente plusieurs fois la demande d'électricité britannique, ce qui fait du Royaume-Uni un marché attrayant pour l'éolien offshore.

Dans sa feuille de route pour les énergies renouvelables de 2011, le gouvernement britannique a défini des objectifs ambitieux pour le déploiement de l'éolien offshore d'ici 2020 et a fourni une perspective sur le potentiel de déploiement d'ici 2030. En 2011, les objectifs pour 2020 comprenaient des scénarios optimiste et pessimiste, reliant l'ambition du gouvernement à une preuve claire de la réduction des coûts par l'industrie.

Neuf ans plus tard, le secteur de l'éolien offshore au Royaume-Uni est une réussite et les coûts ont même chuté plus rapidement que prévu. A l'horizon 2020, l'éolien offshore devrait fournir 10% de la demande d'électricité du Royaume-Uni.

En 2019, un *accord sur le secteur de l'éolien offshore* qui approfondit le partenariat entre le gouvernement et l'industrie, a été annoncé. Associé à l'engagement du gouvernement britannique en 2018 de continuer à organiser des appels d'offres éoliens offshore de façon régulière, l'accord sectoriel offre une certitude à long terme aux entreprises et pourrait permettre à la capacité de production éolienne offshore britannique d'atteindre 30 GW d'ici 2030 (Clark, Sykes, Brown, 2019).

Alors que le marché mondial de l'éolien offshore se développe, l'accord sectoriel se concentre également sur la capacité du Royaume-Uni à multiplier par cinq ses exportations d'ici 2030. Dans le cadre de *l'accord sur le secteur de l'éolien offshore*, l'industrie éolienne offshore et le gouvernement se sont engagés à prendre des mesures pour renforcer davantage l'intégration industrielle de l'éolien offshore au Royaume-Uni :

### **Mesures clés de l'industrie :**

- Fournir des investissements cumulatifs dans les infrastructures de plus de 40 milliards GBP d'ici 2030 grâce à la certitude d'investissement fournie par les enchères éoliennes offshore dans le but de passer à une industrie sans subventions.
- Atteindre un contenu local britannique total sur le cycle de vie des projets de 60% pour les projets commandés à partir de 2030.

- Cibler une multiplication par cinq des exportations à 2,6 milliards GBP par an d'ici 2030, principalement par le biais de développeurs de projets, qui encourageraient leurs chaînes d'approvisionnement britanniques à soumissionner des offres pour des contrats dans leurs portefeuilles de projets internationaux.
- Établir un groupe de travail sur la gestion et l'optimisation des systèmes pour fournir des solutions innovantes à l'intégration des systèmes telles que le " Co-located storage" et le "Wind-to-hydrogen".
- Établir et financer un partenariat pour la croissance de l'énergie éolienne offshore dans le but d'augmenter la productivité et l'apprentissage des secteurs de l'aérospatiale et de l'automobile, en attirant un vivier diversifié de talents pour combler 27 000 emplois prévus d'ici 2030.
- L'industrie coordonnera avec les gouvernements locaux et régionaux et les agences de développement économique pour identifier les domaines présentant un avantage comparatif et définir l'infrastructure et les investissements spécifiques nécessaires pour renforcer les clusters régionaux.
- Poursuivre le cofinancement des activités de recherche-développement et de déploiement (RD&D) au Royaume-Uni en collaboration avec les universités et les instituts de recherche du pays pour aider à accroître la productivité et la compétitivité de la chaîne d'approvisionnement du Royaume-Uni, tout en soutenant également de nouvelles technologies de génération qui offriraient d'importantes opportunités d'exportation.
- Identifier les besoins en compétences du secteur et développer des programmes et des accréditations pour permettre la mobilité (internationale) de l'emploi.
- Renforcer les liens entre les employeurs et les établissements d'enseignement supérieur afin de soutenir le développement des instituts de technologie avec des programmes d'études standardisés à l'échelle du secteur.

#### **Mesures clés du gouvernement :**

- Le gouvernement mettra à disposition jusqu'à 557 millions GBP pour de futurs appels d'offres relatifs à l'éolien offshore. Les enchères ont lieu tous les deux ans et devraient aboutir à une puissance installée de 30 GW d'ici 2030.
- Résoudre les problèmes de déploiement tels que l'aviation et le radar, la capacité de transport et les conflits d'utilisation de l'espace maritime avec la navigation ou la pêche.

- Entreprendre une nouvelle location de fonds marins pour garantir qu'un pipeline durable de projets puisse être développé dans les années 2020 et 2030.
- Poursuivre le financement de la RD&D pour accroître la compétitivité du Royaume-Uni et réduire davantage le coût de l'éolien offshore.

### **Exigences de contenu local et procédures comptables claires**

Lorsque le Royaume Uni a pris la décision de soutenir le secteur de l'éolien offshore, il a également veillé à ce que la chaîne d'approvisionnement éolienne offshore britannique en profite suffisamment. Pour y parvenir, le gouvernement britannique a développé en 2013 le programme de soutien " *Contract for Difference*" ou CfD, qui exige qu'un développeur de projet éolien offshore étranger contribue au développement de l'industrie éolienne offshore britannique pour participer au programme. La capacité d'un développeur à montrer qu'il contribue à la croissance de l'industrie locale détermine s'il a accès ou non au marché.

Le CfD fonctionne sur la base du paiement au producteur d'électricité la différence entre un prix d'exercice qui reflète le coût de l'investissement dans la technologie et le prix du marché de l'électricité au Royaume-Uni (Kochegura, 2017).

En 2014, le gouvernement britannique a annoncé que les développeurs de projets d'énergie renouvelable devraient soumettre un plan de chaîne d'approvisionnement "satisfaisant" pour être éligibles à soumissionner pour un CfD. Cela concerne les projets d'une capacité de 300 MW ou plus, car ils sont considérés comme suffisamment importants pour avoir un effet sur le développement de la chaîne d'approvisionnement locale.

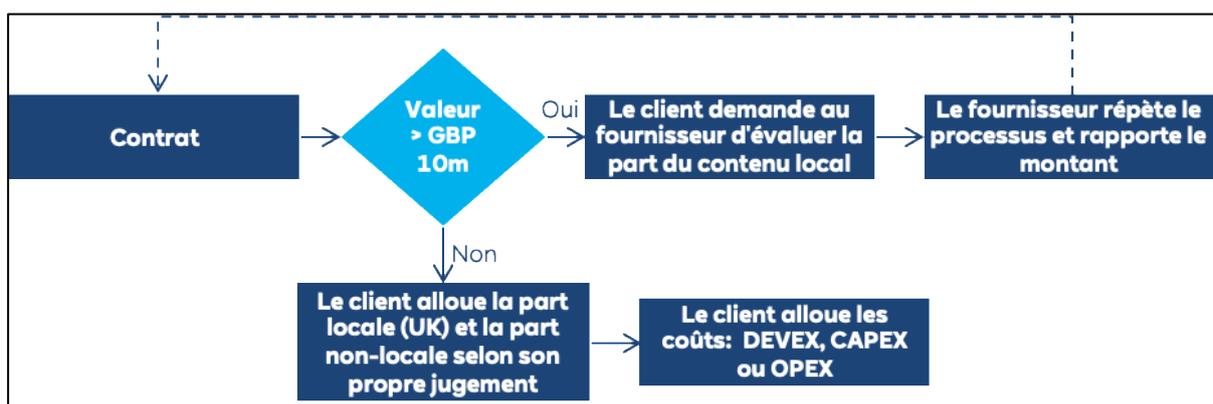
Bien que les exigences de contenu local britannique via le dispositif de soutien CfD soit un moyen d'encourager les développeurs à inclure des fournisseurs locaux dans leurs offres pour que ceux-ci puissent gagner des contrats de chaîne d'approvisionnement, l'intention principale du gouvernement est que les fournisseurs locaux prennent des mesures significatives pour devenir compétitifs et faire mûrir l'industrie. Les partenariats avec l'industrie sont considérés comme une plate-forme clé pour réduire les coûts et combler le déficit de compétences locales (Kochegura, 2017).

Conformément aux exigences du programme de soutien CfD, l'industrie (Offshore Wind Industry Council) a introduit un cadre de reporting sur le contenu local britannique, exigeant que les propriétaires de tous les parcs éoliens offshore britanniques ayant obtenu la décision finale d'investissement déclarent leur contenu local britannique, avec l'ambition d'atteindre 50% d'ici 2020.

Ce cadre de reporting définit le contenu local britannique comme le pourcentage des dépenses totales non actualisées du propriétaire de parc éolien pour un parc éolien depuis l'attribution des droits de développement jusqu'à la fin du démantèlement. Ces dépenses sont effectuées par le biais de contrats attribués à des entreprises opérant au Royaume-Uni.

Le contenu local britannique exclut la valeur des contrats passés avec des sociétés britanniques qui sous-traiteraient avec des sociétés non actives au Royaume-Uni et inclut la valeur des contrats passés avec des sociétés non-britanniques qui sous-traiteraient avec des sociétés opérant au Royaume-Uni. Le cadre exige que les propriétaires de parcs éoliens évaluent correctement le contenu local britannique pour tous les contrats d'une valeur de 10 millions GBP et plus, en faisant preuve de discernement pour les contrats d'un montant inférieur à ce seuil. Le contenu local du Royaume-Uni comprend les étapes de développement initial, de fabrication et de construction, et d'exploitation et de maintenance (BVG Associates, 2015).

**Figure 22 : Exigences de contenu local et allocation des dépenses**



Source : Elaboré par les auteurs à partir de (BVG Associates, 2015)

Alors qu'il a été estimé que 65% du contenu local britannique pourrait être atteint d'ici 2030, les limites pratiques des capacités britanniques dans la chaîne d'approvisionnement éolien offshore, que ce soit la construction de grands navires, l'extraction de matières premières ou la fabrication de gros composants électriques comme les transformateurs, doivent être prises en compte. Jusqu'en 2017, la plus grande part du contenu local a été atteinte dans le développement initial (73%) ainsi que dans les phases d'exploitation et de maintenance (75%), les phases de fabrication et de construction étant à la traîne (29%), en grande partie en raison des limites des capacités britanniques mentionnées ci-dessus (Renewable UK, 2017).

En 2019, dans le cadre de *l'accord sur le secteur de l'éolien offshore*, l'industrie s'est engagée à augmenter le contenu local à 60% d'ici 2030, contre 48% actuellement, y compris des augmentations dans les phases de fabrication et de construction. L'industrie mettra à jour sa méthodologie concernant le contenu local britannique et s'engage à accroître la transparence et à adopter une approche plus holistique concernant ses rapports sur le contenu local britannique et les exportations britanniques (Clark, Sykes, Brown, 2019).

## **Afrique du Sud**

### **2.1.9. Profil du pays**

Située au sud du continent africain, l'Afrique du Sud est dotée d'un littoral de 2 798 km de long. Le pays possède un vaste plateau intérieur bordé de collines au relief accidenté et une plaine côtière étroite avec un climat principalement semi-aride ainsi qu'une ceinture subtropicale le long de la côte est.

Avec une population de 56 millions d'habitants, dont 67% vivent en zone urbaine, les plus fortes densités de population se mesurent le long de la côte Sud et Sud-Est et autour de Pretoria à l'intérieur du pays. L'Afrique du Sud est un pays émergent à revenu intermédiaire ayant en 2017 un PIB par habitant (mesuré en parité de pouvoir d'achat) de 13 600 USD.

La croissance économique a ralenti ces dernières années pour atteindre son niveau le plus bas en 2017, soit 0,7%. Cette même année, le secteur tertiaire représentait 67,5% du PIB, celui de l'industrie 29,7% et l'agriculture 2,8%. L'Afrique du Sud dispose de ressources naturelles abondantes et est le plus grand producteur mondial de platine et d'or, mais la pauvreté, les inégalités et le chômage restent des défis majeurs. Ces dernières années, le manque de fiabilité de la fourniture d'électricité a ralenti la croissance économique et la compagnie nationale d'électricité Eskom fait face à une dette abyssale (CIA, 2020).

Le secteur de l'énergie est extrêmement dépendant des importations et le pétrole représente la principale source d'énergie primaire. La demande d'électricité croît lentement, ce qui peut être partiellement imputé à la faible croissance économique du pays. L'accès à l'électricité reste un problème majeur pour 9 millions de Sud-Africains qui ne possèdent pas un accès fiable à l'électricité. En 2016, le pays avait une puissance installée totale de 50 GW, dont 85% à partir de combustibles fossiles et 10% à partir de sources renouvelables (CIA, 2020).

## **Profil énergétique**

La compagnie nationale d'électricité Eskom domine le secteur de l'électricité sud-africain et est responsable de la majorité de la production, du transport et de la distribution d'électricité. Des distributeurs régionaux d'électricité achètent de l'électricité à Eskom à un tarif fixé par l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie de l'Afrique du Sud (*National Energy Regulator of South Africa*, NERSA).

L'Afrique du Sud abrite un grand marché de producteurs d'électricité indépendants, principalement dans les énergies renouvelables, qui seront amenés à fournir jusqu'à 30% de la capacité de production future de l'Afrique du Sud d'ici 2030. La production d'électricité actuelle est dominée par le charbon, dont la part diminue en raison des investissements dans les énergies renouvelables, le gaz et l'énergie nucléaire.

Depuis 2015, Eskom a souvent dû recourir au délestage pour éviter l'effondrement du réseau électrique, ce qui a un impact négatif sur une croissance économique déjà difficile. Ce problème devrait être atténué par l'augmentation des investissements dans la capacité de production ainsi que l'adoption de chauffe-eaux solaires dans les ménages et les bâtiments commerciaux.

Dans le cadre de son Plan de ressource intégrée (*Integrated Resource Plan*), le pays vise une augmentation de la puissance installée totale à 89 GW d'ici 2030. L'Afrique du Sud fait partie intégrante du pool énergétique de l'Afrique australe (*Southern African Power Pool*) au sein duquel le pays importe (5% de la consommation totale en 2017) et exporte de l'électricité vers ses pays voisins (GET.invest, 2020, April 4).

## **Développement des énergies renouvelables**

Les énergies renouvelables en Afrique du Sud ont connu un développement rapide ces dernières années. Cela est dû en grande partie au succès du Programme d'approvisionnement auprès de producteurs indépendants d'énergie renouvelable (*Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program*, REIPPPP).

Le plan de ressource intégrée prévoit respectivement 9,2 GW et 9,6 GW d'énergie éolienne et solaire (PV et CSP) d'ici 2030. La majorité des investissements dans la capacité de production d'électricité d'origine renouvelable devraient provenir de producteurs indépendants (GET.invest, 2020, April 4).

### 2.1.10. Étude de cas : Comment l'Afrique du Sud a permis au secteur privé d'investir et de développer la production d'électricité renouvelable

L'Afrique du Sud a commencé tardivement à développer son potentiel d'énergie renouvelable. Le pays dispose d'importantes réserves nationales de charbon, l'électricité est subventionnée par l'État et il n'y a qu'une seule compagnie nationale d'électricité. A cela s'ajoute l'absence d'une politique claire en matière d'énergies renouvelables, ce qui a entravé leur développement et réduit leur compétitivité et ce malgré le fait que le pays dispose d'un potentiel solaire et éolien estimé abondant.

L'Afrique du Sud a cependant procédé à d'importantes réformes politiques ces dernières années et est devenu un marché attractif pour les investissements dans les technologies d'énergie renouvelable, en particulier pour le secteur privé. Toutefois, les problèmes financiers de la compagnie nationale d'électricité Eskom et son incapacité à conclure des contrats avec les producteurs d'électricité indépendants et ce malgré une obligation contractuelle de le faire, compromettent le succès des réformes politiques récentes engagées pour le développement des énergies renouvelables.

#### **Réforme politique et institutionnelle**

L'Afrique du Sud a pris des mesures décisives pour le développement des énergies renouvelables en 2009, après que le pays eut subi une crise électrique avec des coupures d'électricité massives et récurrentes en 2007-2008.

Le pays s'est fixé des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et a créé un Département de l'Énergie distinct, pour résoudre les conflits d'intérêts inhérents entre le secteur énergétique et le secteur minier, qui existaient au sein du précédent Département de l'Énergie et des Mines (World Resources Institute, 2013).

Le pays a mis en place un programme de développement des énergies renouvelables ciblant spécifiquement les investissements privés. Après la crise de production de 2007-2008, le Département de l'Énergie s'est fixé pour objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables à 9% du mix énergétique du pays et à 26,3% de la puissance installée d'ici 2030. Pour atteindre cet objectif, l'Autorité de régulation du secteur de l'énergie de l'Afrique du Sud (NERSA) a mis en place un programme de tarifs de rachat garantis pour les énergies renouvelables (*Renewable Energy Feed-in Tariff*, REFIT) avec des lignes directrices destinées aux producteurs d'électricité indépendants. Ces derniers seraient ainsi en mesure de conclure des contrats d'achat d'électricité à long terme avec la compagnie nationale d'électricité Eskom, qui a été désignée comme l'Agence d'achat des énergies renouvelables (*Renewable Energy Purchasing Agency*).

Les producteurs d'électricité indépendants obtiendraient, grâce aux tarifs de rachat garantis fixés par le programme REFIT, une marge bénéficiaire jugée « raisonnable » pour l'électricité qu'ils produisent (World Bank Group, 2014).

Avant même la signature du premier contrat d'achat, la NERSA a abaissé les tarifs de rachat REFIT à seulement une fraction des valeurs initialement communiquées en 2011, semant ainsi l'incertitude et le mécontentement parmi les développeurs de projets d'énergie renouvelable. En outre, le Département des Finances a annoncé que le système de tarifs de rachat garantis fixes n'était pas conforme aux directives de l'Afrique du Sud en matière d'allocation des marchés publics. Le programme REFIT a donc été abandonné, heureusement juste avant que cette décision n'ait pu avoir des répercussions sur les investissements privés réalisés dans les énergies renouvelables en Afrique du Sud (Economic Policy Forum, 2018).

Un programme d'approvisionnement auprès de producteurs indépendants d'énergie renouvelable (REIPPPP) a été créé en 2012. Ce programme s'écartait des bonnes pratiques internationalement reconnues en matière de tarifs de rachat garantis en introduisant des appels d'offres concurrentiels. Malgré ce brusque changement de politique et la nouveauté de cette approche, le REIPPPP a été un succès en tant que catalyseur de flux de capitaux privés vers les énergies renouvelables.

### ***Le programme d'approvisionnement auprès de producteurs indépendants d'énergie renouvelable (REIPPPP)***

Un processus d'appel d'offres pour les énergies renouvelables a été lancé dans le cadre du REIPPPP. Selon la Banque mondiale, ce programme a été instauré, alors que le pays était conscient des lacunes institutionnelles historiques du secteur de l'énergie. La clôture des contrats avec les producteurs d'électricité indépendants avait échoué sous la responsabilité d'Eskom, en partie à cause du manque de compétences, mais aussi à cause du manque d'incitations motivant Eskom à affaiblir son monopole dans le secteur de l'énergie.

Le Département de l'Énergie a pris le contrôle du programme, mais s'est rendu compte qu'il était, comme Eskom, incapable de lancer un processus d'appel d'offres international de plusieurs milliards de dollars. Il a par conséquent délégué la gestion de ce processus à l'Unité des partenariats public-privé (PPP) du Trésor national, qui a servi de facilitateur du processus et ce en dehors de sa fonction officielle au sein du gouvernement. L'unité PPP comprenait des experts juridiques et techniques ainsi que des conseillers nationaux et internationaux du secteur privé, qui ont formé une équipe qui a fait ses preuves dans la clôture de contrats PPP et qui était considérée compétente par les secteurs public et privé.

**Figure 23 : REIPPPP – Sociétés privées impliquées dans l'évaluation**

Évaluateurs internationaux	Gestion de projet	Évaluation juridique	Évaluation technique	Évaluation financière
Juridique : Linklaters (UK)	SPP Project Solutions	Bowman Gilfillan	Mott MacDonald	Ernst & Young
Technique : Tony Wheeler Consulting (UK)		Edward Nathan Sonnebergs (ENSAfrica)		PwC
Gouvernance: Ernst & Young		Ledwaba Mazwai		
		Webber Wentzel		

Source : (World Bank Group, 2014)

Tout au long du processus, l'équipe REIPPPP a engagé un vaste dialogue avec ses homologues du secteur privé et a maintenu des normes exigeantes en termes de documentation ainsi qu'un site web informatif concernant le programme. En outre, la transparence des procédures de passation des marchés et le respect de la plupart des délais du programme ont également contribué à susciter la confiance et une forte participation des acteurs du secteur privé. La disponibilité de ressources financières suffisantes pour payer les experts et l'infrastructure requise représente aussi un facteur clé de la gestion du programme.

Ces ressources ont été mises à disposition par la Banque de développement de l'Afrique du Sud (*Development Bank of South Africa*) après un mémorandum avec le Département de l'Énergie et le Trésor national. Cette banque a non seulement fourni le financement des experts et de l'infrastructure du programme, mais a aussi été capable de fournir une part de dette senior aux projets retenus. De plus, une part du financement a été accordée par des agences d'aide bilatérale de pays comme le Danemark, l'Allemagne, l'Espagne ou le Royaume-Uni. Après le premier cycle d'appel d'offres, le programme s'est autofinancé par le biais de frais d'inscription des soumissionnaires et de frais de développement de projet (égalant 1% du montant du projet retenu) à un fonds de développement géré par le Département de l'Énergie. Ce fonds couvre les coûts du programme REIPPPP et lui permet de rester hors du budget du gouvernement.

Le programme REIPPPP a fixé la capacité de production totale d'électricité mise aux enchères sur un nombre spécifique d'appel d'offres. Des plafonds de capacité de production ont été fixés par technologie, l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque ayant reçu la plus grande part. Des plafonds concernant la taille du projet et le prix par technologie ont aussi été définis. Les offres devaient être soumises sous un délai de trois mois et la clôture financière devait être réalisée au plus tard six mois après l'annonce des soumissionnaires retenus.

Le dossier d'appel d'offres était divisé en trois sections : exigences générales, critères de qualification et critères d'évaluation et comprenait également un exemple type de contrat "PPA", que les soumissionnaires retenus auraient à signer avec la compagnie nationale d'électricité Eskom. Un accord de mise en œuvre signé par le Département de l'Énergie et le producteur d'électricité indépendant fournirait une garantie souveraine de paiement en cas de faillite d'Eskom. Le contrat d'achat et l'accord de mise en œuvre étaient non négociables et basés sur les meilleures pratiques internationales.

En plus de remplir toutes les qualifications nécessaires, les soumissionnaires devaient remettre des attestations bancaires prouvant que le financement des projets était garanti. Cela était un moyen d'externaliser la diligence raisonnable des projets auprès des banques et d'éliminer les offres financièrement non réalisables, qui n'auraient finalement pas pu être clôturées. Les développeurs ont identifié eux-mêmes les sites de projets et payé les coûts de développement initial. En outre, il leur a été demandé de fournir une caution de soumission équivalant à 12 500 USD/MW de capacité nominale, qui doublerait une fois le projet qualifié et serait débloquée pour les projets non retenus ou suite à la mise en service des centrales des projets retenus. Les critères de sélection étaient basés sur une répartition 70/30 entre les critères de développement financiers et économiques, tels que les exigences de contenu local.

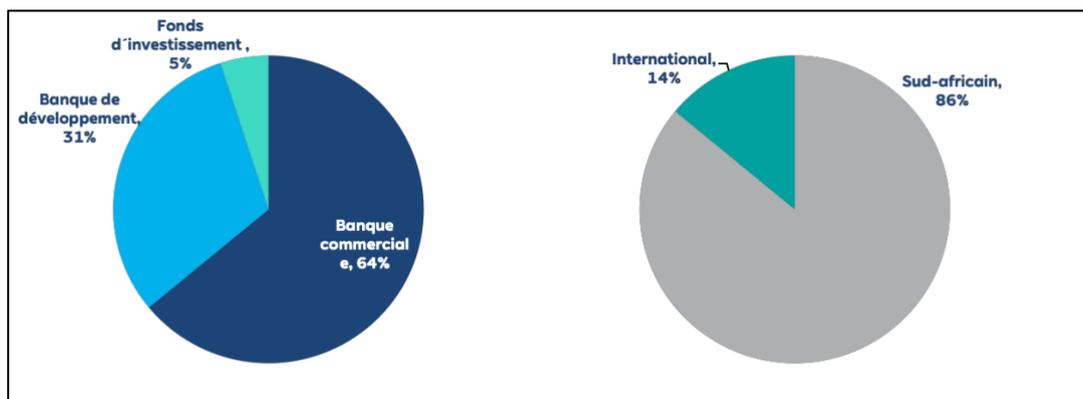
Au cours des cycles consécutifs d'appels d'offres, le REIPPPP a réussi à allouer la capacité de production souhaitée à des prix compétitifs et a obtenu des offres qualifiées de nombreux producteurs d'électricité indépendants. Suite aux trois premiers cycles d'appel d'offres, 64 projets ont été retenus dans lesquels plus de 100 entreprises participent, avec plusieurs entreprises participant dans plusieurs projets en même temps.

### ***Investissements privés***

En 2014, après les trois premiers tours d'appels d'offres, 3,9 GW de capacité de production ont été attribués pour un volume d'investissement total de 14 milliards USD. 56 des 64 projets retenus ont obtenu un financement de projet et 6 des 17 projets retenus lors du troisième cycle d'appel d'offres ont obtenu un financement *corporate*. Le grand intérêt des compagnies internationales comme la compagnie italienne Enel a démontré que l'Afrique du Sud est devenue un marché attractif pour les investissements privés dans les énergies renouvelables.

Les 64 projets retenus étaient financés aux deux tiers par des emprunts et au quart par des fonds propres ou prêts actionnaires. La majorité des projets a été financée par des banques commerciales sud-africaines (World Bank Group, 2014).

**Figure 24 : Type de créanciers des trois premiers tours du REIPPPP**



Source : (World Bank Group, 2014)

L'un des facteurs clés du programme était l'accent mis sur les critères autres que le prix dans l'évaluation des offres soumises, afin de promouvoir la croissance de l'emploi, l'industrialisation et le développement local.

Cela a permis à l'Afrique du Sud d'atteindre un contenu local élevé dans les offres, passant de 27% à 46% pour l'éolien terrestre et de 38,4% à 53,8% pour le solaire PV entre les trois premiers appels d'offres. (World Bank Group, 2014)

### ***L'importance de l'alignement des acteurs du secteur de l'électricité - le rôle obstructif de la compagnie nationale d'électricité***

La compagnie électrique nationale Eskom dispose d'un quasi-monopole dans le secteur de l'électricité en Afrique du Sud. Elle contrôle la majeure partie de la production, du réseau de transport et distribue 60% de l'électricité directement aux clients. Les efforts législatifs pour démanteler ce monopole ont manqué de soutien politique, malgré les avantages potentiels dû à l'ouverture du marché de l'énergie.

Après cinq appels d'offres réussis dans le cadre du REIPPPP, Eskom n'a pas facilité la bonne mise en œuvre du programme. En sa qualité d'Agence d'achat des énergies renouvelables, Eskom a refusé pendant plusieurs années de signer plusieurs contrats d'achat d'électricité, mettant en danger la viabilité de près de 40 projets d'énergie renouvelable et forçant plusieurs projets à se refinancer et à renégocier les tarifs. Ces actions fragilisent les récents succès du programme de développement des énergies renouvelables du pays.

Parmi ces actions qui compliquent le futur développement des énergies renouvelables, comme tenter sans mandat de renégocier les prix des offres retenues, ou annoncer la fermeture de centrales à charbon en justifiant cela comme seule option pour accommoder les énergies renouvelables ou encore affirmer que le REIPPPP entraînerait une perte nette pour l'économie sud-africaine (World Bank Group, 2014).

En outre, le lobby sud-africain du charbon a tenté de contester juridiquement 27 PPA signés lors du quatrième cycle du REIPPPP. Cette contestation judiciaire a finalement été rejetée par la plus haute cour d'appel d'Afrique du Sud en mars 2020.

Le succès final du REIPPPP dépend également de la capacité d'Eskom à raccorder les projets au réseau. Si jamais les producteurs privés indépendants finissent par achever la construction des projets et que ceux-ci sont opérationnels avant que le raccordement au réseau ne soit réalisé, l'électricité est contractuellement considérée comme produite et livrée, ce qui entraîne des dépenses pour une électricité qui n'est en réalité ni produite, ni livrée au réseau. En 2016, plusieurs projets achevés n'avaient pas encore été raccordés au réseau.

Eskom a enregistré une perte record en 2019 malgré des augmentations de plus de 500% des tarifs d'électricité depuis 2007. Les contrats PPA issus du quatrième tour d'appel d'offres du REIPPPP ont déjà été renégociés et la crise financière d'Eskom soulève la question épineuse de la baisse des tarifs des contrats PPA conclus lors des tours précédents du REIPPPP.

Malgré ces difficultés, le REIPPPP demeure un succès dans la mesure où le programme a réussi à attirer des investissements privés vers les énergies renouvelables en Afrique du Sud.

De plus, la plupart des flux de capitaux vers les projets retenus sont d'origine nationale. Même si plusieurs contrats d'achat d'électricité ont été renégociés et certains projets ont dû être refinancés, la plupart des projets ont été livrés à temps et sont opérationnels.

L'un des facteurs de réussite du REIPPPP a été son caractère pratique, non bureaucratique et le fait qu'il soit hors budget.

Cependant, le programme devra à terme entrer dans un cadre plus formel pour aussi pérenniser son financement. La préservation de la flexibilité et des normes élevées du programme sera un défi de ce processus inévitable d'institutionnalisation. Si Eskom, confrontée à des difficultés financières, devait être dissociée, les futurs achats d'énergie renouvelable auprès des producteurs indépendants pourraient se faire au sein d'un système indépendant et d'un opérateur de marché.

## Espagne

### 2.1.11. Profil du pays

L'Espagne est située dans le Sud-Ouest de l'Europe, bordée par la mer Méditerranée, l'océan Atlantique Nord et les Pyrénées. Son littoral s'étend sur 4 964 km. Le climat est tempéré, avec des étés chauds et ensoleillés à l'intérieur et un temps plus modéré et nuageux le long de la côte.

Avec une population de 50 millions d'habitants, dont 80% vivent en zone urbaine, le PIB du pays par habitant (mesuré en parité de pouvoir d'achat) était de 38 400 USD en 2017. Après une longue récession qui a débuté en 2008, l'économie espagnole enregistre une croissance positive depuis 2013, mais le pays reste plombé par un chômage élevé, atteignant 17,2% en 2017. Cette même année, le secteur tertiaire représentait 74,2% du PIB, l'industrie 24% et l'agriculture 2,6%. Le tourisme est particulièrement important et l'industrie du tourisme espagnole est la deuxième au monde en termes de revenus.

L'Espagne possède une industrie performante dans les domaines du textile, de l'agro-alimentaire et de la manufacture, avec les machines, véhicules automobiles et les denrées alimentaires comme principaux produits d'exportation (CIA, 2020b).

En 2015, les énergies fossiles représentaient 72,2% de l'approvisionnement total en énergie primaire (*Total Primary Energy Supply*, TPES), suivi par les sources d'énergies renouvelables avec 14,9% et l'énergie nucléaire en troisième position avec à 13,1%. L'Espagne est fortement tributaire des importations d'énergie, car la production intérieure représente environ 30% du TPES. La consommation totale d'énergie de l'Espagne est en baisse depuis 2007 et la part des énergies fossiles dans le TPES est parmi les plus faibles des pays membres de l'Agence Internationale de l'Énergie. L'Espagne possède la plus grande part d'énergie solaire dans le TPES. En 2017, l'Espagne avait une puissance installée totale de 105,9 GW, dont 32% de sources renouvelables autres que l'hydroélectricité.

### **Profil énergétique**

L'entité gouvernementale chargée de la formulation et de la mise en œuvre de la politique énergétique est le ministère de l'industrie, de l'énergie et du tourisme (Minetur). Ce ministère fixe et approuve les tarifs d'accès au réseau électrique et les éléments réglementés des prix de l'électricité. Il est également responsable du Plan national de développement du réseau électrique, qui est aussi évalué par la Commission nationale des marchés et de la concurrence et approuvé par le congrès espagnol. L'Espagne est un pays assez décentralisé, divisé en 17 régions autonomes.

Dans le secteur de l'énergie, les régions sont responsables de l'autorisation des nouvelles centrales électriques de moins de 50 MW, des réseaux de transport 220 kV et de tous les réseaux de distribution. La Commission nationale des marchés et de la concurrence est le régulateur du secteur de l'électricité et définit également la méthodologie de calcul des tarifs d'accès au réseau en fonction des coûts de transport et de distribution (IEA, 2015).

La production d'électricité a culminé en 2008 et a diminué depuis. L'électricité est produite à partir de sources diverses et bien équilibrées, avec des parts élevées d'énergie nucléaire, d'énergie éolienne, de gaz naturel, de charbon et d'hydroélectricité. Par rapport à d'autres pays membres de l'Agence Internationale de l'Énergie, la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité en Espagne est parmi les plus faibles. Au cours des années 2004-2014, la production d'énergie éolienne et solaire a fortement augmenté tandis que la part de la production d'électricité à partir de charbon a diminué de moitié. Avec 2,3 GW, l'Espagne possède la plus grande puissance de production d'énergie solaire thermique à concentration (CSP) installée au monde. Pour soutenir sa grande capacité de production éolienne, l'Espagne a fortement investi dans le gaz, ce qui est en partie justifié par le faible niveau d'interconnexion du réseau de transport espagnol.

### ***Développement des énergies renouvelables***

Le " déficit tarifaire " massif qui s'était accumulé depuis 2001 dans le secteur de l'électricité représente depuis 2011 la principale préoccupation du gouvernement espagnol (les revenus du système étant trop faibles pour couvrir tous les coûts payés, dont une partie concerne les programmes de soutien aux énergies renouvelables). Pour contrôler le déficit tarifaire, le gouvernement a pris plusieurs mesures par le biais de décret-loi royal, notamment des mesures visant à réduire les subventions pour les capacités de production d'énergies renouvelables existantes et à les supprimer pour les installations futures (IEA, 2015).

Jusqu'en 2012, le cadre économique de développement des énergies renouvelables comprenait des tarifs de rachat garantis permettant aux producteurs de gagner un taux de rendement raisonnable.

Depuis 2012, les régimes de soutien aux énergies renouvelables ont été ajustés régulièrement. De plus le système actuel de prime, permettant un rendement raisonnable, empêche les investisseurs d'avoir une transparence totale sur les revenus et rendements attendus le long de la durée de vie des centrales. Cela a eu un impact négatif sur le développement des capacités de production d'énergie renouvelable et a stoppé la croissance auparavant forte de la technologie solaire CSP en Espagne.

### **2.1.12. Étude de cas: L'expérience de l'Espagne dans le développement du solaire thermique à concentration (CSP)**

La technologie solaire CSP peut fournir une énergie stable et sobre en carbone, car l'énergie solaire peut être stockée sous forme de chaleur et utilisée après le coucher du soleil. Ainsi, le CSP peut aider à mitiger les écarts entre l'offre et la demande d'électricité dans un réseau où une part croissante de capacité de production d'énergie provient de sources renouvelables intermittentes.

Les coûts d'investissement et de production du CSP sont élevés par rapport à d'autres technologies d'énergies renouvelables plus matures. À ce stade, le CSP nécessite encore des subventions publiques importantes pour rentabiliser et réduire les risques des investissements privés afin de soutenir son expansion et la réduction des coûts.

L'Espagne a été l'un des premiers pays à adopter la technologie CSP et le premier pays à avoir une puissance installée importante en 2012. Cependant, pour des raisons économiques et politiques, aucune capacité supplémentaire n'a été installée depuis, laissant l'industrie espagnole du CSP se concentrer sur des activités à l'international.

#### ***Le développement du solaire thermique à concentration (CSP) en Espagne***

L'Espagne a la quatrième plus grande part d'énergie solaire dans la production d'électricité parmi les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie, derrière l'Italie, la Grèce et l'Allemagne. Entre 2005 et 2012, la capacité de production d'électricité renouvelable dans le pays a augmenté de 70% en raison d'une politique de promotion très généreuse mise en place dans le cadre d'un Plan d'Action National des Energies Renouvelables 2011-2020 (PANER) du ministère de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme, mais qui a dû être réexaminée pour des raisons budgétaires lors de la crise européenne de la dette souveraine de 2011.

Le développement du CSP en Espagne date majoritairement de cette période, durant laquelle la puissance installée est passée de 60 MW en 2005 à 2,3 GW en 2014. Après 2014, le gouvernement s'est concentré principalement sur l'éolien pour atteindre les objectifs du pays en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 (IEA, 2015). L'Espagne exploitait 42% de la puissance installée mondiale d'énergie solaire CSP en 2018 (IRENA, 2019a).

Les 2,3 GW d'installations CSP existantes en Espagne représentent 2,1% de la production totale d'électricité et ont toutes été construites dans le cadre d'un système de tarifs de rachat garantis qui a été suspendu en 2012.

A l'origine, le PANER visait 5,0 GW de capacité CSP installée d'ici 2020. Bien qu'aucun projet CSP majeur ne soit actuellement prévu en Espagne, le CSP fait toujours partie au niveau de l'Union Européenne du portefeuille de technologies renouvelables. Un nouveau Plan National Intégré Energie-Climat 2030 vise 4,8 GW de capacité installée d'ici 2025 et 7,3 GW d'ici (Welisch, 2019).

"ACWA Power", un développeur et exploitant saoudien de centrales électriques et de stations de dessalement, estime qu'un nouveau projet CSP en Espagne pourrait être construit pour un coût de 70 EUR par MWh en supposant des conditions de financement similaires à celles de Dubaï, à un coût moyen du capital 5,5 % (Kraemer, 2017, November 30).

Jusqu'à présent, les appels d'offres en Espagne portaient sur les technologies les moins coûteuses telles que l'éolien terrestre, le solaire PV et la biomasse pour atteindre le déploiement prévu de 3,0 GW par an. Le CSP n'est actuellement pas compétitif comparé à d'autres technologies moins chères et le système d'appels d'offres n'a pas été conçu pour refléter le rapport entre le coût et les bénéfices de la technologie. Par conséquent, il est peu probable que des enchères technologiquement neutres favorisent l'expansion du solaire CSP.

Bien que le CSP fasse partie du plan national intégré énergie climat susmentionné, il n'y a aucune mesure concrète prévue pour soutenir son développement, comme des enchères technologiquement spécifiques au CSP. En raison des ambiguïtés politiques persistantes en Espagne, l'avenir du CSP reste incertain.

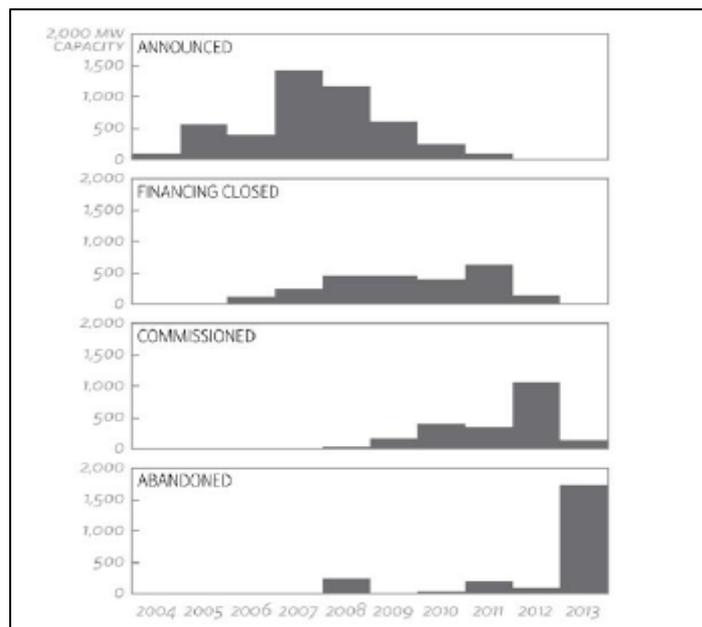
Enfin, la capacité d'interconnexion limitée, en retard par rapport à l'objectif d'interconnexion de 10% d'Espagne en 2020, rend peu probable un soutien important au CSP pour l'exportation vers d'autres pays. Cela est exacerbé par le fait que les potentiels pays importateurs, à savoir l'Allemagne et la France, ont des prix de l'électricité inférieurs à l'Espagne, rendant ainsi des échanges encore moins probables (Welisch, 2019).

### ***Politique gouvernementale concernant le solaire CSP***

L'un des principaux obstacles au développement du CSP en Espagne a été la modification du cadre économique et juridique régissant la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Jusqu'en 2012, l'Espagne possédait un modèle de tarifs de rachat garantis conçus pour offrir un rendement raisonnable aux producteurs. Entre 2005 et 2010, l'Espagne a dépassé les objectifs de capacité fixés, entraînant des coûts élevés de soutien à l'électricité d'origine renouvelable. Le déficit tarifaire chronique d'électricité qui en a résulté a conduit à l'abandon du régime de soutien aux futures centrales électriques renouvelables en janvier 2012. Le gouvernement a ensuite approuvé plusieurs modifications rétroactives qui ont réduit le soutien aux centrales en exploitation et diminué considérablement leur performance financière (Frisari, G., & Feás, J., 2014).

**Figure 25 : Capacité CSP en Espagne par année**



Source : (Frisari, G., & Feás, J., 2014)

**Un nouveau système de rémunération, introduit en 2013,** garantissait un taux de rendement raisonnable égal au taux d'une obligation d'État à 10 ans, majoré d'un spread fixe. Ce système est calculé sur la base des actifs d'une centrale standardisée et de sa durée de vie. Les coûts standardisés varient en fonction de la technologie et de son année d'entrée en exploitation et sont révisés tous les six ans. La rémunération de l'opérateur correspond à la différence entre les prix de l'électricité sur le marché de gros et le rendement raisonnable calculé sur la base d'une centrale standardisée. En 2013, le prix de production à l'unité pour le CSP était de 251 EUR / MWh (IEA, 2015).

L'Espagne a continué d'ajuster régulièrement ses programmes de soutien aux énergies renouvelables depuis 2013. Le pays recourt actuellement à un système d'appel d'offres qui favorise les technologies moins chères comme l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque et empêche par là même, le développement de nouvelles capacités CSP.

## ***Pourquoi l'Espagne a-t-elle brutalement ajusté sa politique ?***

Alors que les politiques espagnoles de tarifs de rachat garantis et de prime de rachat ont réussi jusqu'en 2012 à promouvoir la construction d'installations CSP (avec 300 MW financés chaque année entre 2006 et 2012), elles se sont révélées incapables de réduire les coûts et d'encourager la concurrence sur le marché. Ces politiques doivent donc être placées dans le contexte de leur coût pour les consommateurs et pour les contribuables.

Le tarif de rachat accordé aux développeurs de projets n'était pas directement lié au coût de la technologie et ce système de tarification s'est révélé incapable d'exercer une pression pour abaisser les coûts. Par souci de stabilité du réseau, des réglementations ont également limité la taille des centrales CSP, limitant par la même les économies d'échelle que les développeurs auraient pu réaliser. Toutes les centrales installées en Espagne entre 2009 et 2013 avaient une capacité de 50 MW au maximum, car des centrales plus grandes auraient nécessité l'obtention de l'approbation du gouvernement central et les responsables politiques ont préféré garder les projets d'énergie renouvelable sous la responsabilité des gouvernements régionaux. En 2010, l'AIE a estimé l'échelle idéale des centrales CSP à 100-250 MW.

Les décideurs politiques ont sous-estimé le coût total du soutien au CSP et aux autres énergies renouvelables. Les rendements attractifs des tarifs de rachat garantis et l'absence de plafond au montant global des subventions ont encouragé la construction d'installations au-delà de ce qui était prévu (Frisari, G., & Feás, J., 2014).

Depuis la libéralisation du marché espagnol de l'électricité en 1997, la différence entre le prix de revient réglementé du secteur de l'électricité et les revenus tirés des tarifs réglementés fixés par le gouvernement a augmenté pour atteindre plus de 30 milliards d'euros en 2011. Le déficit existait déjà avant le soutien aux énergies renouvelables, mais a été exacerbé par la crise financière et la récession, qui a réduit la demande d'énergie plus que prévu. Alors que les installations d'énergies renouvelables ont dépassé les attentes initiales et les objectifs nationaux, leur impact sur le déficit tarifaire s'est accru. Le soutien aux sources d'énergie renouvelable, y compris le CSP, est devenu un enjeu politique, conduisant aux changements rétroactifs des politiques mentionnés ci-dessus et qui ont effectivement mis fin au développement du CSP en Espagne (Frisari, G., & Feás, J., 2014).

## ***Choix et coût de la technologie***

La R&D financée par des fonds publics dans le domaine du CSP est principalement menée par le Centre pour l'énergie, l'environnement et la recherche technologique (CIEMAT). Un centre à Almeria est dédié à l'amélioration des technologies CSP telles que les auges paraboliques, les récepteurs centraux, les paraboles et les collecteurs de Fresnel. En réponse à la crise économique, les dépenses de R&D ont presque diminué de moitié entre 2012 et 2013 et étaient parmi les plus faibles des pays de l'OCDE en 2015 (IEA, 2015).

Les centrales CSP espagnoles sont principalement basées sur la technologie des auges paraboliques, qui était la technologie de premier choix jusqu'en 2014 et demeure, avec les centrales CSP basées sur des tours solaires, un choix populaire jusqu'à nos jours. La structure des incitations en Espagne a encouragé l'investissement dans la technologie de stockage thermique car elle a aidé les centrales à atteindre des facteurs de charge plus élevés que sans stockage, conduisant à un plus faible coût actualisé de l'électricité (LCoE).

Près de la moitié des centrales mises en service comprennent des installations de stockage d'une capacité moyenne de sept heures. Le souhait des développeurs d'investir dans la technologie la plus récente, pour atteindre le facteur de charge le plus élevé possible, couplé à la petite taille du marché, ont diminué le potentiel de réduction des coûts au travers de l'utilisation de technologies éprouvées. Le coût d'investissement par capacité installée et les coûts d'investissement actualisés pour toutes les centrales financées en Espagne entre 2006 et 2012 n'ont montré aucune tendance à la baisse.

D'autres pays qui ont eu recours à des appels d'offres concurrentielles pour attribuer des projets CSP ont des coûts technologiques moyens 20% inférieurs à ceux de l'Espagne pour les centrales avec capacité de stockage et plus de 30% inférieurs pour les centrales sans stockage (Frisari, G., & Feás, J., 2014).

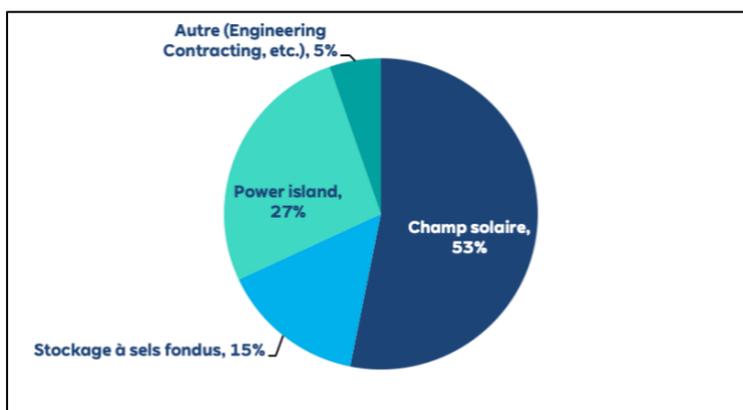
Selon l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA) le coût actualisé de l'électricité (LCoE) des projets CSP est passée de 270-480 à 100-280 USD par MWh entre 2010 et 2018. Tous les projets réalisés depuis 2014 (hors d'Espagne) comprennent une capacité de stockage (IRENA, 2019b).

## ***Intégration industrielle du CSP en Espagne***

Les politiques espagnoles en matière d'énergies renouvelables, à savoir le tarif de rachat et la prime de rachat, ont joué un rôle déterminant dans le développement d'une industrie nationale du CSP. Jusqu'en 2014, l'industrie espagnole du CSP a développé 75% de la capacité nationale et plus de 55% de la capacité internationale installée (Frisari, G., & Feás, J., 2014).

Par rapport au solaire photovoltaïque, le solaire CSP est une technologie qui génère plus de contenu local avec une plus grande part de matériaux et composants produit localement. En 2010, 2,6 milliards Euros ont été investis dans la construction de centrales CSP en Espagne. Pour une centrale CSP à miroir parabolique de 50 MW, plus de 50% des investissements sont alloués au champ solaire. La part totale des investissements dans le champ solaire, qui est la plus grande composante en main-d'œuvre d'une centrale CSP, est supposée augmenter avec la capacité de la centrale.

**Figure 26 : Distribution des investissements pour une centrale de 50 MW à miroirs cylindro-paraboliques**



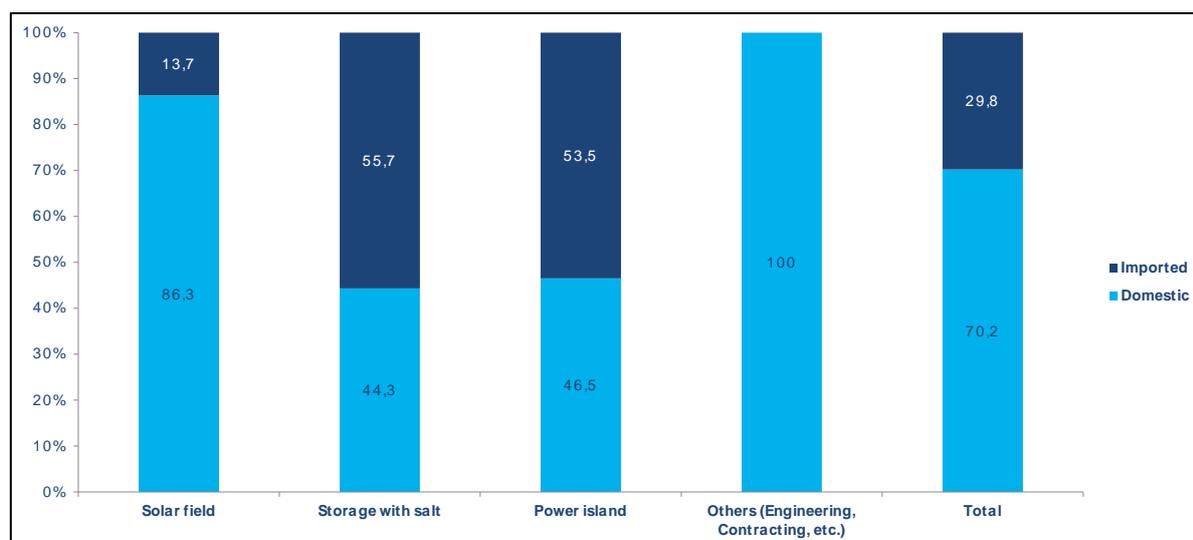
Source : (Deloitte, PROTERMOSOLAR, 2011)

Selon l'association de l'industrie CSP "PROTERMOSOLAR" et le cabinet de conseil Deloitte, l'Espagne a pu fabriquer un grand pourcentage de la chaîne de valeur dans le pays, les principales exceptions étant les turbines à vapeur et certains fluides et composants du système de stockage, augmentant ainsi la part du contenu local de l'investissement total jusqu'à 70%.

Une part importante de la valeur ajoutée locale dans la phase de construction est concentrée dans la fabrication de produits métalliques, la fabrication de verre, la métallurgie et la construction et l'assemblage (Deloitte, PROTERMOSOLAR, 2011).

Il convient de noter que ces chiffres reflètent la réalité de la technologie utilisée dans des centrales construites il y a une dizaine d'années car aucune autre donnée plus récente n'est disponible pour l'Espagne en raison de l'arrêt du développement de nouvelles installations après les changements de politique en 2012.

**Figure 27 : Détails des pourcentages d'investissement qui restent en Espagne pour une centrale CSP avec stockage**



Source : (Deloitte, PROTERMOSOLAR, 2011)

L'effet de la croissance de l'industrie du solaire CSP en Espagne jusqu'en 2012 a également été observée dans la création d'emplois, avec la création d'emplois dans la sous-traitance, la construction et l'entretien, ainsi que des emplois indirects dus à ces activités. Selon PROTERMOSOLAR, plus de 17 000 personnes étaient directement employées pendant la construction et environ 340 pendant l'exploitation en 2010, année durant laquelle l'investissement total dans la construction était de 2,6 milliards d'euros et 500 MW de CSP étaient en service.

Malgré l'arrêt du développement du CSP en Espagne, les entreprises espagnoles sont toujours actives sur le marché mondial du CSP. L'entreprise espagnole SENER a construit 29 centrales dans le monde, du Maroc à l'Afrique du Sud. D'autres entreprises espagnoles actives au niveau international sont Acciona qui a été active aux Etats-Unis, ou Abengoa qui a construit des centrales au Chili, en Afrique du Sud et aux Etats-Unis, et est entrée récemment sur le marché chinois des CSP (Kraemer, 2018). Aujourd'hui, la branche CSP espagnol emploie environ 5 000 personnes (Hashem, H., 2018, December 5)

### **Que peut-on apprendre de l'expérience espagnole?**

Les changements de politique pris par les pouvoirs publics en 2012 ont brutalement interrompu les investissements dans le CSP. Les changements visaient à contrôler le déploiement du CSP afin de respecter les objectifs annuels. Cependant, aucun investissement significatif n'a été réalisé dans cette technologie depuis 2012, même si les entreprises espagnoles jouent un rôle de premier plan dans l'industrie mondiale du CSP. Contrairement à l'expérience britannique avec le développement de l'éolien offshore, l'expérience espagnole souligne l'importance d'établir des cadres de soutien transparents et stables pour assurer le succès d'une technologie d'énergie renouvelable.

Les principaux enseignements de l'expérience espagnole pour les décideurs sont:

1. Des mécanismes de soutien stables et transparents sont nécessaires pour encourager les investissements dans les technologies d'énergies renouvelables qui ne sont pas encore compétitives.
2. Les politiques de soutien au CSP doivent favoriser la concurrence et la réduction des coûts.
3. Les politiques de soutien devraient tenir compte des avantages de la technologie CSP ou devraient autoriser les opérateurs à générer des revenus supplémentaires compte tenu de leur offre d'énergie dispatchable. La technologie CSP n'est pas en mesure actuellement de participer à des enchères technologiquement neutres.
4. Le montant de l'aide que le budget public ou les consommateurs sont tenus de payer en raison de la capacité installée doit être contrôlé. Les obligations financières doivent être planifiées à l'avance pour éviter des ajustements de politique tardifs et rétroactifs qui mettraient en danger le développement ultérieur de la technologie.

### **3. Choix opérés par le Maroc pour développer son programme solaire et éolien**

#### **Le contexte national**

Cette section présente le cadre dans lequel évolue le programme marocain des énergies renouvelables : la stratégie énergétique, le cadre institutionnel, le cadre juridique et le régime qui régit la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Elle présente également l'état d'avancement du programme de l'électricité renouvelable à partir du solaire et de l'éolien et un bref aperçu sur les applications des énergies solaires et éoliennes, hors électricité.

#### **3.1.1. La stratégie énergétique de 2009 : Une approche volontariste et pragmatique**

Fortement tributaire de l'importation d'énergies fossiles, qui impacte lourdement sa dépendance et sa facture énergétiques, le Maroc a adopté en 2009 une stratégie énergétique avec les objectifs de :

- réduire sa dépendance aux énergies fossiles et sa facture énergétiques,
- sécuriser l'approvisionnement en mobilisant des ressources nationales avec des énergies disponibles et accessibles à des prix compétitifs,
- développer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique national autour de choix technologiques fiables et compétitifs,
- rationaliser l'utilisation de l'énergie et développer l'efficacité énergétique,
- renforcer l'intégration au système énergétique régional,
- lutter contre le changement climatique.

La stratégie de 2009 s'est traduite par une feuille de route, des plans d'action, des objectifs chiffrés (42% de la puissance installée du parc électrique à l'horizon 2020), ainsi que par des réformes sur les plans institutionnel et juridique. En décembre 2015, le Maroc a accéléré sa transition énergétique en adoptant des objectifs plus ambitieux visant à porter la part des énergies renouvelables à 52% à l'horizon 2030. L'atteinte de ces objectifs nécessitera une capacité additionnelle d'au moins 2 000 MW en éolien et 2 000 MW en solaire à l'horizon 2020, et d'au moins 4 500 MW en solaire et 4 200 MW en éolien à l'horizon 2030 (IEA, 2019a). Ces objectifs sont cohérents avec l'engagement du Maroc en faveur du climat consistant à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 42% d'ici 2030.

La mise en œuvre de cette stratégie énergétique ne peut s'accomplir que dans un environnement juridique, institutionnel et financier favorables au développement des énergies renouvelables et à l'investissement. A cette fin, le Maroc a entrepris des réformes en profondeur visant principalement à organiser le secteur et à libéraliser et réguler le marché de l'électricité.

### **3.1.2. Le remodelage du paysage institutionnel**

Dès 2009, le Maroc a initié une restructuration en profondeur du secteur de l'électricité en créant de nouvelles institutions pour porter le développement des énergies renouvelables (en particulier les énergies solaire et éolienne) et en réorganisant les attributions des opérateurs nationaux clés. Prenant en compte le retour d'expérience des années 2009 – 2015, une deuxième impulsion forte aux réformes institutionnelles a été donnée en 2015 - 2016.

#### ***L'Agence Marocaine pour le Développement Durable (MASEN)***

L'Agence Marocaine pour le Développement Durable (MASEN), acteur central du développement des projets d'énergies renouvelables, a adopté un mode d'action intégré considérant la production selon les objectifs fixés, la recherche développement pré-opérationnelle, le renforcement des capacités, la formation, l'intégration industrielle et le développement local (MASEN, 2020).

Initialement, MASEN "Moroccan Agency for Solar Energy" avait été instituée en tant que société anonyme à capitaux publics par la loi n° 57-09, promulguée le 11 février 2010, avec la responsabilité de développer dans le cadre d'une convention avec l'Etat un programme de projets intégrés de production d'électricité à partir de l'énergie solaire (capacité minimale de 2 000 MW), les projets éoliens et hydrauliques restant à la charge de l'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (ONEE).

En Août 2016, MASEN devenue "Moroccan Agency for Sustainable Energy" ou "Agence Marocaine pour le Développement Durable" voit ses missions élargies pour porter l'ensemble des énergies renouvelables, en particulier, le solaire, l'éolien et l'hydraulique. La nouvelle loi qui la régit (la loi n° 37-16), la charge du programme de développement de projets intégrés de production d'électricité d'une capacité totale minimale additionnelle de 3 000 MW à l'horizon 2020 et 6 000 MW à l'horizon 2030, et ce, dans le cadre d'une convention conclue avec l'Etat. L'entrée en vigueur de cette loi se fait dans un délai qui prend fin en septembre 2021.

Durant cette phase transitoire, MASEN et l'ONEE collaborent pour la mise en œuvre du programme et pour le transfert progressif des activités et avoirs à MASEN.

Outre les missions relatives à la programmation et au développement des installations des énergies renouvelables, à la réalisation des études et infrastructures nécessaires et à la recherche de financements, MASEN a aussi pour missions :

- La réalisation d'activités connexes contribuant au développement de la zone d'implantation des installations utilisant des énergies renouvelables.
- La contribution au développement de la recherche appliquée et à la promotion des innovations technologiques dans les filières des énergies renouvelables.
- La proposition à l'administration de modalités de développement des filières industrielles compétitives sur les installations utilisant des énergies renouvelables ainsi que les modalités d'intégration industrielle pour chaque installation utilisant des énergies renouvelables.
- La contribution à la création de filières de formations spécialisées en énergies renouvelables, en partenariat avec les universités, les écoles d'ingénieurs et les centres de formation professionnelle.
- La réalisation des activités nécessaires au développement de projets intégrés de production d'énergie, de ressources renouvelables, autre qu'électrique.
- La conduite d'activités de promotion, de sensibilisation, de conseil et de prestations de services en lien avec les énergies renouvelables.

Fort de du soutien et de l'attention dont bénéficie le développement des énergies renouvelables au plus haut niveau de l'Etat, des missions qui lui sont confiées ainsi que de la dynamique internationale qui porte le développement des énergies solaire et éolienne, MASEN, en collaboration avec l'ONEE, a mis en œuvre un vaste programme intégré qui cible la réalisation et l'exploitation de nombreuses installations solaires et éoliennes pour respecter les objectifs de 2020 et de 2030.

Au-delà de sa mission de production de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, l'approche de MASEN s'appuie sur un rôle moteur du développement par les énergies renouvelables (MASEN, 2020) :

- Au niveau local, elle accorde une attention particulière à l'impact environnemental et aux retombées sociales des projets qu'elle conduit, dans les régions de leur implantation et compte tenu de leur contexte socioéconomique.
- Au plan national, elle travaille sur le développement des compétences et le renforcement des capacités industrielles. Dans ce cadre :
  - ✓ Le Cluster solaire, association des acteurs du secteur solaire au Maroc, lancé en avril 2014, travaille au développement d'une filière industrielle solaire compétitive, en jouant un rôle catalyseur du développement industriel. Le périmètre du cluster a été élargi à l'ensemble des énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.

- ✓ Les programmes de recherche appliquée et pré-opérationnelle dans le secteur solaire, toutes technologies confondues, comprennent la construction d'une plateforme R&D implantée sur le site Noor Ouarzazate, destinée à qualifier plusieurs sous-technologies solaires tout en créant un réseau d'échange entre les industriels et les institutions de recherche.

### ***L'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE)***

La création de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE) a constitué un nouveau pas important vers la libéralisation progressive et la régulation du secteur. Elle a été instituée par loi en 2015 sous la forme d'une personne morale de droit public indépendante et sans tutelle administrative. Sa mission principale est de s'assurer du bon fonctionnement du marché libre de l'électricité et de réguler l'accès des auto-producteurs au réseau électrique national de transport. Elle fixe le tarif d'utilisation du réseau national de transport et des réseaux électriques de moyenne tension de la distribution.

En août 2018, le président de l'ANRE a été nommé. Le processus de désignation des membres du conseil d'administration est en cours.

### ***L'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (ONEE)***

L'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (ONEE), initialement Office National de l'Electricité, a vu ses attributions révisées dès 1998 pour aller d'une situation de quasi-monopole à une ouverture progressive du secteur de l'électricité aux capitaux privés. Un pas supplémentaire a été franchi avec la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables qui a ouvert la production électrique à des fins de vente à des clients au Maroc et à l'étranger.

L'ONEE gère la demande globale d'énergie électrique au Maroc. Il gère et développe le réseau de transport et une partie du parc de production de l'énergie électrique. L'Office assure 58% de l'électricité au consommateur final, les 42% résiduels étant assurés par les concessionnaires (entreprises privées et communes en charge de la distribution d'eau et d'électricité et de l'assainissement liquide). Il travaille aussi sur l'extension de l'électrification rurale.

L'ONEE a joué un rôle important dans le développement d'installations de production de l'électricité à partir de l'énergie éolienne, et même du solaire photovoltaïque décentralisé dans le cadre du programme d'électrification rurale (PERG). Toutefois, selon les dispositions de la loi n° 37-16, le transfert de toutes les activités relatives aux énergies renouvelables de l'ONEE à MASEN devrait s'effectuer dans un délai qui ne dépasse pas septembre 2021, et ce, dans le cadre d'une convention tripartite conclue entre l'Etat, l'ONEE et MASEN.

Enfin, suivant une recommandation de l'Agence Internationale de l'Energie, pour séparer les activités de production des activités de transport et de distribution, il est prévu de désigner un gestionnaire du réseau électrique national indépendant, pour garantir un accès au réseau indépendant, dans les conditions approuvées par l'ANRE. Toutefois, à ce jour, l'ONEE continue d'assumer cette fonction.

### ***L'Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles (IRESEN)***

L'IRESEN est un institut de recherche créé en 2011 sous la tutelle du Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Environnement, pour accompagner la stratégie énergétique nationale en soutenant la R&D appliquée dans le domaine de l'énergie solaire et des énergies nouvelles.

Selon IRESEN, cet institut dispose d'un budget conséquent de plusieurs centaines de millions de Dirhams pour financer l'infrastructure et les projets de recherche innovante, ce qui lui a permis de mobiliser plus de 800 chercheurs associés dans le cadre d'une centaine de projets collaboratifs. L'IRESEN a pour objectif d'œuvrer pour le renforcement de capacités et l'innovation sur les thématiques clés des énergies renouvelables. Elle s'appuie sur un ensemble de plateformes de test, de formation et de recherche, pour créer des synergies et mutualiser les moyens de différentes institutions de recherche, dont le Green Energy Park, plateforme dans le domaine des énergies renouvelables, construite conjointement par l'IRESEN et le Groupe OCP dans la ville de Ben Guérir. L'IRESEN dispose également d'un ensemble de laboratoires dont le Laboratoire Réseaux Intelligents, gestion de l'énergie et intégration des énergies renouvelables dans le bâtiment et la ville.

L'IRESEN et le Centre de Développement Technologique Industriel de l'Espagne ont lancé un programme conjoint de soutien à la recherche appliquée et l'innovation, à des projets collaboratifs, portés par les universités, institutions de recherche, entreprises et industries marocaines et espagnoles. Ce programme bénéficie d'un financement conjoint (1/3 Maroc, 2/3 Espagne). Dans ce cadre, six projets ont été présélectionnés au titre de l'année 2019, avec un financement à hauteur de 40 millions de Dirhams, dans les domaines des énergies renouvelables et des technologies vertes.

### ***L'Agence Marocaine pour l'Efficacité Energétique (AMEE)***

L'Agence Marocaine pour l'Efficacité Energétique (AMEE) a été créée en 2016 par la loi n° 39-16 et a remplacé l'Agence pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (ADEREE). L'AMEE a pour mission de mettre en œuvre les plans d'action de la politique gouvernementale en matière d'efficacité énergétique.

En octobre 2019, le Ministre de l'Industrie, du Commerce et de l'Economie Verte et Numérique s'est vu confier la tutelle de l'AMEE dans le cadre des attributions qui lui ont été conférées par le décret n° 2-19-1085. A travers les dispositions de ce décret, il est chargé notamment de d'élaborer dans le cadre de la stratégie nationale de développement durable le programme national de transition vers une économie verte et de veiller à sa mise en œuvre en concertation avec les instances concernées.

A ce titre, il est chargé en particulier de prendre toute mesure à même de promouvoir le développement de la mobilité durable et de la production propre dans le domaine de l'industrie et le renforcement de l'efficacité énergétique.

Ce transfert de tutelle a octroyé à l'AMEE des missions supplémentaires à celle de l'efficacité énergétique dans l'industrie, le transport, le bâtiment (résidentiel, public, services et hôtellerie), les villes (éclairage public, ...). Ces nouvelles missions comprennent la mobilité durable (hybride, électrique, hydrogène,...) et la production propre dans l'industrie (économie d'énergie, d'eau et de matières premières ; décarbonation ; économie circulaire).

### **3.1.3. Le cadre juridique : une réforme progressive toujours en cours**

L'évolution du cadre législatif et réglementaire est un levier important du développement des énergies renouvelables. En 1994, le Maroc avait déjà initié un début d'ouverture du secteur électrique aux opérateurs privés et il a accéléré ses réformes à compter de 2009 pour faciliter la mise en œuvre de la nouvelle stratégie énergétique adoptée cette même année par le Maroc. Cette vaste réforme a aussi bénéficié de la définition du cadre contractuel de partenariats public-privé défini par la loi à portée générale n°86-12, publiée le 24 décembre 2014.

#### ***Les avancées préalables***

Les mesures juridiques préalables à l'année 2009, qui ont marqué le début de l'ouverture du secteur électrique dans son ensemble au secteur privé avaient concerné la production concessionnelle d'électricité (1994) et la gestion déléguée de la distribution électrique (2005). La réglementation avait alors autorisé la production concessionnelle d'électricité par le secteur privé (décret n°2-94-503 du 23 septembre 1994), en habilitant l'ONEE à "*passer, après appel à concurrence, des conventions avec des personnes morales de droit privé, pour la production de l'énergie électrique d'une puissance supérieure à 10 MW*".

Ce niveau de puissance a été plus tard relevé à 50 MW par la loi n° 16-08, exclusivement à des fins d'auto production et à la condition que l'excédent de production soit vendu uniquement à l'ONEE. Ces premières mesures avaient permis notamment l'émergence des premiers parcs éoliens du pays (le parc éolien Abdelhak Torres (50 MW) en 2000, puis celui d'Amogdoul (60 MW) à Essaouira en 2007). Plus tard en 2014, à travers la loi 54-14, le seuil de ce régime d'autoproduction a encore été revu à la hausse de 50 à 300 MW, avec possibilité d'accès au réseau de transport.

D'un autre côté, la gestion déléguée de la distribution électrique par des entreprises privées a été autorisée en 2005, par la loi 58-05 relative à la gestion déléguée des services publics. La Lydec à Casablanca, Redal à Rabat et Amendis à Tétouan sont les principales entreprises privées ayant investi le secteur de la distribution d'électricité, d'eau et des eaux usées.

### ***La réforme juridique en appui à la nouvelle stratégie énergétique de 2009***

Avec le lancement de la nouvelle stratégie énergétique, le Maroc a procédé à une réforme en profondeur de son cadre juridique, qui a porté principalement sur :

- la libéralisation du secteur de production et de commercialisation de l'énergie à travers l'ouverture du marché des énergies renouvelables au secteur privé,
- la régulation du secteur de l'électricité et la création d'une autorité nationale,
- la création de nouveaux acteurs institutionnels en charge du développement du secteur des énergies renouvelables.

### **Le cadre juridique relatif à l'ouverture au secteur privé du marché de production et de commercialisation des énergies renouvelables**

**La loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables**, promulguée le 11 février 2010, constitue le socle de la réforme et a permis d'ouvrir au secteur privé le marché de la production et de la commercialisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Cette loi :

- donne le droit à un exploitant (personne morale de droit public ou privé ou personne physique) de produire l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables pour le compte de l'état dans le cadre d'une convention ou pour le compte d'un ou des consommateurs, dans un cadre contractuel,
- prévoit que les installations de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables puissent être connectées au réseau électrique national de la moyenne tension, haute tension ou très haute tension. Toutefois, la loi soumet l'accès au réseau de la moyenne tension à des conditions et modalités fixées par voie réglementaire,

- prévoit que l'électricité produite puisse être pour le marché national ou pour l'exportation,
- soumet les installations de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables à un régime de contrôle et d'autorisation ou de déclaration, selon leur niveau de puissance, basé sur un seuil de 2 MW.

Les modalités d'application de la loi n°13-09, pour ce qui concerne le régime d'autorisation des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, ont été prises par décret daté du 11 Avril 2011.

En application des dispositions de la loi 13-09, les conditions et modalités d'accès au réseau de la moyenne tension ont été prises par décret n° 2-15-772, daté du 28 octobre 2015. Ce décret donne la priorité d'injection aux installations de production d'énergie électrique de moyenne tension à partir des sources d'énergies renouvelables. Actuellement, la mise en œuvre effective de cet accès reste tributaire d'un arrêté conjoint du Ministre chargé de l'Energie et du Ministre de l'Intérieur, qui doit fixer une trajectoire pour les dix années à venir, composée des enveloppes pour l'injection d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables au réseau électrique de la moyenne tension.

Il y a lieu de noter que la loi relative à la régulation du secteur de l'électricité prévoit aussi que soient fixées par voie réglementaire les prescriptions techniques relatives aux conditions de raccordement et d'accès aux réseaux électriques de moyenne tension de la distribution, ainsi que les règles concernant l'utilisation de ces réseaux électriques de moyenne tension.

Près de 7 ans après sa promulgation et pour remédier aux insuffisances révélées par sa mise en œuvre, la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables a été amendée et complétée par la loi n° 58-15 promulguée du 12 janvier 2016. Cette loi ouvre l'accès au réseau électrique national basse tension, avec l'objectif de faciliter le développement d'une filière industrielle des petites et moyennes installations, notamment le solaire photovoltaïque.

A cette fin, les principales modifications/ compléments de cette loi concernent:

- La possibilité de connecter les installations de production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables au réseau électrique national basse tension, selon les conditions et modalités fixées par voie réglementaire.
- La possibilité pour l'exploitant de vendre l'excédent d'énergie produite à hauteur de 20% (de la production annuelle) à l'ONEE ou au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité concerné par les installations connectées au réseau électrique national de moyenne tension et basse tension, selon des modalités et conditions commerciales de rachat fixées par voie réglementaire.

Toutefois, et à ce jour, les conditions réglementaires n'ont pas encore été réunies pour assurer l'ouverture aux réseaux Moyenne Tension et Basse Tension.

En 2018, le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement a initié une nouvelle réforme de la loi n°13-09 sur les énergies renouvelables en concertation avec les opérateurs privés, les institutions publiques et les départements ministériels concernés (Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, 2020). Dans ce sens, un projet de loi a été introduit en 2019 dans le circuit législatif. La consultation de ce projet, disponible sur le site du Secrétariat Général du Gouvernement, sous la forme du projet de loi n°40-19 modifiant et complétant la loi n°13-09, permet d'identifier les principales évolutions introduites :

- La définition de l'exploitant en tant que personne morale de droit privé.
- L'introduction de la notion de capacité d'accueil du réseau électrique national (réseau de transport et réseau de distribution) correspondant à la puissance installée maximale d'énergies renouvelables que le réseau peut accueillir sans contraintes. La capacité d'accueil est déterminée par le gestionnaire de réseau et approuvée par l'ANRE.
- La possibilité pour l'exploitant de fournir l'électricité à un gestionnaire du réseau de distribution d'électricité à partir d'une installation raccordée au réseau MT, HT ou THT. Les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent acquérir jusqu'à 40% de l'électricité fournie à leurs clients à partir d'énergies renouvelables.
- Le maintien de la possibilité de fournir de l'électricité à des consommateurs raccordés aux réseaux THT, HT ou MT. De même, l'exploitant peut exporter l'énergie produite près avis du gestionnaire du réseau et accord de l'Administration.
- La gestion des accès aux différents réseaux par le gestionnaire du réseau électrique national et leur contrôle par l'ANRE.
- Le paiement du tarif d'utilisation du réseau électrique national haute et très haute tension et du tarif d'utilisation du réseau électrique de distribution, de moyenne tension, selon des modalités de calcul et de facturation définies par l'ANRE, après avis du gestionnaire du réseau concerné (national ou de distribution).
- Le maintien uniquement des zones de développement éolien.
- La possibilité pour l'Administration de faire des appels à projets et d'autoriser la réalisation d'installations de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergies renouvelables.

### Le cadre juridique régissant le régime d'autoproduction

La loi 54-15 amende les textes antérieurs de l'Office National l'Electricité et de l'Eau potable et fixe le cadre d'autoproduction, selon 3 régimes définis sur la base du niveau de puissance (50 et 300 MW), compte tenu des besoins des industriels producteurs d'électricité pour leurs propres consommations. Il ouvre notamment la possibilité au secteur public et privé de produire de l'énergie électrique à une puissance supérieure à 300 MW, exclusivement pour les besoins du producteur et prévoit que l'excédent soit vendu exclusivement à l'ONEE. Pour une puissance de 300 MW, il ouvre le droit d'accès au réseau de transport.

Le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement travaille actuellement sur la refonte du cadre légal et réglementaire du régime d'autoproduction.

### Le cadre juridique relatif à la régulation du secteur de l'électricité

En Mai 2016, la promulgation de la loi n°48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité et à la création de l'autorité nationale de régulation de l'électricité vient renforcer un peu plus la libéralisation progressive du secteur de l'électricité et contribuer à clarifier davantage les responsabilités des intervenants.

Outre les dispositions relatives aux missions et aux ressources des gestionnaires du réseau électrique national de transport et des réseaux de distribution d'électricité et à l'accès aux réseaux électriques, la loi institue une Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANRE), chargée du bon fonctionnement du marché libre de l'électricité et de la régulation de l'accès des auto-producteurs au réseau électrique national de transport.

#### **3.1.4. Le régime de production de l'électricité**

La réalisation des projets énergétiques solaires et éoliens s'est faite quasi exclusivement par trois dispositifs du régime de production d'énergies renouvelables (entretiens réalisés avec le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, MASEN et l'ONEE, 2020) :

1. Les contrats de fourniture et d'achat (PPA), qui permettent à MASEN et l'ONEE de lancer des appels d'offres pour la sélection de partenaires privés indépendants (IPPs) pour la conception, la réalisation, les essais, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, voire le financement, des centrales solaires et parcs éoliens. L'électricité produite est vendue exclusivement à MASEN (ou à l'ONEE pour ce qui concerne les parcs éoliens avant le transfert des activités à MASEN), pour une durée d'au moins 20 ans. Ce dispositif a permis de réaliser la quasi-totalité du parc solaire actuel et près de la moitié du parc éolien opérationnel.

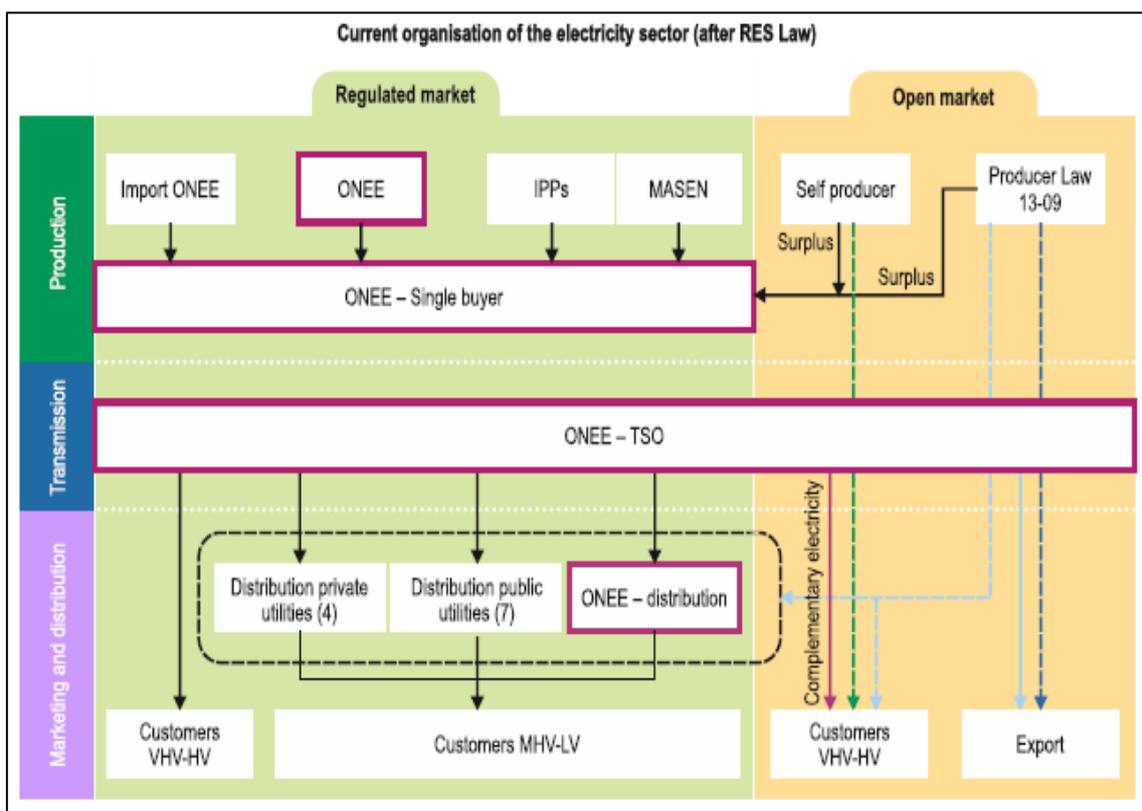
Sur ce point, MASEN a fait part à l'IRES de sa démarche intégrée qui assure la planification des projets de production de source renouvelable en concertation avec l'ONEE, leur programmation, la prospection des sites et l'évaluation des ressources renouvelables, les choix technologiques, les choix des partenaires, la contribution à la mobilisation des financements, la sélection des développeurs et le suivi de la réalisation et de l'exploitation des installations. MASEN offre au développeur un guichet unique pour faciliter l'ensemble des modalités d'autorisation, d'acquisition du terrain en garantissant le foncier avec toutes les infrastructures, des modalités financières en levant des financements, de garantie de l'Etat pour l'investissement et le paiement de l'électricité et d'un partage des risques équilibré. Ces conditions permettent une gestion optimale des risques et une réduction du coût du KWh. Enfin, MASEN achète l'électricité au développeur à un prix agréé et la revend à l'ONEE, en assumant la différence de prix, à travers le budget de l'Etat (MASEN, 2020).

2. Le dispositif de la loi n°13-09 qui permet au secteur privé (développeurs et investisseurs) d'investir dans la production d'électricité et de la vendre à des clients tiers au Maroc et à l'étranger, dans le cadre de contrats de fourniture d'électricité. Le développeur doit conclure avec l'ONEE des accords pour l'accès et le raccordement au réseau et pour le transport de l'électricité entre le site de production et les sites de consommation. Ce dispositif, n'a pas recours aux finances publiques et a permis la réalisation de près de la moitié du parc éolien actuellement en exploitation.
3. Le régime d'auto production (ou auto consommation) ouvert à la production à partir des ressources énergétiques renouvelables et fossiles. Ce régime qui permet à des auto-producteurs de produire pour leur propre consommation, a une contribution mineure (de l'ordre de 1% de l'électricité totale générée).

En conclusion et comme illustré dans la Figure 28 , la production de l'électricité renouvelable est organisée autour d'un marché régulé, dominé par les contrats de fourniture et d'achat d'électricité entre producteurs privés indépendants et MASEN / ONEE et qui inclut aussi les importations électriques et un marché ouvert, articulé autour du dispositif de la loi n° 13-09 et du régime d'autoproduction.

L'ONEE produit de l'électricité avec ses propres installations, achète l'électricité de MASEN, des producteurs privés indépendants avec qui il a signé des contrats d'achat d'électricité, rachète les surplus d'électricité des auto-producteurs et des producteurs privés opérant dans le cadre de la loi n° 13-09 et importe (ou exporte) de l'électricité.

**Figure 28 : Organisation du secteur de l'électricité au Maroc**



Source : (IEA, 2019a)

Concernant le prix de l'électricité, un projet stratégique sur la tarification du secteur est en cours et considère le marché libre et le marché réglementé.

### ***L'enjeu de l'ouverture des réseaux de la moyenne tension et de la basse tension***

L'évaluation du cadre juridique et de sa mise en œuvre développée ci-dessus montre que malgré les dispositions légales et réglementaires prises pour l'accès des producteurs privés aux réseaux de la moyenne tension et de la basse tension, les conditions réglementaires ou administratives ne sont pas encore réunies pour rendre cet accès effectif.

Selon l'analyse effectuée dans "Lessons from Power Sector Reforms, the Case of Morocco" (World Bank Group, 2019), le Maroc rencontre depuis longtemps des difficultés à libéraliser le secteur de l'énergie électrique en raison de diverses contraintes liées notamment au système tarifaire de l'électricité. Celui-ci doit répondre à divers objectifs, parmi lesquels la subvention de l'électricité pour les ménages à bas revenus, l'application de tarifs bas pour certains secteurs de l'industrie en difficulté ainsi que l'équilibre financier des distributeurs municipaux et de l'ONEE.

En effet, les distributeurs doivent compenser leurs activités déficitaires liées notamment à la fourniture d'eau et au traitement des eaux usées par les gains réalisés sur la vente de l'électricité, et au même temps, il faut assurer à l'ONEE des revenus suffisants pour lui permettre de développer le réseau électrique et mener son programme d'électrification rurale.

Les tentatives d'ouverture des réseaux de moyenne tension et de basse tension se sont donc heurtées principalement à la réticence des distributeurs, qui ont perçu l'ouverture de ce segment au secteur privé comme une menace possible pour leur équilibre financier et pour la stabilité de l'ensemble du système de distribution, si le secteur privé devait capter une partie du marché de la distribution.

Le Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement estime qu'il doit prendre en considération les spécificités du secteur énergétique marocain, notamment en ce qui concerne l'ONEE et les régies de distribution. Dans ce sens, il a adopté une approche progressive, qui passe par une révision du cadre légal et réglementaire du régime de la production privée et du régime d'autoproduction (Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, 2020). Cette approche considère :

- l'accès au réseau Haute Tension est effectif avec une part de l'ordre de 50% déjà détenue par le privé pour l'éolien,
- la validation par l'ANRE de la capacité d'accueil pour la moyenne tension,
- le développement d'une réglementation spécifique du régime d'autoproduction, pour l'accès au réseau de la basse tension.

Dans son rapport d'activité 2018, l'ONEE considère *"l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux de distribution comme un projet stratégique pour accompagner les projets d'injection des énergies renouvelables qui seraient réalisées par des tiers"*.

L'accès aux réseaux de la moyenne tension devrait devenir effectif après la promulgation du projet de loi n° 40-19 modifiant et complétant la loi n°13-09 et des textes réglementaires associés. L'accès aux réseaux de la basse tension sera défini par les dispositions législatives et réglementaires du régime d'autoproduction de l'énergie électrique, dont l'amendement est considéré par le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement.

Enfin, il est intéressant de relever les conclusions d'une étude menée par la coopération allemande GIZ, à la demande du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, qui a abouti en octobre 2016 à la production d'un rapport intitulé *"Étude de l'effet sur l'emploi d'un régime d'autoproduction avec facturation nette d'électricité (Lois 13-09 et 58-15) issue d'installations photovoltaïques connectées au réseau de basse tension au Maroc"*.

Les résultats de cette étude peuvent être résumés comme suit (GIZ, 2016) :

- Plus de 90% des emplois directs et indirects seront créés dans la partie en aval de la chaîne de valeur dans les activités liées à la planification, la commercialisation, l'installation, la maintenance, et à l'ingénierie des systèmes photovoltaïques (PV). Pour la partie amont de la chaîne de valeur, l'émergence d'une production de composants locaux dépend de la taille, de la maturité et de la viabilité du marché photovoltaïque basse tension. Il est probable qu'au début, la production de composants locaux restera limitée aux équipements dont les barrières économiques et techniques sont basses, surtout les systèmes de support. L'assemblage des panneaux solaires au Maroc existe déjà et est susceptible de croître avec le développement du marché photovoltaïque, mais sa contribution au marché global et à la création d'emplois restera limitée.
- Pour les petits consommateurs d'électricité (tranches de consommation T1 à T3), représentant 60% des abonnés résidentiels pour la tranche T1 et 85% pour les tranches T1 à T3, le coût de l'électricité réseau est moins élevé, comparé au coût d'installation d'un petit système photovoltaïque par kWc. Exclure ces tranches, reviendrait à limiter de façon importante le développement du marché photovoltaïque résidentiel de la basse tension.
- Une subvention de 20 à 30% des coûts de l'installation, combinant des différents mécanismes support, pourrait rendre l'installation du photovoltaïque en autoconsommation rentable pour les consommateurs de tranches T1-T3. À l'avenir, le photovoltaïque deviendrait économiquement plus attractif, et ne nécessiterait plus de subventions, du fait de la baisse probable des coûts des systèmes photovoltaïques et de la hausse des prix de l'électricité réseau.
- Il est important d'encadrer le marché de la basse tension et d'évaluer les barrières, juridiques, réglementaires, administratives et financières, pour en limiter autant que possible, les effets sur la création d'emplois et sur la valeur ajoutée économique.
- Les installations commerciales photovoltaïque > 5 kWc, y compris les systèmes avec une puissance supérieure à > 20 kWc qui pourraient très probablement être aussi connectées au réseau de la basse tension, se sont montrées économiquement très attractives. Il est recommandé de considérer l'installation de tels systèmes dans un décret d'application de la basse tension.

### 3.1.5. L'état d'avancement du programme solaire et éolien

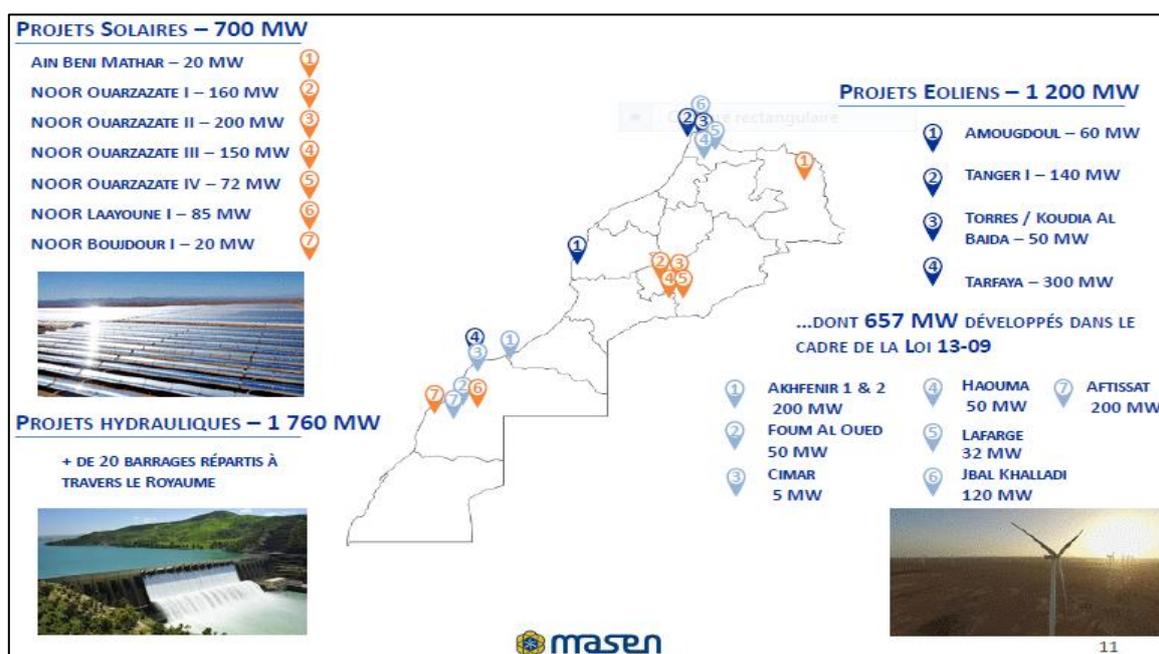
Les objectifs du Maroc pour le développement des énergies renouvelables considèrent le développement d'une capacité d'au moins 2 000 MW en éolien et 2 000 MW en solaire à l'horizon 2020, et d'au moins 4 500 MW en solaire et 4 200 MW en éolien à l'horizon 2030 (IEA, 2019a).

Selon le site Web du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, les principaux indicateurs du développement des énergies renouvelables en 2018 sont résumés ci-après :

- Puissance électrique totale installée de 10 938 MW.
- Energie électrique nette appelée : 37 446 GWhs.
- Puissance installée des énergies renouvelables : 3 700 MW, soit 34 % de la puissance électrique installée.
- Puissance installée de l'énergie solaire : 711 MW, soit 7% de la capacité totale installée.
- Puissance installée de l'énergie éolienne : 1 220 MW, soit 11% de la capacité installée.
- La dépendance énergétique nationale est passée de 98% en 2008 à 91,7 % en 2018.
- Augmentation notable des investissements dans le secteur des énergies solaire et éolienne.

La Figure 29 synthétise les projets solaires et éoliens réalisés à ce jour.

**Figure 29 : Projets solaires et éoliens réalisés et en cours d'exploitation**



Source : (MASEN, 2020)

## **Le programme solaire**

Le Tableau 06 donne plus de détails sur les projets solaires réalisés à ce jour.

**Tableau 06 : Installations solaires en exploitation**

<b>Installation solaire</b>	<b>Puissance installée</b>	<b>Technologie</b>	<b>Coût du kWh (MAD/kWh)</b>	<b>Mise en service</b>
Ain BeniMathar	20 MW	Centrale thermodynamique		2011
Noor I Ouarzazate	160 MW (618 GWh/an)	CSP parabolique avec 3h de stockage	1.62	2016
Noor II Ouarzazate	200 MW (600 GWh/an)	CSP parabolique avec 7h de stockage	1.36	Fin 2018
Noor III Ouarzazate	150 MW (500 GWh/an)	CSP Tour avec plus de 7h de stockage	1.42	Fin 2018
Noor IV Ouarzazate	72 MW (120 GWh/an)	Photovoltaïque avec un système de tracking	0,46	Fin 2018
Noor Layoune I	85 MW (150 GWh/an)	Photovoltaïque avec un système de tracking	0,44	Fin 2018
Noor Boujdour I	20 MW (40 GWh/an)	Photovoltaïque avec un système de tracking	0.64	Fin 2018

*Source : Tableau constitué à partir de données de MASEN et d'informations sur le site du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement*

En complément de la centrale thermodynamique de la centrale de Ain Beni Mathar, le complexe solaire Noor Ouarzazate d'une capacité totale de 580 MW a été mis en service dans sa globalité en 2018 et représente le grand centre multi-technologies au monde.

La capacité solaire en exploitation est de 735 MW, dont 530 MW sont basés sur la technologie CSP et 205 MW sur la technologie photovoltaïque (PV).

Le Tableau 07 suivant présente les installations solaires en projet.

**Tableau 07 : Installations solaires en projet**

Installation	Puissance installée	Technologie	Mise en service
<b>Noor Midelt I</b> (Phase I)	800 MW	CSP (300MW) / PV (500 MW) Consortium EDF/MASDAR(EAU)/ Green of Africa (Maroc)	2022
<b>Noor Midelt II</b>	400 à 800 MW	CSP / PV	D'ici 2030
<b>Programme Noor PV II</b> Boujdour II, Laâyoune II, Taroudant, Kalaat Sraghna, Sidi Bennour, Bejaad, Lhajeb, Guercif, Ain Beni Mathar	750 MW	Photovoltaïque  400 MW sera développée dans le cadre de la loi n°13-09	A partir de 2021
<b>Noor Tafilalet :</b> 3 centrales à Erfoud, Zagora et Missour.	120 MW  (40 MW chaque)	Photovoltaïque Projet développé dans le cadre concessionnel	2020
<b>Noor Atlas</b>	200 MW réparties sur 7 centrales de 25 à 40 MW chacune)	Photovoltaïque Projet développé dans le cadre concessionnel	2020
Centrale solaire (Province Tanger Asilah)	30 MW	Photovoltaïque Par Green Power Maroc dans le cadre de la loi n°13-09, pour Amendis	2021

*Source : Tableau constitué à partir de données de MASEN et d'informations sur le site du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement*

Actuellement et selon les données disponibles, une capacité solaire de près de 2 700 MW est programmée. La phase d'équipement combine le recours au photovoltaïque et le recours à la technologie hybride CSP/PV, à travers Noor Midelt.

Le programme Noor PV II sera développé en plusieurs phases pour atteindre une puissance installée de 750 MW de projets PV dont une partie (400 MW) sera développée dans le cadre de la loi n°13-09. Pour cette composante privée, le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement et MASEN ont lancé un programme d'allocation des capacités dans des sites qualifiés et pré équipés par MASEN pour le développement des projets PV privés. MASEN assurera également les infrastructures d'interconnexion, des études qualification des sites et des données solaires prévalant sur les sites. L'accès au réseau national sera fourni par l'ONEE pour une capacité définie (MASEN, 2020).

L'étude du Tableau 06 et du Tableau 07 permet de relever ce qui suit :

- En termes d'atteinte d'objectifs, la capacité opérationnelle est de 735 MW, avec une prédominance nette du CSP. MASEN estime que l'objectif global de 42%, avec 2000 MW solaire serait atteint en 2021, voire en 2022.
- En plus de cette capacité solaire déjà opérationnelle, des installations solaires pour une capacité globale de près de 2 700 MW solaires sont planifiées, voire pour certaines, en cours de réalisation avancée. Ceci porte le total de la capacité solaire opérationnelle ou programmée à environ 3 435 MW.
- Alors que la technologie CSP a prédominé avec les installations Noor I, Noor II et Noor III, le Maroc se réoriente vers plus de photovoltaïque.
- Avec le complexe solaire Noor Midelt, le Maroc prévoit une technologie hybride CSP/PV, avec système de stockage. Midelt II serait muni d'un système de stockage par batteries (MASEN, 2020). Il y a lieu de noter que le Maroc est parmi les premiers pays à adopter la technologie hybride CSP/PV.
- La quasi-totalité des projets solaires ont été réalisés à ce jour dans le cadre de contrats d'achat d'électricité entre MASEN et des entreprises privées indépendantes. Jusqu'à présent, l'entreprise privée saoudienne Acwa Power a été l'opérateur dominant, qui a dirigé les consortiums de Noor Ouarzazate I, II et III.
- Un seul projet de 30 MW est en cours de réalisation dans le cadre de la loi n°13-09 pour le compte d'Amendis.
- Pour les projets photovoltaïques futurs, notamment le programme Noor PV II, le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement et MASEN ont entrepris une démarche qui facilite l'accès du secteur privé au marché des installations solaires.

## Le programme éolien

Le Tableau 08 suivant énonce les projets éoliens réalisés à ce jour.

**Tableau 08 : Installations éoliennes en exploitation**

Parc éolien	Puissance	Cadre de réalisation	Mise en service
Abdelhak Torres/ Koudia el Baida	54MW	Production concessionnelle Compagnie Eolienne du Détroit [EDF (49%), Paribas (35,5%) et GERMA (15,5%)]	2000
Amogdoul (Essaouira)	60 MW	Géré par ONE-BE	2007
Tanger I	140 MW	Exploitation par l'ONEE-BE Maintenance par GamesaEolica	2010
Tarfaya	300 MW	Contrat de fourniture d'électricité (20 ans) ONEE - Tarfaya Energy Company, détenue à parts égales par Nareva et Engie.	2014
Foum El Oued (Laayoune)	50.6 MW	<b>Loi 13.09</b> (Société Energie Eolienne du Maroc (détenue par NAREVA à 75%) Production destinée à de groupes industriels comme Lafarge, Managem, Sonasid, Arcelor, Air Liquide, OCP.	2014
Haouma (Tanger)	50.6 MW	<b>Loi 13.09</b> (Société Energie Eolienne du Maroc)	2014
Akhfennir (Layoune)	200 MW	<b>Loi 13.09</b>	2014 2017
Jbel Khalladi (Ksar Sghir)	120 MW	<b>Loi 13.09</b>	Fin 2017
Aftissat (Boujdour)	200 MW	<b>Loi 13.09</b>	2019
Lafarge	32 MW	<b>Loi 13.09</b>	10 MW (2005) 22 MW (2009)
CIMAR	5 MW	Autoproduction	2011

Source : Tableau constitué à partir de données de MASEN, Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, ONEE

Le programme éolien a démarré assez tôt avec le premier parc éolien d'une puissance de 54 MW réalisée en 2000 à Tétouan, suivi par une 2<sup>ème</sup> projet de 60 MW à Essaouira en 2007, réalisés dans un cadre concessionnel pour le compte de l'ONEE. Également, la ferme éolienne de Lafarge de 32 MW a été réalisée et mise en service sur la période 2005- 2009.

Le Tableau 09 suivant donne les projets en cours de réalisation :

**Tableau 09 : Installations éoliennes en projet**

Parc éolien	Puissance	Cadre de réalisation	Mise en service
<b>Parc éolien intégré</b> JbelLhdid Boujdour Midelt Tiskrad Tanger II Liaison électrique Boujdour- Layoune	<b>850 MW</b>  Ligne électrique 400 kV sur 250 Kms	Contrats PPA signés par ONEE, MASEN, et entreprises privées pour le développement, la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance.  Production privé ; groupement Nareva Holding – Enel Green Power », associé « Siemens GamesaRenewables	Mise en service progressive à partir de 2021
Taza	150 MW	Contrat PPA attribué à un consortium franco-japonais	2021
Oualidia I et Oualidia II	36 MW	Loi 13-09	2020
Safi	200 MW	Loi n°13-09 (6 clients)	2021
Aftissat II	200 MW	Loi n°13-09	2022
KoudiatBaida, Tetouan (Repowring à 200 MW)	200 MW	exploité, en contrat de concession ONEE - Compagnie éolienne du Détroit	2021

Source : Tableau constitué à partir de données de MASEN, Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, ONEE

L'étude du Tableau 08 et du Tableau 09 permet de relever les points suivants :

- A ce jour, une capacité installée de près de 1 220 MW en éolien est déjà opérationnelle, principalement au Nord, Essaouira et Laayoune.
- L'objectif de 2 000 MW en éolien en 2020 n'est donc pas encore atteint. Toutefois, compte tenu des projets en cours de réalisation et dont la mise en service est annoncée pour 2020/2021, le Maroc devrait atteindre l'objectif annoncé vers ces dates.
- Sur la totalité du parc actuel, 46% de la capacité installée a été réalisée par voie concessionnelle et 54% de la capacité a été portée par le secteur privé dans le cadre de la loi n° 13-09.
- Selon le programme annoncé, une capacité supplémentaire d'un peu plus de 1 600 MW est actuellement en cours de réalisation, ce qui porte la capacité totale installée opérationnelle ou planifiée à près de 2 800 MW.

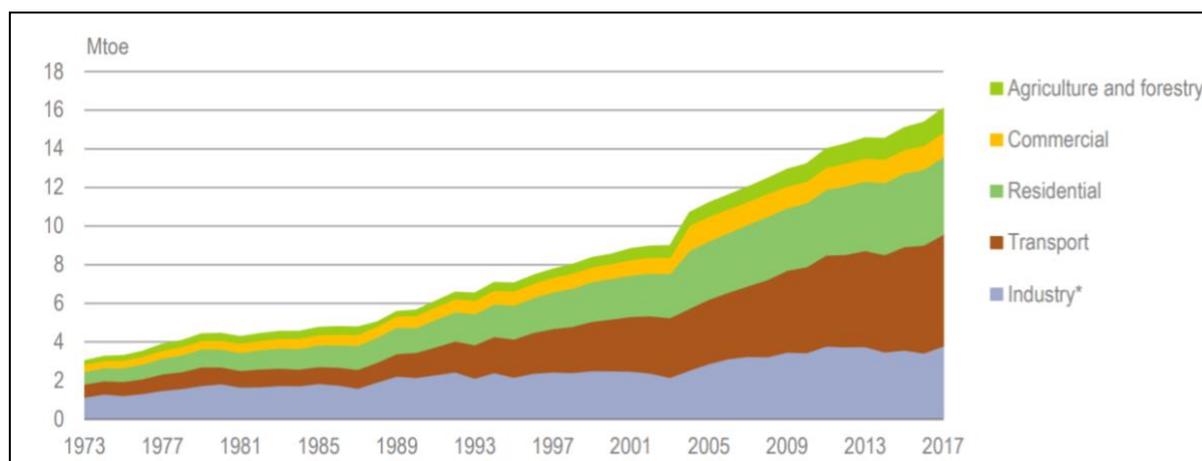
- Sur la totalité du parc planifié, près de 74 % de la capacité est prévue par mode concessionnel et 26% via la loi n° 13.09.
- NAREVA, entreprise spécialisée dans le secteur électrique, est un acteur privé important du secteur éolien et a contribué la réalisation de près de 60% de la capacité développée.

### 3.1.6. Les applications des énergies solaire et éolienne, au-delà du secteur électrique

#### *La consommation d'énergie dans les autres secteurs*

La Consommation finale totale d'énergie au Maroc est dominée par les secteurs du transport (36%), du résidentiel (25%) et de l'industrie (24%) (Cf. Figure 30). Le pétrole a représenté 74% de cette consommation en 2017 alors que l'électricité a satisfait 17% (IEA, 2019a).

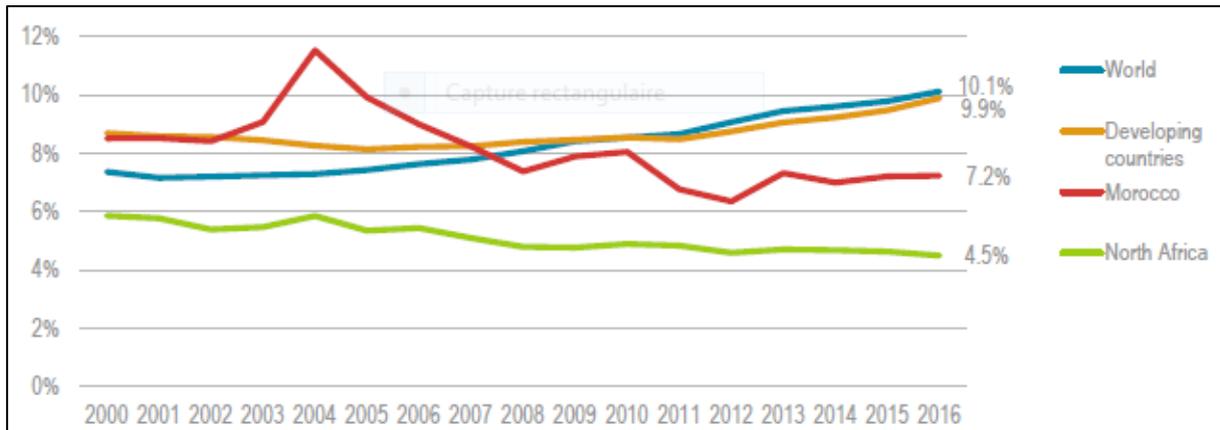
**Figure 30 : Consommation finale totale d'énergie par secteur**



Source : (IEA, 2019a)

La Figure 31 montre qu'en 2017, la part des énergies renouvelables a représenté 8.5% de la Consommation finale totale d'énergie, en légère hausse par rapport à 2016 avec 7.2%. C'est bien au dessus de la moyenne régionale en Afrique du Nord (de l'ordre de 4.5% en 2016), mais encore inférieure à la moyenne dans le monde (de l'ordre de 10% en 2016).

**Figure 31 : Part des énergies renouvelables dans la consommation totale finale en énergie, 2000-2016**



Source : (IEA, 2019a)

Ce constat met en lumière le fait que même avec des objectifs ambitieux adoptés pour le secteur de l'électricité, le bilan énergétique reste dominé par les ressources fossiles du fait de la prédominance des secteurs du transport, du résidentiel et de l'industrie, représentant à eux trois plus des 4/5 de la consommation finale totale en énergie.

Donc même si la part des énergies renouvelables est présente à un niveau important dans le secteur électrique, elle restera bien plus modeste dans la consommation finale totale en énergie, ce qui explique sans doute la réduction relativement modeste, bien que non négligeable, de la dépendance énergétique nationale passée de 98% en 2008 à 91,7 % en 2018. Ce constat permet de souligner l'importance de considérer également la transformation des trois secteurs très énergivores que sont le transport, l'industrie et le résidentiel vers des systèmes plus décarbonés.

### **Les actions en cours au Maroc**

Les pouvoirs publics, conscients du fait que ce secteur peut favoriser l'émergence de petites et moyennes entreprises et soutenir la création d'emplois, ont pris diverses initiatives pour encourager le recours aux énergies renouvelables. Ci-après quelques exemples d'initiatives prises par l'Administration ou le secteur public (AMEE, 2020) & (Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, 2020)).

#### L'Initiative d'exemplarité de l'administration

Cette initiative encourage l'administration et les entreprises publiques à considérer autant que possible le recours aux énergies renouvelables pour leurs besoins et à adopter des mesures maximisant l'efficacité énergétique.

Dans ce cadre, et conformément à la stratégie pour l'efficacité énergétique 2020-2030, l'AMEE et la Société d'Investissements Energétiques (SIE), qui a une vocation à faciliter la mise en œuvre de projets de performance énergétique au profit du secteur public et privé, accompagnent les établissements publics et privés pour s'équiper en toits solaires photovoltaïques et pour mettre à niveau les bâtiments des administrations publiques en terme d'efficacité énergétique.

Les toits solaires dans les bâtiments résidentiels, publics et chez les industriels représentent une puissance globale de près de 210 MW.

### Le dessalement et le pompage de l'eau

Le Maroc considère de doter l'ensemble de stations de dessalement d'eau programmées d'unités de production d'énergies renouvelables, pour plus d'autonomie et d'économies d'énergie, à l'instar du projet éolien de Dakhla. Ce projet, lancé en 2017 par le Ministère de l'Agriculture, a pour objet d'équiper une zone agricole de Dakhla avec des systèmes d'irrigation et de dessalement alimentés par l'énergie éolienne.

Dans ce sens, l'IRESN a mis en service en 2016 un projet de démonstration d'une installation de dessalement alimentée par l'énergie solaire photovoltaïque et thermique au Green Energy Park de Ben Guérir.

Le Maroc a aussi lancé un programme national de pompage solaire en vue de réduire le recours aux énergies fossiles dans l'agriculture, économiser l'eau et l'énergie et augmenter les rendements en termes de productivité des fermiers.

Ce programme, subventionné par le Fonds de développement énergétique lancé en 2015 par le Maroc pour soutenir le développement des énergies renouvelables, fournit aux fermiers des pompes à eau fonctionnant avec de l'électricité produite par des panneaux solaires, avec l'objectif d'utiliser le goutte à goutte pour économiser l'eau.

L'AMEE pilote le programme de pompage solaire (plus de 30 000 pompes solaires, pour une puissance qui avoisine 300 MW. Au total, avec les toits solaires, la capacité en photovoltaïque décentralisée est estimée à 510 MW.

## Energies renouvelables dans le secteur industriel

Dans le cadre de ses missions élargies à la mobilité durable (hybride, électrique, hydrogène,...) et à la production propre dans l'industrie (économie d'énergie, d'eau et de matières premières ; décarbonation ; économie circulaire), l'AMEE accompagne les industriels pour adopter une politique volontariste d'efficacité énergétique associée à l'utilisation des énergies renouvelables (solaire PV décentralisé, éolien ou solaire de puissance (en propre ou par contrat avec un tiers), biomasse pour la chaleur, hydrogène à l'avenir,...). L'AMEE sera aussi amenée dans l'avenir à faire un accompagnement pour certifier le volet bilan carbone de l'entreprise.

Un autre exemple concerne la signature d'un protocole d'accord en mars 2020 entre MASEN, sa filiale Alsolen et l'Office National des Pêches pour équiper le village de pêche de Labouirda (région de Dakhla-Oued Dahhab) d'une centrale solaire thermodynamique à base de miroirs de Fresnel dotée d'un système de stockage pouvant générer électricité, froid et eau dessalée pour l'industrie de la pêche.

L'IRESSEN travaille avec le Groupe OCP sur le projet de production de chaleur pour le processus de séchage des phosphates à partir de la technologie CSP et sur le développement d'une installation CSP-ORC de 1 MW avec stockage thermique pour les besoins en électricité ou en chauffage du secteur industriel.

## L'électromobilité

Le Ministère chargé du Transport appuyé par le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Environnement et les autres acteurs nationaux concernés travailleraient sur une feuille de route sur l'électromobilité (2030 -2050).

Le Maroc favorise l'implantation d'un écosystème de transport électrique. Il a conclu avec un constructeur pionnier de la mobilité électrique en 2018, un protocole d'accord pour l'implantation d'un écosystème de transport électrique qui porte sur les solutions de transport électrique (véhicules électriques de tourisme, bus et camions électriques). A travers ce partenariat, le Maroc intègre, pour la 1ère fois en Afrique, la filière du transport électrique dont la production sera destinée tant à l'export qu'au marché local (*Présentation du Ministère de l'Équipement, du Transport, de la Logistique et de l'Eau à la conférence COP 25, Espagne, le 06 Décembre 2019*).

Fin Décembre 2019, le chef de gouvernement a annoncé l'arrivée prochaine de la première voiture électrique de fabrication marocaine sur le marché national. Les pouvoirs publics prévoient de passer à partir de cette année des milliers de commandes de voitures électriques et hybrides avec l'objectif affiché d'atteindre d'ici 3 ans un taux de 30% dans le parc automobile de l'administration publique, estimé à plus de 118.000 véhicules.

Le Maroc s'est engagé sur la voie de la mobilité électrique depuis qu'il a organisé la COP 22 et a pris un certain nombre de mesures fiscales pour inciter les Marocains à s'orienter vers les véhicules propres. Il a aussi lancé le projet d'équipement de l'autoroute Tanger-Agadir de bornes de recharges (*voiture électrique.ma*).

L'IRESSEN travaille sur la réalisation de plateformes de recherche dédiées à l'hydrogène et à l'ammoniac verts, en partenariat avec l'OCP, l'Université Polytechnique Mohammed VI et le centre de recherche allemand Fraunhofer. Le projet pilote avec l'OCP sera suivi dans une deuxième phase par une plateforme H2A dédiée à l'export des molécules vertes.

### L'électrification rurale

L'ONEE a équipé, dans le cadre de son programme d'électrification rural (PERG), 19 438 foyers dans des villages isolés par des kits photovoltaïques de 290 W. Cette action a été réalisée entre 1998 et 2009 dans le cadre d'un don de 100 millions USD. Pour ces kits, l'ONEE a assuré un service après-vente et de maintenance pendant 10 ans, moyennant une contribution de 30 Dirhams/jour et par foyer. Dans son programme actuel, l'ONEE considère de relier 500 villages à des mini réseaux équipés de micro- centrales solaires (ONEE, 2020).

### Le chauffage de l'eau par la technologie solaire

Le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Environnement a impulsé le programme "PROMASOL" (Développement du marché marocain des chauffe-eau solaires) en deux phases 2000 et 2008. Ce programme visait à installer 1.7 millions m<sup>2</sup> (correspondant à 1.2 GWth en 2020) de chauffage solaire en 2020 et 3 millions m<sup>2</sup> d'ici 2030, ce qui évitera les émissions de 920 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an et à créer 920 emplois permanents. Ce programme a mobilisé près de 1 milliard USD financé par diverses institutions. Alors que la Société d'Investissements Energétiques (SIE) encourage les sociétés privées à se lancer dans ce marché, l'IRESSEN travaille sur des solutions locales de chauffe-eau solaires à prix réduits (REN21, 2019) et (IEA, 2019a).

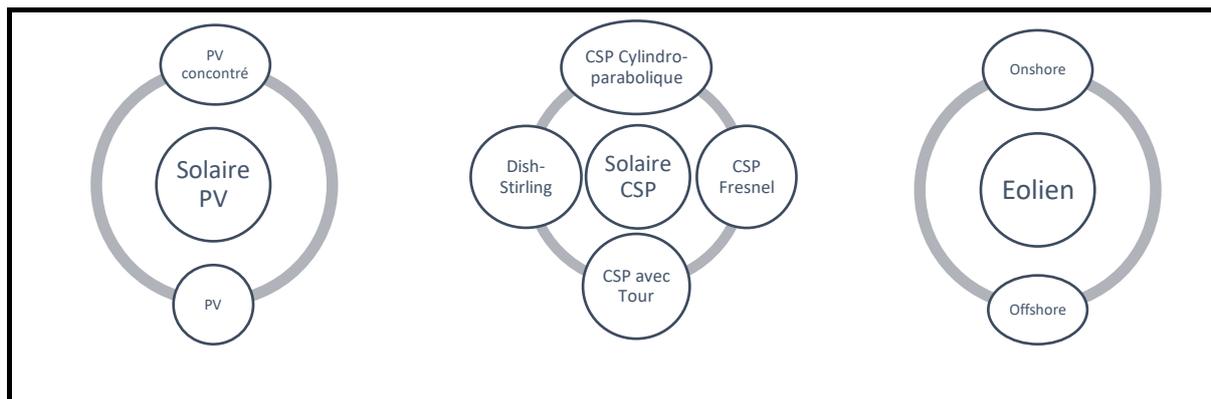
### L'hydrogène vert

Dans le cadre du partenariat énergétique qui les lie depuis 2012, avec un intérêt particulier pour le secteur des énergies renouvelables, le Maroc et l'Allemagne ont signé en juin 2020 un accord, qui vise à développer le secteur de la production de l'hydrogène vert et à mettre en place des projets de recherche et d'investissement dans l'utilisation de cette source d'énergie écologique.

## Les choix technologiques

Les technologies solaires et éoliennes disponibles commercialement à travers le monde concernent principalement le solaire photovoltaïque, le solaire CSP avec différentes sous technologies, l'éolien terrestre et l'éolien marin. Les choix technologiques opérés par le Maroc se sont appuyés sur ces technologies qui présentent chacun des avantages et des limites.

**Figure 32 : Les technologies solaires et éoliennes**



Source : Elaboré par les auteurs

### 3.1.7. La technologie solaire

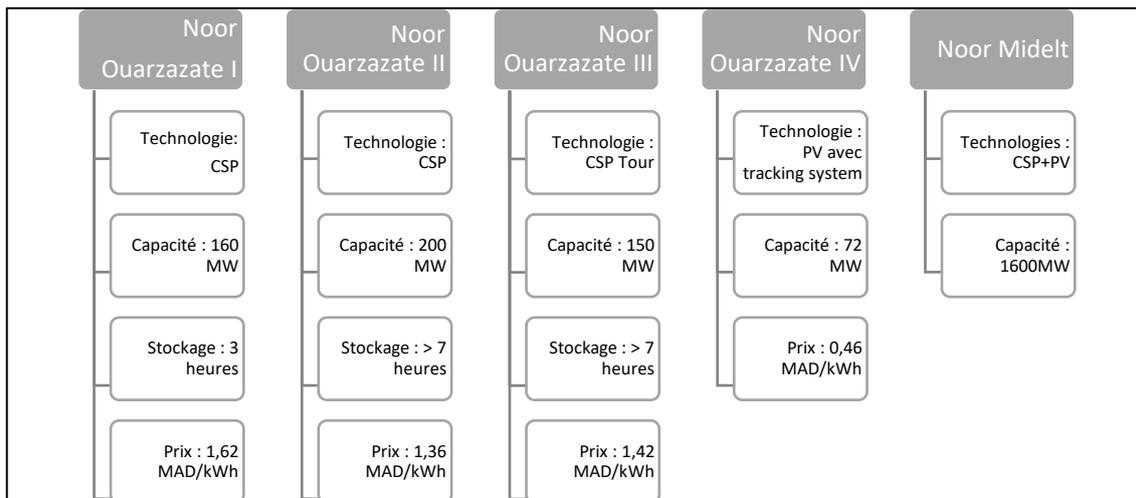
Les choix technologiques solaires reposent sur la technologie CSP, pour une capacité installée actuelle de 530 MW et sur la technologie photovoltaïque, pour une capacité installée actuelle de 205 MW

Noor Ouarzazate, un des plus grand complexes solaires multi technologies au monde, comprend les grandes centrales solaires réalisées à ce jour : centrales CSP Noor I, II et III et la centrale Noor Ouarzazate IV qui est basée sur une technologie photovoltaïque. Noor Layoune I et Noor Boujdour sont les autres grandes centrales photovoltaïques réalisées à ce jour.

D'autres projets de centrales solaires photovoltaïques sont également planifiés comme Noor Atlas (200 MW), Noor Tafilalet (120 MW) et le programme national sur plusieurs sites pour une puissance de 800 à 1000 MW.

Le projet Noor Midelt est le premier complexe de centrales solaires qui combinera les deux technologies CSP (600 MW) et PV (1000 MW), selon au moins deux phases de réalisation ( Noor Midelt I et Noor Midelt II).

**Figure 33 : Schéma récapitulatif du programme solaire Noor**

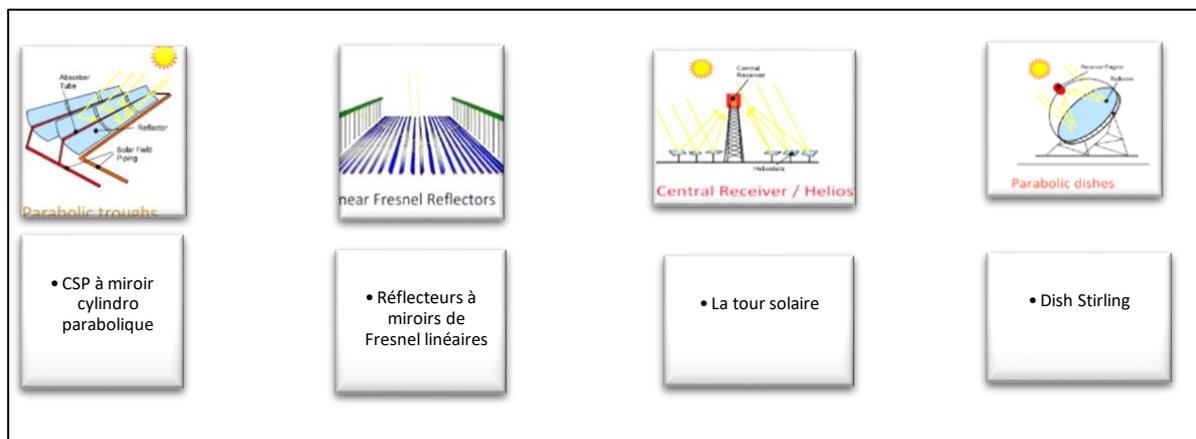


Source : Elaboré par les auteurs

### La technologie solaire thermodynamique CSP

Les centrales solaires CSP développées dans le monde utilisent plusieurs sous technologies, comme illustré dans la Figure 34 :

**Figure 34 : Les technologies solaires CSP**

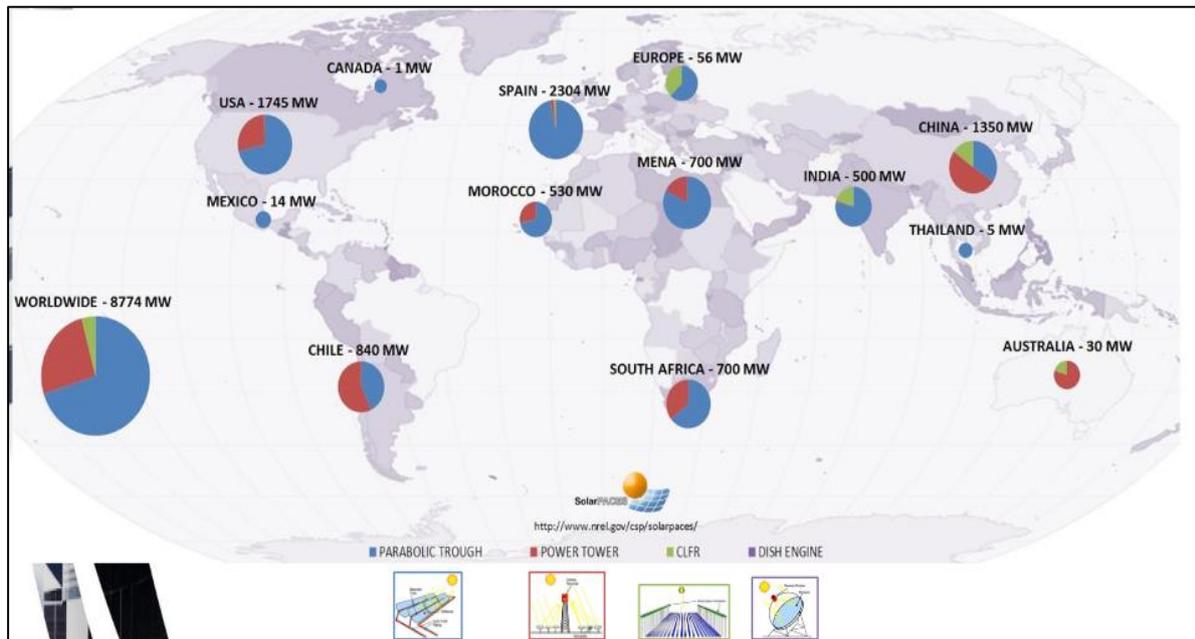


Source : (IEA SolarPaces, 2018)

De façon générale, la technologie CSP permet de réaliser de grandes unités de production, sur des grands espaces, à un coût qui reste plus élevé par rapport à celui du photovoltaïque. Cependant, elles offrent la possibilité de stockage de la chaleur et de bien meilleures possibilités d'intégration au réseau électrique grâce à une puissance plus modulable. Alors que la durée de vie des centrales solaires CSP peut atteindre 40 ans, ce qui est un avantage, le recyclage des matériaux, en particulier des miroirs pose problème, car ils ne sont pas recyclables à ce jour. Une autre limite est le coût d'installation des panneaux solaires, qui reste un frein.

La Figure 35 illustre le déploiement des centrales solaires CSP dans le monde, en distinguant les sous technologies utilisées. Il y a lieu de noter que cette technologie a été au départ massivement développée par l'Espagne et les Etats-Unis, mais que depuis elle est portée surtout par la région MENA et quelques pays comme la Chine, l'Inde, le Chili et l'Afrique du Sud.

**Figure 35 : Les technologies solaires CSP utilisées à travers le monde**



Source : (IEA SolarPaces, 2018)

La Figure 35 met aussi en évidence le fait que les deux sous technologies CSP qui dominent le marché mondial sont le miroir cylindro-parabolique en première place et la tour solaire en seconde place. Ce sont pour ces deux sous technologies que le Maroc a opté à travers respectivement les centrales Noor I et II (miroir cylindro-parabolique) et la centrale Noor III (tour solaire).

La technologie CSP avec miroirs cylindro-paraboliques est une technologie éprouvée avec un retour d'expérience bien plus important que celle avec la tour solaire. Cette dernière requiert des investissements plus élevés et peut présenter plus de défis dans les phases de construction et d'exploitation. Mais elle offre aussi des avantages intéressants, comme une meilleure efficacité de conversion de l'énergie solaire en électricité, une consommation d'eau moindre et un plus grand potentiel pour la fabrication locale. Ces avantages peuvent expliquer la part croissante de la technologie CSP avec tour solaire, qui pourrait, selon certains experts devenir la technologie CSP du futur (World Bank, 2018).

Les centrales solaires Noor CSP I, II et III disposent chacune d'un système de stockage thermique, qui permet de stocker la chaleur obtenue par concentration du rayonnement solaire dans des grandes cuves remplies de sels fondus. Les durées de stockage ont été améliorées de 3 h pour Noor I à plus de 7 h pour Noor II et Noor III.

Cette capacité de stockage, qui permet d'améliorer la continuité de production pendant les périodes d'absence d'ensoleillement est le grand avantage de la technologie CSP, puisqu'elle contribue à stabiliser la production électrique, et par là elle limite l'intermittence de l'énergie solaire et facilite son intégration dans le réseau.

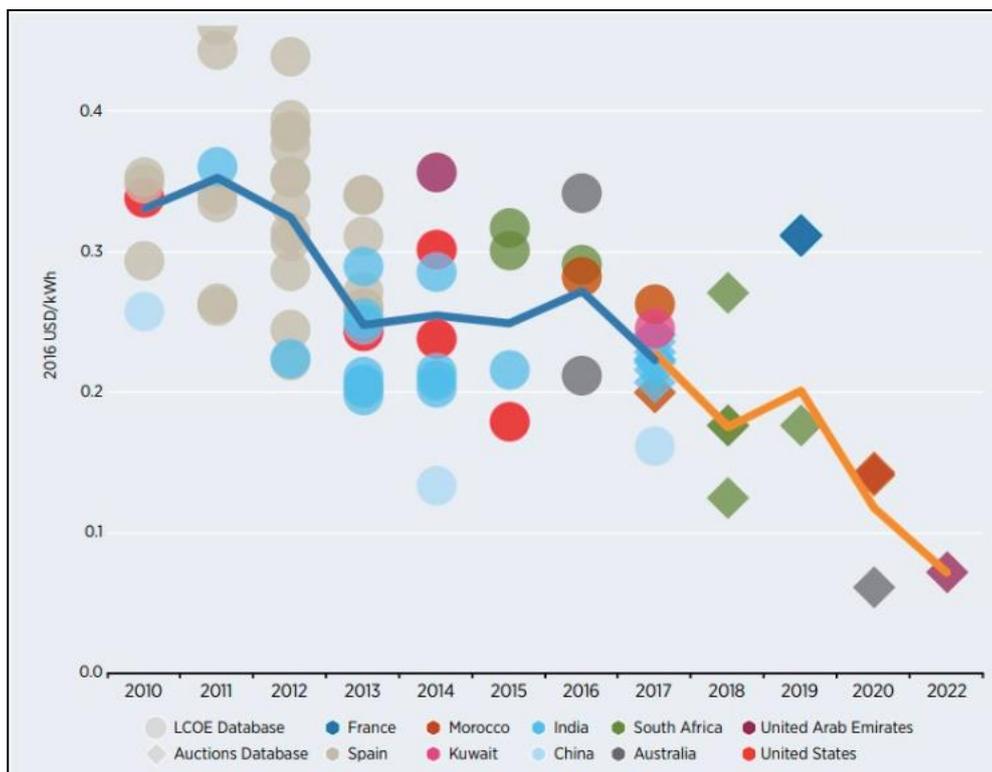
Son inconvénient reste son coût, encore élevé comparé à l'énergie photovoltaïque ou éolienne (hors considérations liées au stockage de l'énergie). Le coût du kWh CSP reste plus élevé, bien qu'il ait été réduit pour la sous technologie à miroir cylindro-parabolique entre Noor I et Noor II de 1.62 Dirhams/kWh à 1.36 Dirhams/kWh. Pour la sous technologie à tour solaire, le prix du kWh se situe à 1.42 Dirhams/kWh.

Une autre amélioration entre la centrale Noor I et les centrales Noor II et Noor III a concerné l'évolution du système de refroidissement vers un refroidissement à sec (MASSEN, 2020). La technologie CSP étant fortement consommatrice d'eau, elle induit le risque de concurrencer la consommation d'eau de la population locale. Cette évolution positive adoptée pour les centrales Noor II et III a donc permis de ne pas mettre sous pression l'utilisation des ressources en eau locales au détriment des populations locales.

Pour le complexe Noor Midelt, le Maroc a opté pour une technologie hybride CSP/PV, qui combine l'avantage d'une option de stockage offerte par la technologie CSP à un coût du kWh bien plus bas pour la technologie photovoltaïque. C'est ainsi que le projet Noor Midelt I (800 MW dont 300 MW de CSP et 500MW de PV) va fournir l'électricité jusqu'à 5 heures après le coucher du soleil et a été adjugé au prix de 0.68 Dirhams/kWh (IEA SolarPaces, 2019).

La Figure 36 ci-après montre la tendance à la baisse des prix des adjudications de centrales CSP réalisées dans le monde. Avec le déclin des marchés espagnol et américain initialement leaders, l'Initiative MENA CSP Investment Plan, soutenu par la Banque Mondiale, avec le financement du « Fonds pour les Technologies Propres », vise à mobiliser un financement concessionnel et des dons pour favoriser le déploiement de centrales CSP dans la région MENA, avec l'objectif de faire baisser, à terme, les coûts de cette technologie, à travers principalement les économies d'échelle et l'innovation technologique : (World Bank Group and Clean Technology Found).

**Figure 36 : Tendances des coûts d'électricité actualisés et des prix d'adjudications des CSP, 2010-2022**



Source : (IRENA, 2019c)

### **La technologie solaire photovoltaïque**

La majorité des installations solaires dans le monde s'appuient sur la technologie photovoltaïque, moins chère et plus facile à installer et à entretenir. Sa nature modulaire et décentralisée favorise son positionnement aussi pour les applications hors réseau en s'adaptant aux conditions locales. D'autres avantages concernent la durée de vie longue des panneaux solaires, supérieure à 20 ans, voire plus de 30 ans et le haut niveau de recyclage des panneaux photovoltaïques.

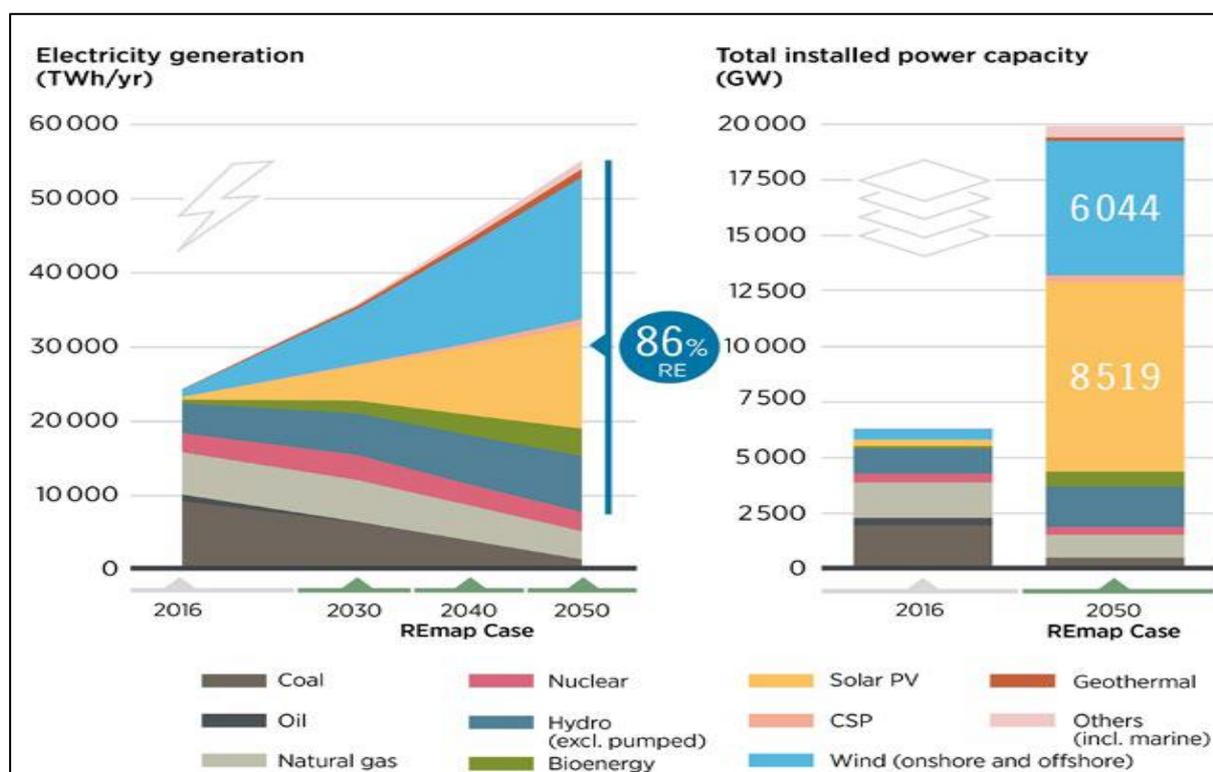
Ses principales limites sont relatives en premier lieu à sa nature intermittente, qui va nécessiter des technologies de stockage associées, des solutions hybrides ou d'autres solutions d'appoint (back up).

Un avantage important est la forte baisse des coûts mondiaux de production, faisant du solaire photovoltaïque une énergie déjà compétitive par rapport à toutes les sources d'énergies fossiles. Cette tendance à la baisse devrait continuer en raison de la baisse des coûts du matériel photovoltaïque (panneaux, batteries et pompe) et se reflète dans l'adjudication du projet Noor Ouarzazate IV, avec un coût de vente de l'électricité qui se situe à 0.46 Dirham/kWh pour Noor IV et 0.44 Dirham/kWh pour Noor Layoune I (MASEN, 2020).

Les perspectives du solaire photovoltaïque sur les moyen et long termes sont très intéressantes. Selon les prévisions du scénario REmap d'IRENA, la capacité totale en PV va continuer à connaître un essor remarquable (480 GW en 2018, 2 840 GW en 2030 et 8 519 GW en 2050), ce qui devrait ouvrir des perspectives importantes à l'industrie du solaire PV. Alors que le coût actuel de l'électricité PV était de 0.085 USD/kWh en 2018, les prix vont continuer à baisser, du fait des économies d'échelle et des progrès technologiques, pour atteindre des niveaux de l'ordre de 0.02 à 0.08 USD /kWh en 2030 et de 0.014 à 0.05 USD/kWh en 2050. Avec l'évolution et les progrès attendus dans les technologies de stockage, la majorité des pays aura tendance à considérer la technologie de production au meilleur coût d'un côté (avec donc essentiellement du photovoltaïque), et une solution de stockage quasi indépendante (IRENA, 2019e).

La Figure 37 basée sur le scénario REmap d'IRENA montre que la part des technologies photovoltaïque et éolienne (terrestre et marine) devraient continuer à croître pour fournir une grande partie de l'électricité d'ici 2050. La part de la technologie CSP reste plutôt faible dans ce scénario développé par IRENA.

**Figure 37 : Prévisions de l'expansion des énergies renouvelables à l'horizon 2050**

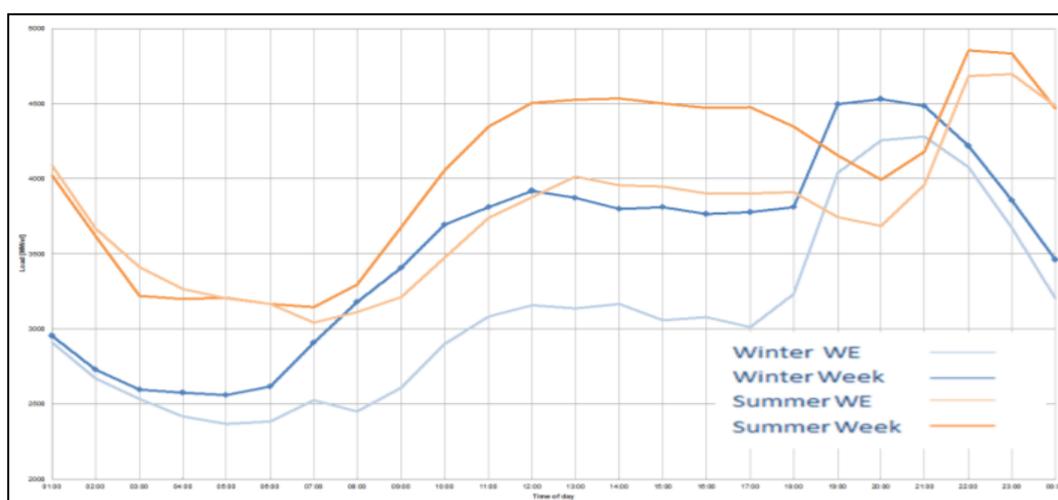


Source : (IRENA, 2019e)

## Les considérations technologiques et économiques qui ont fondé les choix technologiques solaires (MASEN, 2020)

Au moment du lancement de la stratégie énergétique de 2009, la priorité pour le plan 2010-2020 du mix électrique national établi par l'ONEE était de trouver des solutions technologiques permettant de répondre à la pointe du soir tout en évitant de consommer du fuel à ce moment. L'analyse du profil de la demande au moment de l'élaboration du Plan Solaire Marocain en 2008 avait fait ressortir le besoin de répondre à la demande électrique lors de la pointe de consommation en soirée, démarrant à 18 h en hiver et 19 h en été et s'étalant sur une durée de 5 heures.

**Figure 38 : Courbe de charge d'une journée type selon la saison été/hiver (Année 2012)**



Source : (MASEN, 2020)

Pour le projet Noor Ouarzazate I lancé en 2010, plusieurs configurations technologiques solaires ont été analysées, relatives au CSP avec stockage thermique et ses différentes sous technologies et au PV avec batterie. L'analyse a fait ressortir que le CSP parabolique avec stockage thermique était la solution mature la plus compétitive à une époque où le PV seul était à 0,378 USD/kWh<sup>1</sup> et la batterie à plus de 1000 USD/MWh (source Bloomberg). La structuration du projet et le processus d'appel offre ont permis d'obtenir un tarif compétitif pour une installation de (160 MW et 3 h de stockage) de 1,62 Dirhams/kWh (tarif pointe), soit près de la moitié du tarif du marché de l'époque (0,346 USD/kWh)<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>IRENA POWER GENERATION COSTS 2019

En 2012, la même démarche appliquée à Noor Ouarzazate II et III a montré que la solution PV avec batterie demeurait encore peu compétitive par rapport au CSP avec stockage thermique. En effet, le PV seul était à 0,223 USD /kWh<sup>1</sup> et la batterie à plus de 700 USD/kWh. Le processus d'appel d'offres a laissé au marché le choix de la sous-technologie CSP à proposer et les optimisations y afférentes. Celui-ci a donné lieu pour Noor Ouarzazate II<sup>2</sup> au tarif-pointe de 1,36 Dirhams /kWh (soit 0,14 USD/kWh) et de 1,42 Dirhams/kWh (soit 0,15 USD/kWh) pour Noor Ouarzazate III<sup>3</sup>.

En outre, cette baisse des tarifs par rapport à Noor Ouarzazate I, s'est accompagnée par des optimisations techniques favorisées par les évolutions du marché et qui ont été introduites dans l'appel d'offres, notamment :

- une capacité minimale de stockage de 3h laissant le choix aux développeurs d'optimiser la capacité du stockage ce qui a débouché sur plus de 7h pour Noor Ouarzazate II & Noor Ouarzazate III,
- le choix du refroidissement à sec.

En 2015, devant le besoin de couvrir la pointe du jour, qui devient de plus en plus importante avec le développement industriel et économique du Royaume, les premiers projets photovoltaïques ont été lancés dans le cadre du Programme Noor PV I (Noor Laâyoune, Noor Boujdour et Noor Ouarzazate IV). Bénéficiant de la tendance baissière du coût du photovoltaïque<sup>4</sup>, le tarif combiné obtenu de 0,046 USD/kWh a été considéré comme un excellent tarif photovoltaïque pour l'époque.

Cette baisse tendancielle des coûts du photovoltaïque a été l'un des facteurs motivant l'orientation vers l'hybridation PV/CSP. Les études réalisées par MASEN ont démontré que cette technologie hybride est la solution optimale qui permet de fournir un profil de production prédéfini, répondant au besoin du réseau, notamment pendant la période de pointe (jour et soir). Le tarif obtenu pour Noor Midelt I d'une capacité de 800 MW est de 0,68 Dirhams /KWh (soit 0,07 USD/kWh). Un tarif très compétitif<sup>5</sup> par rapport au coût du marché et qui représente une réduction de tarif de 50% par rapport à Noor Ouarzazate II. Il est à noter que l'option PV + Batterie demeurait encore une solution peu compétitive par rapport à l'hybridation PV/CSP avec stockage (Figure 39)<sup>6</sup>.

---

<sup>2</sup> CSP parabolique de 200 MW et plus de 7 h de stockage

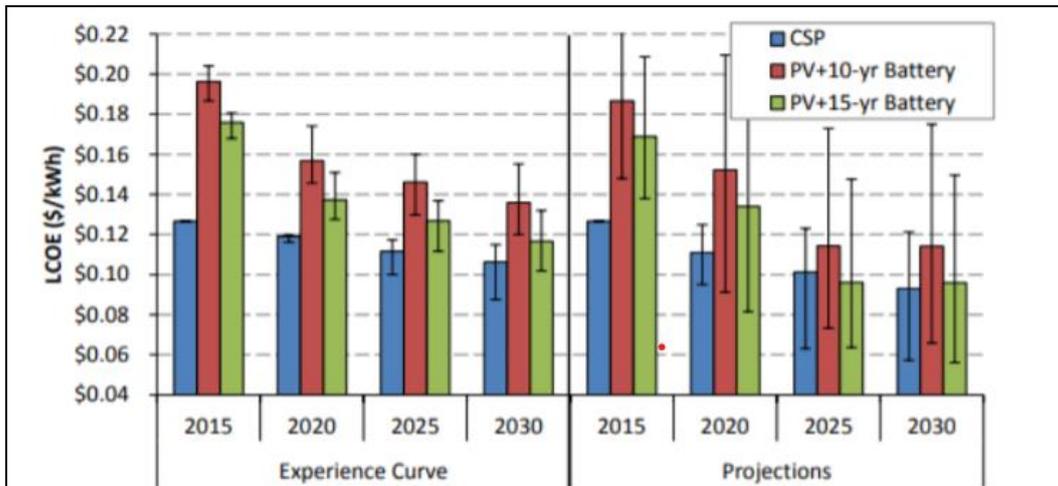
<sup>3</sup> CSP Tour de 150 MW et plus de 7 h de stockage

<sup>4</sup> A titre d'illustration, en Janvier 2015, un tarif record de 0.058 \$/KWh pour un projet photovoltaïque de 200 MW a été annoncé à Dubaï représentant une baisse substantielle par rapport au tarif de l'époque (0,08 \$/kWh).

<sup>5</sup> En 2018, le dernier record annoncé était pour DEWA IV A 0,073\$/kWh pour un projet CSP de 700MW avec 15 heures de stockage thermique et un PPA sur 35 ans

<sup>6</sup> NREL, *Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015–2030*

**Figure 39 : Comparaison du LCoE CSP vs PV (6 heures de stockage), 2015-2030 (NREL,2016)**



Source : (MASEN, 2020)

A l'issue de l'attribution du projet Noor Midelt I et au regard de l'évolution du marché, le projet Noor Midelt II a été conçu pour mettre en compétition l'ensemble des technologies solaires matures avec stockage, notamment le Photovoltaïque (PV) et le solaire thermodynamique (CSP) associés aux différentes technologies de stockage qu'elle soit thermique ou électrique (batterie). L'objectif était d'assurer une puissance stable injectée dans le réseau d'environ 190 MW pendant les heures de pointe et de 230 MW en journée. La centrale Noor Midelt II permettra d'élargir le champ technologique en donnant la possibilité aux développeurs privés de proposer des configurations optimales combinant le PV, le CSP, le stockage thermique, ou les batteries électriques.

En parallèle, le Programme solaire multi-sites « Noor PV II » est en cours de lancement par MASEN. Il portera sur une capacité de plus de 800 MW et se déclinera sur plusieurs provinces (Laâyoune, Boujdour, Taroudant, Kelaa des Sraghna, Khouribga, Lhajeb, Guercif, Sidi Bennour et Jerada), en complément des complexes solaires intégrés pour optimiser le mix technologique national et contribuer à un développement territorial plus élargi.

### 3.1.8. La technologie éolienne

L'énergie éolienne est l'une des énergies renouvelables les plus matures et les plus compétitives.

L'énergie éolienne terrestre contribue déjà de façon importante au bilan des énergies renouvelables avec une capacité installée opérationnelle de 1 220 MW. C'est une technologie mature, portée en grande partie par un développeur et par un tissu industriel marocains. Avec un coût du kWh très faible, de l'ordre de 0,03 USD/kWh (0,28 Dirhams/kWh), c'est l'une des énergies les plus compétitives sur le marché marocain, juste après l'hydroélectricité.

Au niveau international, c'est une énergie qui est amenée à connaître une expansion importante (Figure 37). Le Maroc devrait suivre cette tendance et a programmé de tripler la capacité installée actuelle pour la porter à plus de 4000 MW d'ici 2030.

L'Europe, à travers principalement l'expérience allemande et celle du Royaume Uni, a permis d'améliorer la maturité et la compétitivité de la filière éolienne marine.

Fonctionnant selon le même principe que les éoliennes terrestres, les éoliennes marines permettent de capter des vents plus soutenus et plus réguliers ce qui leur permet d'avoir un meilleur facteur de charge. Leur installation est en revanche plus coûteuse, notamment en raison des coûts associés aux fondations et au raccordement au réseau.

## **L'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique**

### 3.1.9. L'évolution de l'offre et de la demande en électricité

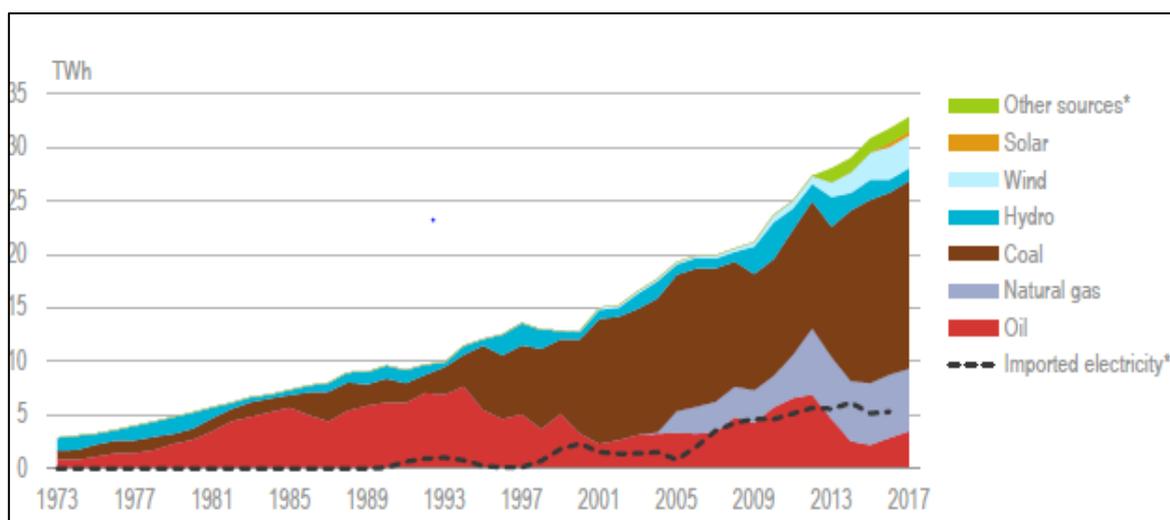
Longtemps situé à des taux de l'ordre de 5% à 6%, l'évolution du taux moyen de la demande en électricité a légèrement baissé et s'établit actuellement à 4% (ONEE, 2020). La consommation par habitant a atteint 1 063kWh à fin 2018. L'énergie électrique totale appelée a atteint 37 446 GWh à fin décembre 2018 (ONEE, 2019b).

En 2017, les secteurs les plus consommateurs en électricité étaient le secteur industriel (36% avec 11.8 TWh), le secteur résidentiel (34% avec 11 TWh) et le secteur commercial et des services publics (17% avec 5.2 TWh) puis le secteur agricole (12% avec 3.7 TWh) (IEA, 2019a).

Fin 2018, la puissance installée s'élevait à 10 938 MW, composée à hauteur de 34% de sources renouvelables, 58.5% de sources thermiques charbon et fuel et 7.6% de gaz naturel. Fin 2018, la capacité des sources renouvelable représentait 1770 MW en hydraulique, 1220 MW en éolien et 711 MW en solaire (ONEE, 2019b).

La production électrique reste dominée par les combustibles fossiles, principalement le charbon, et dans une moindre mesure le gaz et le pétrole (Figure 41). Toutefois, la part des énergies solaires et éoliennes augmente rapidement avec la stratégie énergétique de 2009. Elle représente déjà 18% du parc installé en 2018 et cette part sera portée à environ 45% selon le plan actuel de MASEN, voire plus. En 2018, les énergies solaires et surtout éolienne (à hauteur de 80% pour cette dernière) ont fourni près de 4.8 TWh, soit près de 14% de l'électricité produite au niveau national (ONEE, 2019a).

**Figure 40 : Production d'électricité par source, 1973-2017**



Source : (IEA, 2019a)

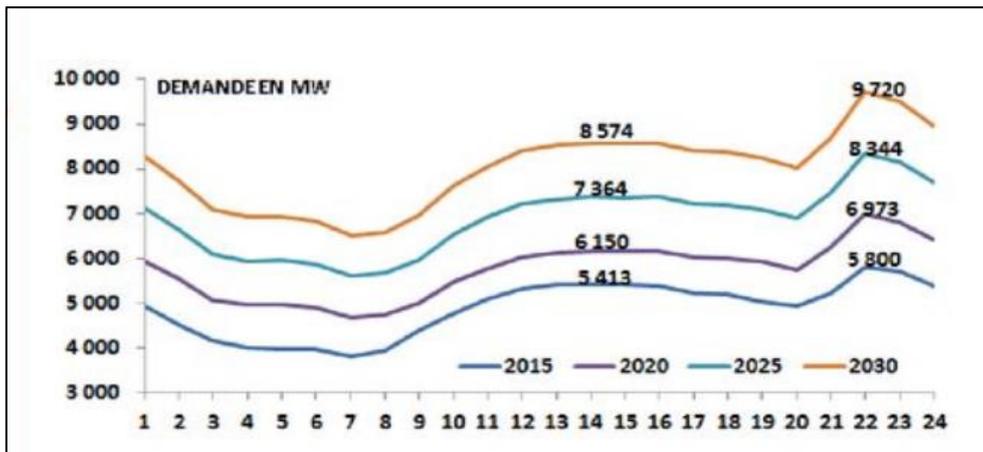
### **L'évolution de la consommation vis-à-vis du système électrique futur**

Le débat concerne surtout l'évolution quantitative, le volume de consommation, avec les hypothèses sur l'électrification et les économies d'électricité et même l'évolution qualitative notamment en ce qui concerne les usages et les impacts sur les courbes de charges et le potentiel de pilotage.

### **La Figure 41**

Figure 41 illustre l'augmentation prévisionnelle de la consommation d'énergie au Maroc, elle montre que depuis l'année 2015 et jusqu'à 2030, l'augmentation au niveau de la demande en MW serait de l'ordre de 3 920 MW, ce qui est expliqué par la croissance sur le plan économique et social du Maroc.

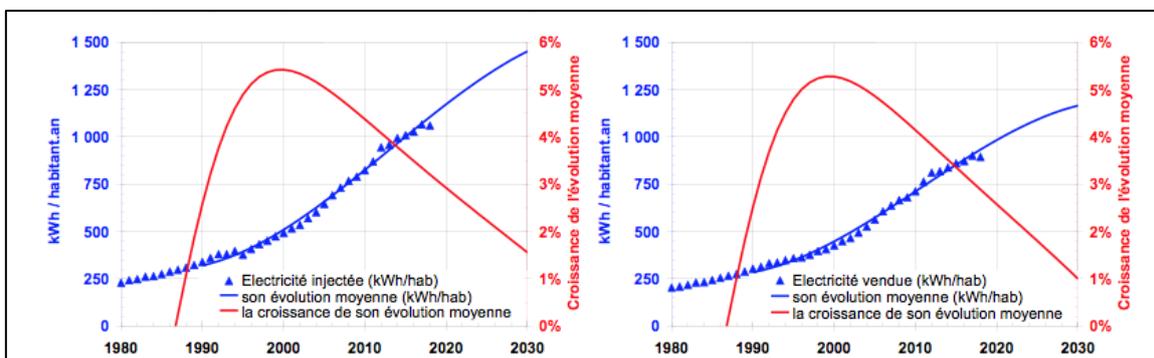
**Figure 41 : Evolution de la demande en MW sur la période 2015-2030**



Source : (ONEE, 2018a) et (ONEE, 2019a)

La Figure 42 (triangles bleus) montre l'évolution de l'électricité nette localement appelée par le réseau électrique par habitant (graphe gauche) et celle des ventes d'électricité par habitant (graphe droite). La relation entre les deux graphiques relève du rendement global du réseau électrique, qui n'est pas constant dans le temps, puisqu'une partie de l'électricité injectée est perdue avant d'être livrée. La Figure 42 met en évidence que l'électricité injectée tend vers 1450 kWh/habitant, alors que l'électricité vendue tend vers 1175 kWh/habitant.

**Figure 42 : Croissance de la consommation énergétique (kWh/habitant.an)**



Source : (Bennouna, 2019)

L'évolution moyenne (courbe rouge) a marqué une croissance annuelle, impactée sans doute par le programme d'électrification rurale (PERG). Ce programme

avait atteint presque 5,40% par an en 2000 avant de tendre vers 1,55% à l'horizon de 2030 pour l'électricité injectée alors que pour l'électricité vendue ce pourcentage passe de 5,3 à 1%. Si cette tendance se confirme dans le futur, il est possible que la croissance énergétique baisse plus rapidement que la croissance économique (en tenant en compte de l'évolution dans le temps des autres produits énergétiques) du Maroc, ce qui est bénéfique pour l'efficacité énergétique du pays et sa balance économique, compte tenu de sa dépendance énergétique.

### **3.1.10. L'organisation du transport et de la distribution de l'électricité**

L'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (ONEE) est actuellement le seul acheteur de gros autorisé et le seul revendeur agréé aux sociétés de distribution. L'Office a aussi la responsabilité du dispatching et de la gestion du réseau, ainsi que de la planification et du maintien du système électrique marocain.

L'ONEE est l'opérateur du système électrique national. Il exploite, entretient et développe le réseau électrique Haute Tension et Très Haute Tension afin d'assurer, le transport de l'énergie électrique des centrales de production vers les centres de consommation, dans les meilleures conditions de sécurité et d'économie. Fin 2018, le réseau de transport avait atteint 26 652 Kms de lignes THT et HT (27 081 km en 2019), alors que le réseau de distribution avait atteint une longueur de 89 953 Kms de lignes MT et 226 259 Kms de lignes BT. Le réseau de transport est interconnecté aux réseaux électriques espagnol et algérien (ONEE, 2019b).

Le taux d'électrification rurale était de 99,64 % à fin 2018, faisant bénéficier environ 12,8 millions de marocains de l'accès à l'électricité.

L'ONEE fournit divers services liés à la gestion et au renforcement des réseaux. Il offre un service de back up à l'intermittence des énergies renouvelables, à travers notamment les STEPs, et l'import ou l'export d'énergie électrique.

L'ONEE fournit 58% de l'électricité au consommateur final, les 42% résiduels sont fournis par les sociétés de distribution, à travers un contrat de gestion déléguée des services d'eau, électricité et de gestion des eaux usées, pour une période de 30 ans, sous la supervision du Ministère de l'Intérieur.

L'ONEE est le premier distributeur d'électricité au Maroc avec 10 directions régionales sur tout le territoire. Il dispose d'un réseau commercial de 32 directions provinciales, 218 agences de service dont 68 agences de service provinciales et 25 succursales. A fin 2018, l'ONEE avait 6 084 493 de clients dans le monde rural et des agglomérations urbaines. Le reste de la clientèle est géré par des Régies de distribution publiques ou des distributeurs privés qui sont eux-mêmes clients Grands Comptes de l'ONEE.

Le plan d'équipement 2019-2023 prévoit une enveloppe d'investissement de 8.6 milliards de dirhams, pour la production d'électricité. Il est prévu la réalisation de plusieurs projets d'une capacité additionnelle de 4 262 MW dont 4 240 MW à base d'énergies renouvelables (y compris les IPP et les projets issus de la loi 13-09) faisant partie du Programme Marocain Intégré de l'Energie Solaire, du Programme Hydraulique et du Projet Marocain Intégré de l'Energie Eolienne (ONEE, 2019b).

**Tableau 10 : Répartition de l'électricité vendue en 2017 - 2018**

Clients	Nombre de clients			Vente en GWh		
	2017	2018	%	2017	2018	%
<b>Distributeurs</b>	56	56	0	12 989	13 049	0.5
<b>Industrie</b>	42 973	45 577	10.7	7 142	6 579	-7.9
<b>Tertiaire</b>	490 735	507 767	3.5	2 342	2 386	1.9
<b>Administratif</b>	82 569	86 142	4.3	1 222	1 257	2.9
<b>Résidentiel</b>	5 186 309	5 396 717	4.1	5 505	5 484	-0.4
<b>Agricole</b>	48 008	46 234	-3.7	2 156	1 953	-9.4
<b>Total</b>	5 850 650	6 084 493	4	31 356	30 709	-2.1

Source : (ONEE, 2018b)

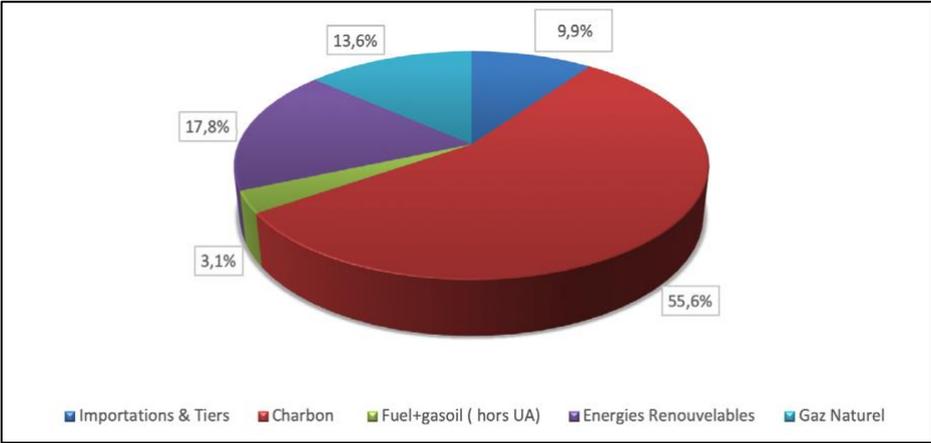
Avec une progression de 4%, le portefeuille clients de l'ONEE pour l'électricité a atteint près de 6,1 millions de clients à fin 2018, alors que la vente en électricité s'est rétractée de -2.1%, ce qui pourrait s'expliquer par une part grandissante du secteur privé et d'une baisse de la consommation d'électricité en 2018, du fait principalement du secteur industriel.

L'ONEE est en train d'améliorer la gestion modernisée de son réseau et a lancé le grid code comme référentiel pour l'accès aux réseaux.

### 3.1.11. Les enjeux de l'intégration des énergies renouvelables

Avec une capacité installée de 711 MW en solaire et de 1220 MW en éolien, la part des énergies solaire et éolienne représente actuellement 18% de la capacité installée et 20% de l'énergie nette appelée (39 TWh) en 2019 (ONEE, 2019b).

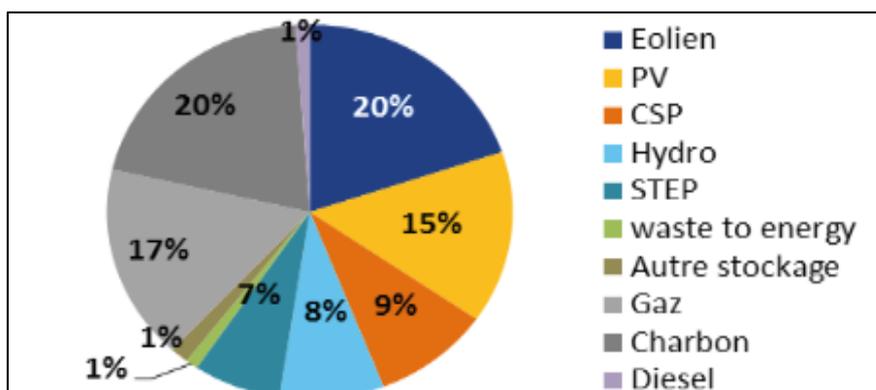
**Figure 43 : Répartition de l'énergie injectée par nature de combustible, 2018.**



Source : (ONEE, 2019a)

Comme illustré par l'évolution du mix électrique entre Figure 43 et la Figure 44, cette part va croître de façon importante dans les années à venir pour atteindre près de 44% vers 2030. Or, l'intégration du secteur à des taux de pénétration importants du réseau électrique par les énergies solaire et éolienne, par nature intermittentes, et quelquefois décentralisées va poser des défis quant à son nécessaire évolution pour assurer la stabilité du réseau électrique et l'équilibre entre l'offre et la demande, surtout en l'absence de corrélation entre l'offre et la demande.

**Figure 44 : Plan de MASEN pour atteindre 52% à l'horizon de 2030**



Source : (MASEN, 2020)

L'intégration des énergies renouvelables pose de nouveaux enjeux et nécessite la prise en compte d'un certain nombre de facteurs pour faciliter l'évolution du système électrique dans le cadre d'une approche globale et systémique orientée vers plus de flexibilité, d'optimisation, de planification et de coordination.

Ces facteurs incluent une gestion active et anticipée de l'offre et de la demande (surtout la gestion des pics de la demande), l'ajustement des infrastructures de production pour plus de flexibilité, de complémentarité et de backup, le renforcement des réseaux de distribution haute tension, mais aussi des réseaux moyenne tension et basse tension, la modernisation du réseau électrique, le développement de capacités de stockage et le recours aux interconnexions électriques dans le cadre d'une approche régionale.

### 3.1.12. Intégration des énergies renouvelables au Maroc

Actuellement, le Maroc considère les moyens suivants pour faciliter l'intégration des énergies solaire et éolienne dans le réseau électrique (ONEE, 2020) :

- Exploitation de stations de transfert d'énergie par pompage (STEPs) et programmation de nouvelles STEPs en relation avec la montée en puissance des énergies solaire et éolienne. La STEP d'Afourer est le premier projet de stockage d'électricité à grande échelle, fonctionnant en pompage-turbinage, avec une capacité de 460 MW, mise en service en 2004. La STEP de Abdelmoumen (350 MW) sera réalisée et opérationnelle entre 2019 et 2023.

- Recours au mix énergétique tel que les cycles combinés (gaz naturel/ énergies renouvelables) pour apporter la flexibilité nécessaire à la gestion des intermittences.
- Recours aux capacités de stockage à base de sels fondus intégrées des centrales solaires CSP (Noor Ouarzazate I, II et III).
- Recours au mix technologique comme le projet de centrale hybride SCP / PV de 800 MW (Noor Midelt I).
- Recours aux interconnexions avec les pays voisins : 2 lignes de 700 MW avec l'Espagne et une autre de 700 MW en projet, 4 lignes de 2\*400 MW et 2\*125 MW avec l'Algérie, une ligne de 1 000 MW en projet avec le Portugal, et une ligne en cours d'étude pour l'interconnexion avec la Mauritanie.
- Possible recours à la biomasse.

L'ONEE considère aussi le recours aux batteries d'ici à 2030, compte tenu de la baisse des coûts, qui pourraient mettre en compétition les STEPs et les batteries.

Actuellement, il n'existe pas de texte de loi dédié à la régulation du stockage d'énergie. Toutefois, le Maroc réfléchit à une stratégie de stockage, qui pourrait comprendre un volet réglementaire. L'évolution de la législation sur le stockage permettra de répondre aux défis présentés par cette nouvelle dynamique de transition énergétique.

En 2018, l'ONEE a lancé les travaux d'une plateforme de gestion et de supervision des énergies renouvelables, avec la mise en place d'un dispatching dédié à la gestion et la supervision des énergies renouvelables. Ce projet, financé par la Banque mondiale, permet d'assurer en temps réel la surveillance des flux de production à base d'énergies renouvelables, la mise à disposition des prévisions de la production intermittente et la supervision de la stabilité et la sécurité du système électrique national ». La mise en service de la plateforme est prévue pour Juillet 2020.

La plateforme dédiée aux énergies renouvelables sera dotée d'outils technologiques performants destinés à la prévision de la production des énergies éolienne et solaire et la sécurité du système électrique national.

### 3.1.13. Les réseaux intelligents ou « Smart grids »

Une gestion du réseau de manière réactive grâce aux technologies des réseaux intelligents ou Smart Grids permet de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché...).

Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, pour assurer l'équilibre « offre/demande ». En développant l'observabilité, la prévisibilité, le pilotage et la flexibilité, les réseaux intelligents (SmartGrids) permettront de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables.

Avec une part croissante des énergies renouvelables, l'ONEE est conscient des enjeux posés par l'intégration de ces énergies intermittentes et a entrepris de moderniser son réseau électrique, aussi bien au niveau du transport, que du dispatching, pour une meilleure maîtrise de la prévision de l'offre et de la demande. A cet effet, il a notamment développé une feuille de route pour l'introduction de réseaux intelligents, avec notamment des compteurs intelligents équipés de systèmes de télé relèves, notamment pour les auto- producteurs (ONEE, 2020).

Plusieurs projets de recherche sur les réseaux intelligents ont été initiés par la Fédération de l'Energie en partenariat avec l'IRESSEN et sont en cours dans plusieurs universités marocaines.

En termes de perspectives, l'IRESSEN considère aussi que la ville de demain doit intégrer à la fois les aspects relatifs à l'écologie, les matériaux naturels, mais aussi ceux qui se rapportent à l'efficacité énergétique à travers les réseaux intelligents, qui s'avèrent d'une grande importance pour la ville marocaine de demain.

Malgré son potentiel considérable, le déploiement des réseaux intelligents reste toutefois soumis à de nombreuses incertitudes.

## L'intégration industrielle

La stratégie énergétique nationale vise également à favoriser l'émergence d'une industrie locale autour des énergies solaires et éolienne. Cette intégration devrait permettre de :

- renforcer la maîtrise des chaînes de valeurs associées aux filières solaires et éoliennes développées au Maroc,
- constituer un pool national d'expertise autour des technologies solaire et éolienne,
- favoriser la création d'emplois.

Les énergies solaire et éolienne représentent actuellement 18% de la capacité électrique installée au Maroc. Cette part va continuer de croître pour atteindre 52% à l'horizon 2030. C'est une réelle opportunité pour le secteur industriel marocain de pénétrer ce marché national, voire de cibler d'autres marchés, en premier lieu le marché africain, qui connaît aussi une dynamique importante.

### 3.1.14. La démarche d'intégration industrielle de MASEN

Au-delà de l'atteinte des objectifs de production de 2020 et 2030, MASEN a adopté une démarche intégrée qui vise, notamment, le développement d'un écosystème industriel compétitif apte à intégrer le marché national, la création d'un pool de compétences et d'expertise locales et l'émergence de filières industrielles locales compétitives.

Dans le cadre de cette démarche, le premier objectif est de faciliter l'implication des entreprises nationales existantes dans les projets, puis dans un second temps, de faire émerger une industrie nationale spécialisée dans les énergies solaires et/ou éoliennes. Le développement d'une filière nationale compétitive passe par la maximisation du taux d'intégration industrielle, qui correspond au montant engagé par les entreprises marocaines, rapporté au montant total de la construction de l'installation solaire ou éolienne.

Pour atteindre cet objectif, MASEN a impulsé la création d'un cluster solaire en 2014, dont les missions, les objectifs et des exemples d'actions menées sont résumés dans la Figure 45.

Cette plateforme participative regroupe des acteurs industriels, des partenaires publics et privés dans le domaine de la recherche, de la formation et de l'industrie, nationaux et internationaux. Elle soutient le développement de projets industriels collaboratifs, favorise l'incubation de start-ups et vise à améliorer la productivité des entreprises marocaines et à accroître leur capacité d'innovation.

**Figure 45 : Le cluster solaire**



Source : (ClusterSolaire, 2020)

Concernant l'intégration industrielle des projets réalisés ou en cours de réalisation, il y a lieu de signaler que pour les centrales solaires CSP, MASEN encourage l'intégration industrielle, mais sans l'imposer aux développeurs. A l'inverse, pour les projets éoliens, l'intégration industrielle est un critère d'évaluation et de sélection considéré pour l'adjudication des projets.

Selon MASEN, pour les centrales solaires CSP, le taux d'intégration industrielle a atteint 34% pour Noor Ouarzazate I (CSP parabolique), au-delà des 30% requis. Il a atteint 40% pour Noor Ouarzazate II (CSP parabolique), 42% pour Noor Ouarzazate III (CSP Tour). Pour les centrales photovoltaïques, le taux d'intégration industrielle a atteint 23% pour Noor Ouarzazate IV, 16% pour Noor Layoune et 18% pour Noor Boujdour. Noor Midelt vise au taux d'intégration de 40%.

Jusqu'à présent, les entreprises nationales ayant contribué à la réalisation de ces projets opèrent principalement dans les activités suivantes : le génie civil, le câblage, la métallurgie, la fabrication des composants électriques et l'électromécanique.

D'après le Cluster Solaire, des taux d'intégration prometteurs pourraient être atteints pour les technologies solaires, entre 20 et 50 % pour le CSP et entre 20 et 80 % pour le photovoltaïque.

Pour les projets éoliens qui bénéficient d'une présence et d'une expérience plus anciennes au Maroc (depuis 2000), le contexte est plus favorable avec la présence d'un opérateur privé marocain très actif (NAREVA) et d'une unité de production de pâles éoliennes, opérationnelle près de Tanger.

Le dernier projet éolien intégré (850 MW) vise un taux d'intégration de 50% et l'appel d'offre pour le développement, la conception, le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance de ce projet avait été remporté en 2016 par le groupement « Nareva Holding – Enel Green Power », associé au fabricant d'éoliennes "Siemens Gamesa Renewables (Allemagne)".

Le Cluster Solaire a enclenché une bonne dynamique pour soutenir l'intégration industrielle. Il veille à court terme, à la mobilisation des financements pour accompagner les investissements et au développement de partenariats avec les porteurs de projets, et sur le moyen terme, en soutenant les projets locaux de recherche et développement et la production de prototypes.

Cette démarche permet aussi de référencer des entreprises marocaines en mesure de répondre aux besoins des projets lancés et leur mise en relation avec les développeurs au Maroc et les partenaires internationaux. L'échange et le partage avec les développeurs de projets et l'identification de leurs besoins permet leur mise en relation avec les industriels marocains. Le Cluster soutient aussi le renforcement des capacités en proposant des formations et une assistance technique, par exemple, des formations sur les applicatifs solaires, le pompage solaire pour les installateurs et le personnel de maintenance en collaboration avec d'autres partenaires industriels ou académiques. Des actions de formation sont lancées pour former des opérateurs, techniciens et cadres intermédiaires dans les énergies renouvelables.

### **3.1.15. L'évaluation des capacités du Maroc pour les filières solaires et éolienne**

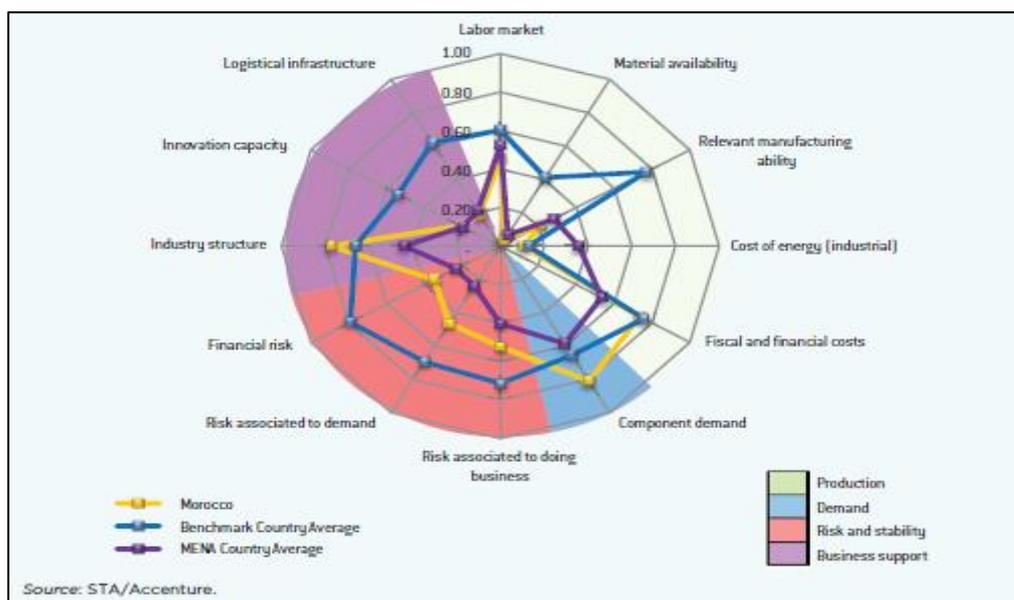
Un certain nombre d'études ont réalisé une évaluation du potentiel industriel marocain pour participer aux projets d'énergie solaire et éolienne. Les résultats de l'évaluation présentée ci-après s'inspire principalement des deux études suivantes :

- La publication "ESMAP, Competitiveness Assessment of MENA Countries to Develop a Local Solar Industry, 2015". Cette étude évalue la compétitivité de 5 pays méditerranéens : Algérie, Egypte, Jordanie, Maroc et Tunisie. L'étude développe un indice d'attractivité pour ces pays et les compare à un groupe Benchmark de pays, qui comprend le Chili, la Chine, l'Allemagne, l'Inde, le Japon, l'Afrique du Sud, l'Espagne et les Etats Unis (ESMAP, 2015).

- La publication de l'IRENA, "Evaluating Renewable Energy Manufacturing Potential in the Mediterranean Partner Countries, IRENA, 2015" (IRENA, 2015c). Cette étude a examiné le potentiel de trois pays méditerranéens : l'Egypte, le Maroc et la Tunisie.

Selon la Figure 46 ci après, le Maroc dispose d'un certain nombre d'atouts, en comparaison avec les autres pays de la région MENA, pour développer une capacité industrielle pour les énergies solaire et éolienne.

**Figure 46 : Paramètres de compétitivité au Maroc comparés aux moyennes de la région MENA et d'un groupe benchmark de pays.**



Source : (ESMAP, 2015)

Parmi ces atouts figurent la stratégie énergétique qui a initié le développement d'un vaste programme solaire et éolien d'ici à 2030 (demande), l'engagement de l'Etat à accompagner ce programme d'une démarche d'intégration industrielle, l'existence d'un tissu industriel national, avec la présence de grandes entreprises internationales aux côtés de clusters locaux (structure industrielle). Les principaux aspects à améliorer sont le coût de l'énergie industrielle, la disponibilité des matières premières, la capacité d'innovation et l'infrastructure logistique.

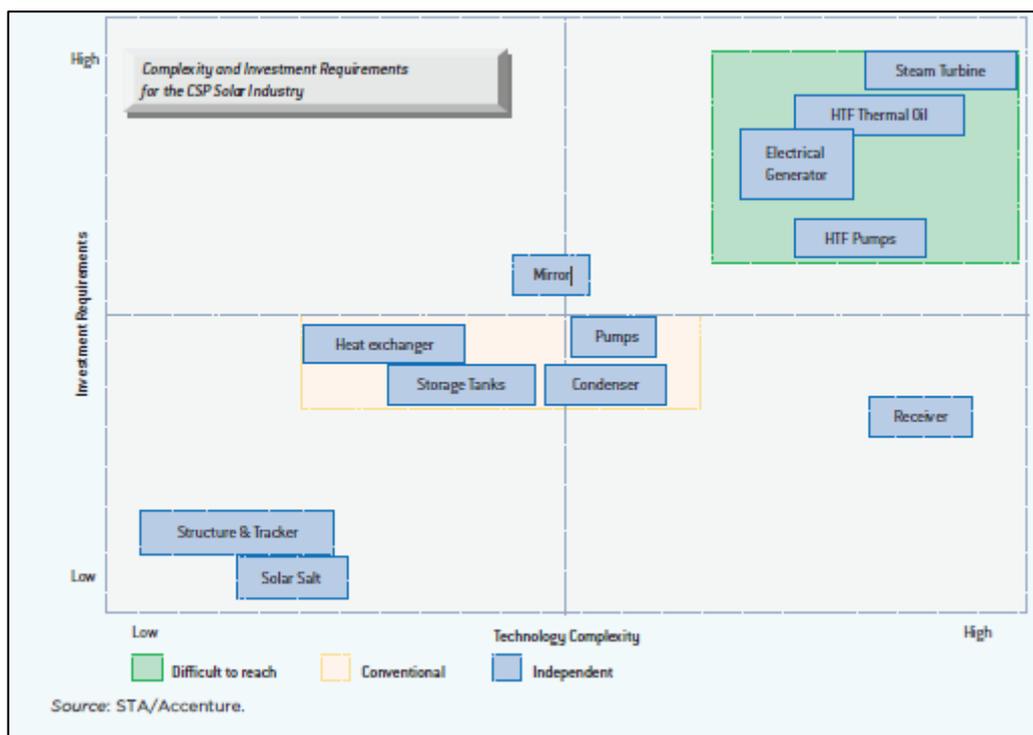
L'analyse de la chaîne de valeurs réalisée par ESMAP pour chacune de technologies solaires a permis d'identifier les opportunités pour le développement d'industries CSP et PV.

## Opportunités pour le solaire CSP

L'analyse a permis d'identifier 3 groupes d'industries (Cf. Figure 47) :

- Industries difficilement accessibles à la plupart des pays en raison de la complexité technologique et des exigences en investissements. Cette catégorie comprend les turbines à vapeur, les générateurs électriques, le fluide thermique et les pompes. (à droite et en haut de la Figure 47)
- Industries s'appuyant sur un savoir-faire conventionnel existant : Condensateur, échangeur de chaleur, pompes et réservoirs de stockage (à droite et en bas de la Figure 47).
- Industries indépendantes incluant les structures support (structure and tracker), sels solaires, miroirs et récepteurs (à gauche et en bas de la Figure 47).

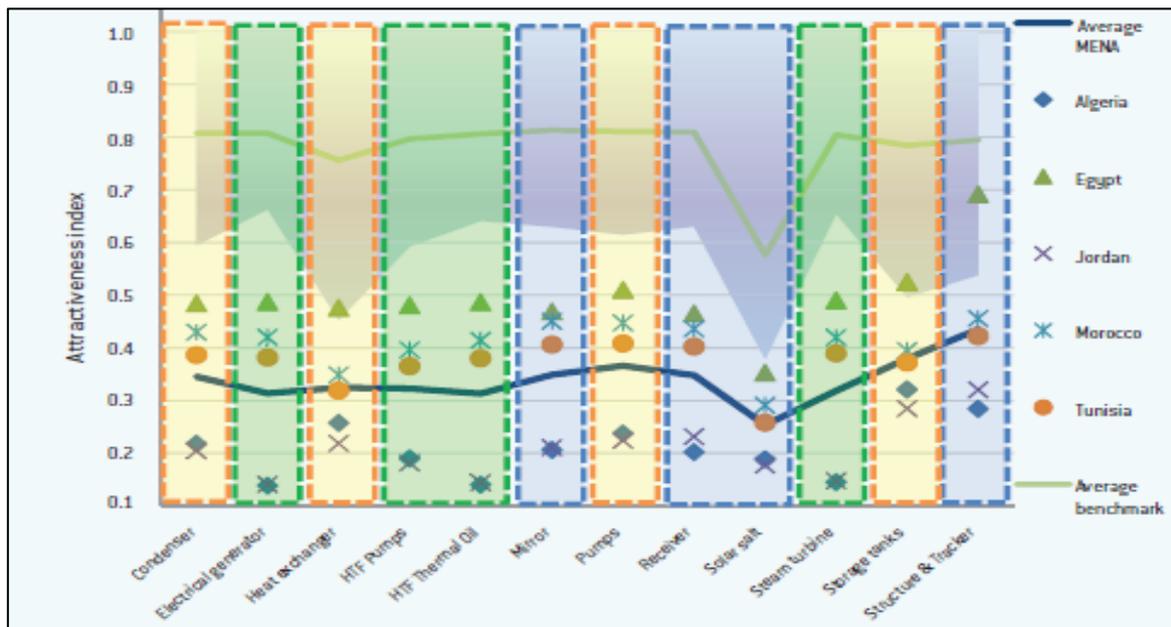
**Figure 47 : Exigences en investissements vs complexité technologique pour l'industrie CSP**



Source : (ESMAP, 2015)

Sur la Figure 48, il est à noter que le Maroc, même s'il est mieux positionné que la plupart des pays Nord Africains, a un potentiel moyen pour les différentes composantes de l'industrie CSP. ESMAP estime que les pays de la région MENA peuvent se positionner pour le court et moyen terme sur les groupes d'industries indépendantes et conventionnelles, si elles ont déjà une expérience locale pour ce type d'industries.

**Figure 48 : Opportunités pour le développement d'une industrie autour du CSP**



Source : (ESMAP, 2015)

Dans son étude réalisée en 2015 (IRENA, 2015c), IRENA estimait que le Maroc avait besoin d'un savoir-faire et d'investissements importants pour développer une fabrication locale de composants spécifiques aux centrales CSP, tels que les miroirs, les récepteurs, ou blocs d'alimentation.

En ce qui concerne les pompes et les conduites, les compétences existantes ne semblent pas en mesure de répondre aux standards internationaux et les capacités de production ne sont pas suffisantes pour répondre à la demande actuelle du marché local.

Pour le créneau du stockage de la chaleur, des compétences locales ont été identifiées pour les travaux de génie civil et les réservoirs, mais l'approvisionnement local en sel est essentiel pour développer une industrie locale.

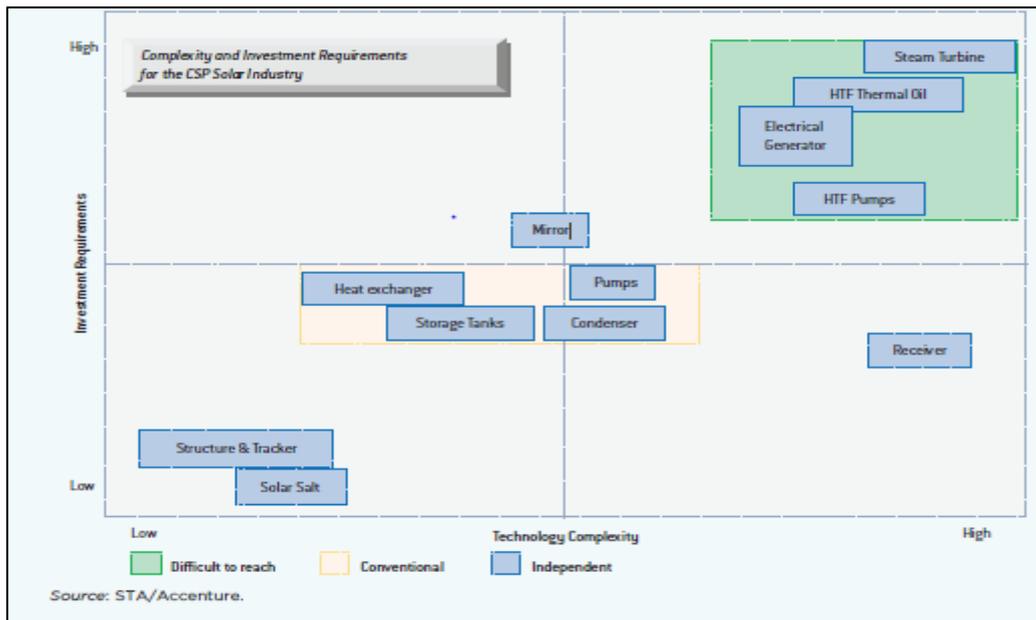
### **Opportunités pour le solaire photovoltaïque**

L'énergie solaire photovoltaïque est une technologie fiable, disponible commercialement, avec un potentiel important de croissance sur le long terme dans toutes les régions du monde.

L'analyse par ESMAP de la chaîne de valeurs PV permet de distinguer 3 groupes d'industries selon la complexité technologique et les besoins en investissements. Le groupe en haut et à droite de la Figure 49 est considéré difficile à atteindre par la plupart des pays dans le monde.

Cette catégorie inclut les industries du cristal, qui par ailleurs connaissent une surproduction de la part de producteurs internationaux, ce qui engendre une baisse des prix et rend encore plus difficile l'accès à ce marché. Actuellement les barrières à l'entrée des marchés des technologies cristallines et films à couche mince sont très élevées. L'industrie d'assemblage des modules cristallins est classée comme technologiquement complexe et requérant des investissements élevés.

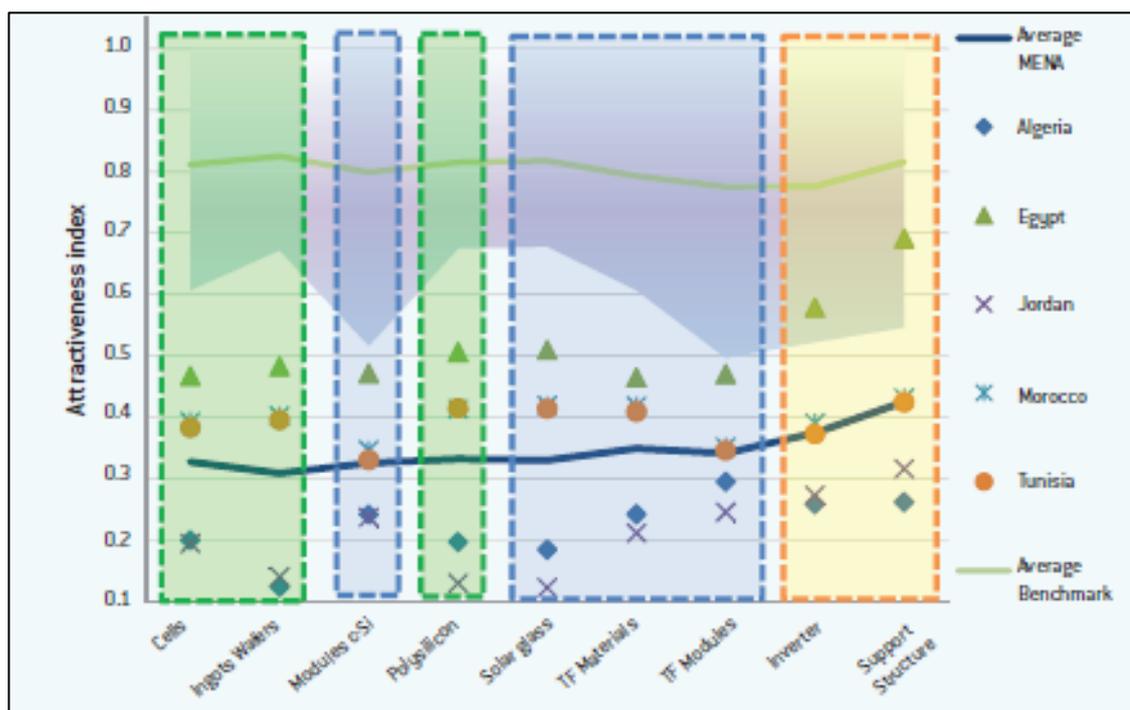
**Figure 49 : Investissements requis vs complexité technologique pour l'industrie du PV**



Source : (ESMAP, 2015)

La Figure 50 esquisse le potentiel de certains pays de la région MENA pour le potentiel d'une industrie PV. Le potentiel du Maroc est très similaire à celui de la Tunisie. Les industries qui ont un niveau de complexité technologique et d'exigences en investissements moindres sont les structures support et les onduleurs, qui sont considérés comme les industries et les marchés à cibler pour la région MENA. A moyen terme, si la surcapacité mondiale diminue, il peut y avoir une opportunité pour les industries des films à couche mince, du verre solaire et des modules.

**Figure 50 : Opportunités pour le développement d'une industrie autour du PV**

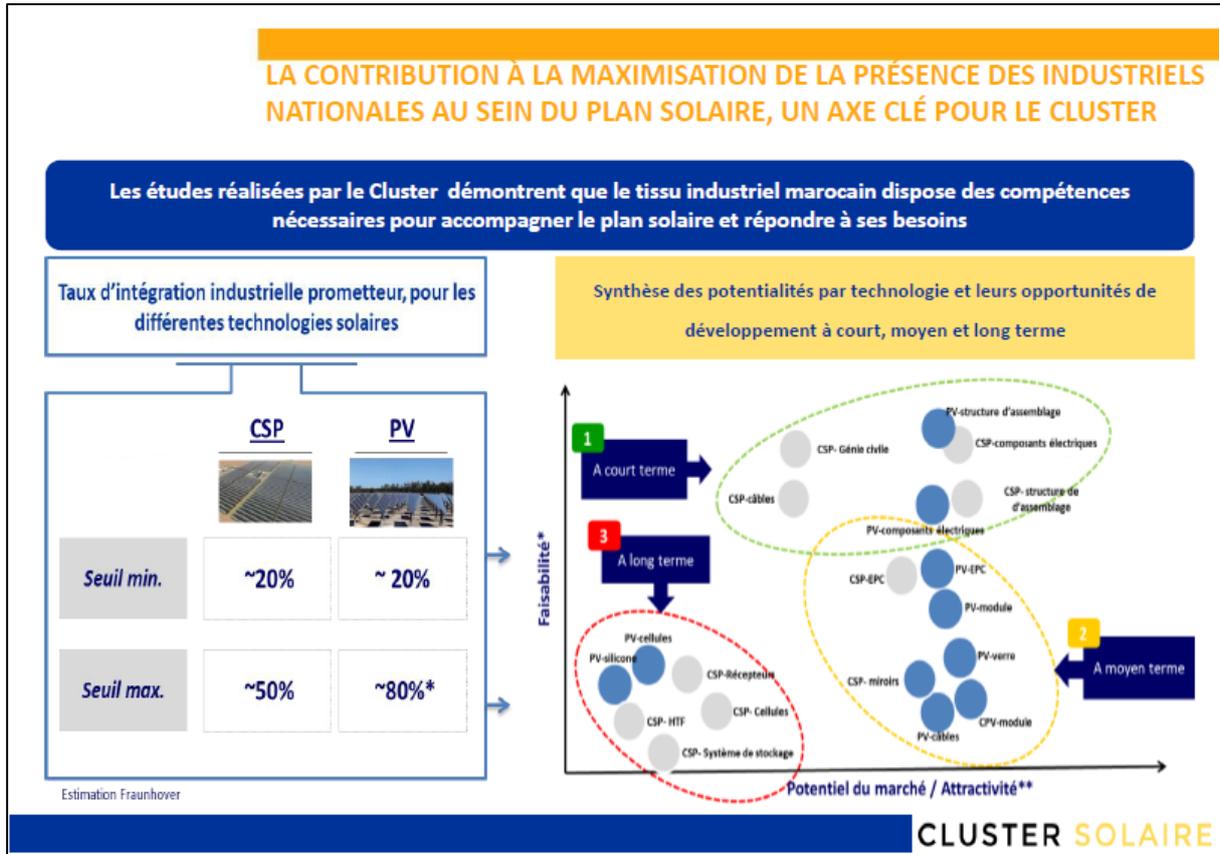


Source : (ESMAP, 2015)

Dans son étude réalisée en 2015, IRENA estimait que le Maroc a le potentiel de produire des structures de montage et de réaliser des travaux de construction et l'installation de composants électriques et dispose d'un potentiel pour la fabrication locale de composants photovoltaïques à moyen terme. La fabrication d'onduleurs et l'installation de centrales photovoltaïques peuvent nécessiter des qualifications spécifiques et une coopération avec des entreprises étrangères expérimentées. Pour les modules photovoltaïques, le Maroc n'a pas le savoir-faire nécessaire pour la production locale de cellules photovoltaïques. Toutefois, avec des investissements à grande échelle, il pourrait envisager à moyen terme l'assemblage local de modules utilisant des cellules en silicium cristallin ou la fabrication du module.

Les études réalisées par le Cluster Solaire ont également évalué le potentiel de l'industrie marocaine à court, moyen et long terme pour les technologies solaires CSP et photovoltaïque.

**Figure 51 : Evaluation du potentiel des technologies CSP et PV**



Source : (ClusterSolaire, 2020)

Actuellement, trois usines opèrent au Maroc pour le montage des panneaux PV (4 fabricants chinois concurrentiels). Mais le marché reste limité en l'absence de l'accès au réseau de la basse tension.

### **Opportunités pour l'éolien**

L'étude de l'IRENA (IRENA, 2015c) estimait que le Maroc a un fort potentiel pour la fabrication locale des composants des turbines d'éoliennes, plusieurs entreprises ayant été impliquées au cours de la dernière décennie dans de nombreux projets éoliens et ont développé un savoir-faire dans ce secteur.

Selon cette étude, les entreprises locales sont également en mesure de produire les principaux composants électriques, les câbles et les pièces du générateur à court ou moyen terme et d'assurer les travaux de génie civil et les fondations des projets éoliens.

De même, les entreprises marocaines font preuve d'innovation pour développer des partenariats et une coopération technologique avec des entreprises internationales, ce qui devrait les aider à produire localement des pales et des turbo-alternateurs pour les projets à venir.

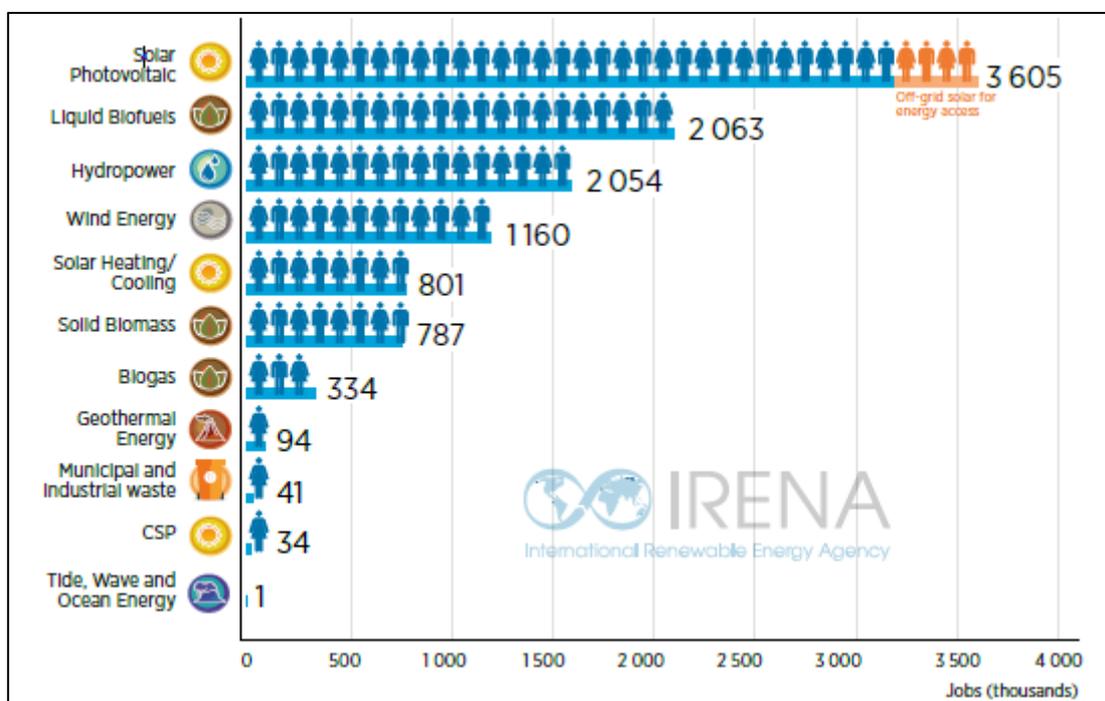
Cette appréciation s'est avérée judicieuse puisque 2017 a vu l'émergence d'une industrie éolienne marocaine, à travers l'installation à Tanger par Siemens Gamesa Renewables d'une usine de production de pales avec une capacité annuelle d'environ 600 unités (soit l'équivalent de plus de 600 MW/an). Cette structure industrielle est chargée de la production des turbines SWT-DD-130 (jusqu'à 4.2 MW de puissance nominale), et des pales B63-10 de 63 mètres de long, destinées à l'exportation vers l'Europe, l'Afrique et le Moyen-Orient, ainsi qu'à des projets locaux (à hauteur de 15%). Cette usine a donné lieu à la création de 600 emplois.

### 3.1.16. La création d'emplois

Les énergies renouvelables constituent une source importante d'emplois et permettent de développer des branches existantes et de créer des branches nouvelles. L'IRENA estime qu'environ 11 millions d'emplois directs ou indirects ont été créés dans le monde à fin 2018, le solaire photovoltaïque comptant pour près du tiers de ces emplois. La qualité et le type des emplois générés varient en fonction des caractéristiques de chaque technologie. Les systèmes photovoltaïques et d'eau chaude solaire ont surtout besoin de personnel pour l'installation, l'exploitation et l'entretien.

Les pays asiatiques, Chine en tête, dominent le marché solaire photovoltaïque, alors que le marché éolien est dominé par la Chine, l'Allemagne et les Etats-Unis.

**Figure 52 : Emplois créés par les sources d'énergies renouvelables**

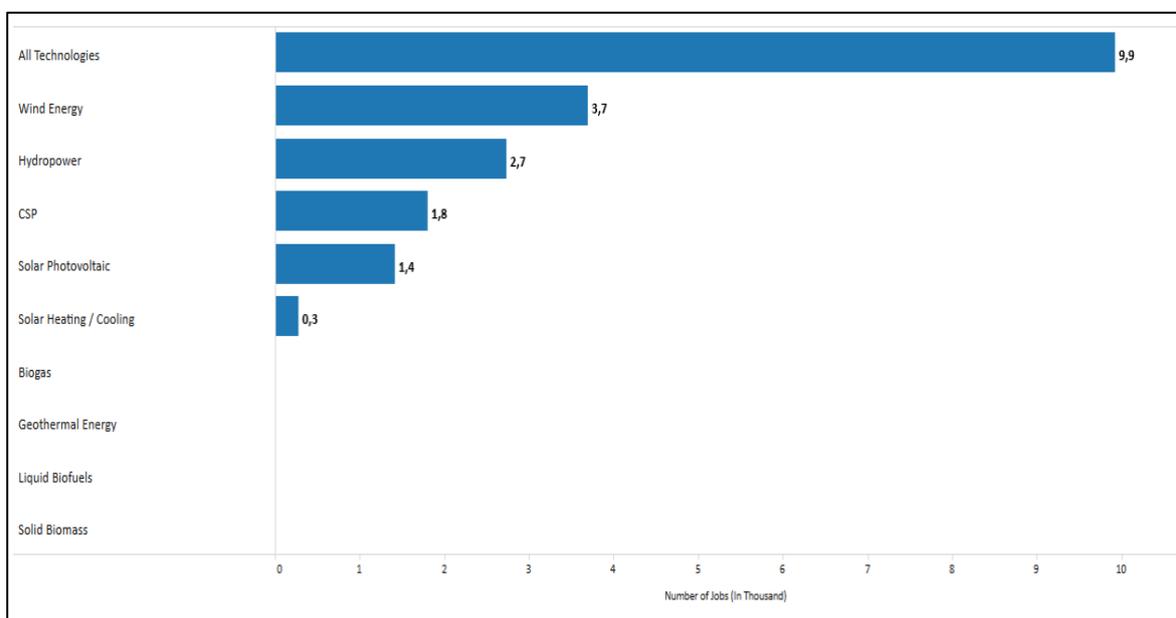


Source : (IRENA, 2019d)

Selon la Figure 53, la plupart des emplois au Maroc ont été générés par l'éolien, puis par le solaire CSP, avec le complexe solaire Noor Ouarzazate, et enfin par le solaire photovoltaïque. Néanmoins, le photovoltaïque devrait prendre plus d'importance dans l'avenir en raison du nombre de centrales photovoltaïques programmées.

L'intégration des énergies renouvelables au Maroc a permis la création d'environ 10 mille emplois (Figure 53). Le secteur ayant créé le plus est l'éolien, environ 3700 d'emplois, grâce au projet éolien intégré qui a permis la création de nouvelles usines. Le solaire PV a créé environ 1400 emplois, un nombre relativement modeste qui peut s'expliquer par le fait que l'expérience du solaire photovoltaïque est bien plus récente que celle du solaire CSP ou de l'éolien. Le solaire CSP a créé environ 1800 emplois grâce aux différents projets solaires Noor, qui utilisent cette technologie.

**Figure 53 : Emplois générés au Maroc par les technologies renouvelables**



Source : (IRENA, 2019d)

Le complexe Noor Ouarzazate par exemple a permis de créer plus 8000 emplois durant le pic de la phase de construction (2 000 pour Noor Ouarzazate I et près de 6 000 pour Noor Ouarzazate II, III et IV). La phase d'exploitation assure une création d'emplois stable avec une composante locale qui s'élève à plusieurs centaines d'emplois directs (MASSEN, 2020).

Le Tableau 11 donne une indication sur les emplois générés par les centrales solaires du complexe Noor Ouarzazate, aussi bien au niveau national qu'au niveau local. On constate que bien que le nombre d'employés ait diminué de Noor I à Noor IV, le % d'employés marocains ou locaux a augmenté.

**Tableau 11 : Emplois au complexe Noor Ouarzazate**

	Employees on site					
	Local share commitment	Total	Moroccan employees		Local area employees	
	(percent)	(number)	(number)	(percent of total)	(number)	(percent of total)
<b>Noor I</b>	35	1 906	1 471	77	659	35
<b>Noor II</b>	40	4 063	2 723	67	927	23
<b>Noor III</b>	40	2 524	1 695	67	797	32
<b>Noor IV</b>	24	656	541	82	386	59
<b>Combined</b>	-	9 149	6 430	70	2 769	30

Source : (IRENA, 2019d)

Pour le complexe Noor Midelt, la création d'emplois temporaires pendant la construction est estimée à environ 3 800 personnes (1 500 par centrale et 800 pour les infrastructures communes). En fonctionnement, la création d'emplois est estimée à 100 par centrale et à 50 pour les infrastructures communes.

### 3.1.17. Le développement local

MASEN a adopté une démarche volontariste et intégrée pour ses projets, notamment les projets solaires. Outre les objectifs de production et les considérations relatives à l'intégration industrielle et la recherche développement et l'innovation, MASEN développe annuellement un plan de développement local autour de ses projets, en concertation avec les communautés locales. MASEN et les développeurs de projets s'engagent d'une façon volontaire à agir pour le développement et les besoins des populations locales.

#### **Exemples d'actions et de bénéfices pour la population locale**

Les bénéfices pour les populations locales sur les sites d'implantation des projets concernent :

- Les études d'impact socioéconomique.
- La création d'emplois au niveau local.
- L'électrification et le désenclavement des zones souvent isolées.
- L'accès aux infrastructures et aux équipements de base.
- Le développement local.
- L'amélioration du niveau de vie, du fait de services pour la population locale (électricité, éclairage, télévision, réfrigérateur, ...).

Ci-après des exemples d'impact local pour des villages situés près de la zone d'implantation des centrales solaires du complexe Noor Ouarzazate (MASEN, 2020) :

- La fourniture d'eau potable et la construction de canalisations.
- L'équipement de puits avec des systèmes de pompage solaire.
- L'installation de moyens d'irrigation.
- La construction de routes.
- L'amélioration de l'accès de la population aux services de base et équipements.
- La formation liée aux métiers de l'énergie solaire.

MASEN, en partenariat avec l'OFPPT et le développeur, a mis en place des sessions de formation aux métiers liés à l'exploitation de l'énergie solaire à concentration. Ces sessions de formation qualifiante ont ciblé une centaine de jeunes issus majoritairement de la région d'Ouarzazate. Plus de 65% des étudiants stagiaires ont été recrutés pour l'exploitation des centrales Noor Ouarzazate II et III, dont 90% issus de la province d'Ouarzazate.

D'autres actions dans le domaine agricole comme la distribution de fertilisants et la réhabilitation de palmiers, ainsi que des actions de formation, de création d'emplois pour des jeunes et de soutien à des activités génératrices de revenus ont bénéficié à plus de 3 700 fermiers, 41 artisans, 16 femmes et 6 jeunes.

Huit écoles et un orphelinat ont bénéficié respectivement des services d'éclairage solaire pour les écoles et de l'installation de panneaux solaires pour l'infirmerie au profit d'enfants abandonnés.

Les projets éoliens ont aussi permis d'apporter des bénéfices à la population locale. Le parc éolien d'Amougdoul a permis d'électrifier deux villages de la région d'Essaouira : Moulay Bouzerktoune (360 habitants, une mosquée, le siège de la commune, deux classes d'école, une auberge et 18 lampes d'éclairage public) et Sidi Kaouki (50 foyers).

### ***Évaluation environnementale et sociale***

Les projets font l'objet d'une étude d'impact environnemental et social qui identifie, évalue et propose des mesures de gestion environnementale, sociale, sanitaire et analyse les risques et impacts sur les sites des installations du complexe Noor, conformément à la réglementation.

L'étude d'impact est une évaluation environnementale et sociale approfondie, qui couvre la biodiversité, les ressources en eau et les aspects sociaux. Les principaux impacts positifs du projet sont la production d'une électricité respectueuse de l'environnement, la création d'emplois et le non rejet des émissions de gaz à effet de serre. Des aspects ayant un impact négatif modéré concernent la santé et la sécurité en ce qui concerne la circulation et l'utilisation des machines, le rejet d'eaux usées, la pollution des sols et des ressources en eau par les hydrocarbures et un impact potentiel sur les oiseaux migrateurs. En termes d'impact sur les ressources naturelles, la technologie CSP étant fortement consommatrices d'eau, il y a lieu de noter une évolution positive vers un système de refroidissement à sec entre la centrale Noor I et les autres centrales Noor II et Noor III.

L'étude d'impact est organisée et revue conformément aux règles des bailleurs de fonds comme la Banque Mondiale, la Banque Africaine de Développement ou la Banque Européennes d'Investissement. Les rapports des études d'impact des projets financés par la Banque Mondiale sont disponibles sur son site web. L'étude d'impact est également présentée au ministère de l'Environnement marocain pour approbation et le projet donne aussi lieu à l'ouverture d'une enquête publique.

MASEN et les développeurs sont engagés dans une démarche volontaire qui induit des bénéfices pour la communauté locale, sur les plans sociaux, économiques et environnementaux, et ce pendant les phases de construction et d'exploitation.

En plus de son propre audit interne, MASEN prend les dispositions pour un audit indépendant de ses aspects sociaux, environnementaux, sanitaires et performances en matière de sécurité au moins tous les deux ans, et compte faire appel à des experts locaux pour communiquer les résultats de la surveillance aux communautés locales de manière appropriée et compréhensible.

L'implication de la population locale et sa participation dans la plupart des étapes de la mise en place du projet, de la préparation jusqu'à l'exploitation et la maintenance est une considération importante au niveau de la région et sur le plan socio-économique. Elle peut être facilitée par des actions de sensibilisation visant à :

- expliquer et informer sur les avantages et les impacts possibles du projet,
- organiser plusieurs consultations sur le projet,
- permettre aux gens d'intervenir dans les phases de développement du projet,
- créer des emplois locaux, surtout dans la phase de construction et d'exploitation,
- permettre aux gens locaux d'investir dans le projet et d'en retirer un bénéfice financier.

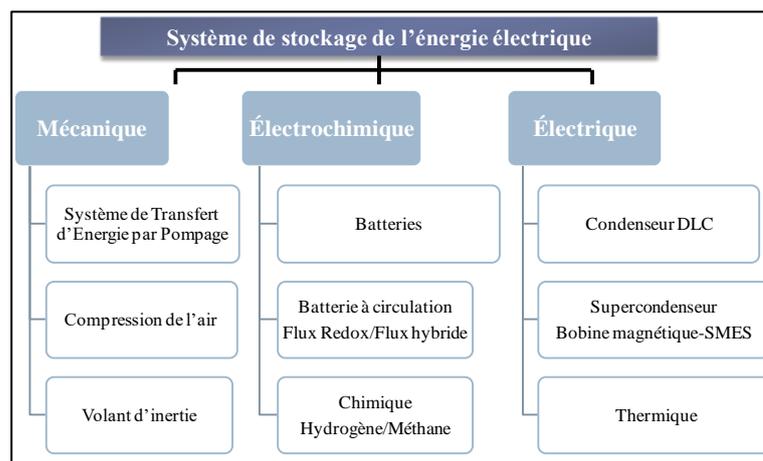
Par ailleurs, il y a lieu de noter que la capacité actuelle en énergies renouvelables (3 700 MW) permet d'éviter les émissions de 5.4 Millions de tonnes de CO<sub>2</sub> chaque année. Les projets d'énergies renouvelables en développement (engagés ou en construction), permettront d'éviter les émissions de 6.1 Millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an (MASEN, 2020).

## Les systèmes de stockage de l'énergie électrique

### 3.1.18. Technologies de stockage de l'énergie électrique

Le stockage de l'énergie électrique consiste à convertir l'énergie électrique à partir d'un réseau d'alimentation en une autre forme d'énergie plus facilement stockable. Le processus inverse (le déstockage), permet de transformer l'énergie stockée en électricité. L'opération stockage/déstockage forme « un cycle ». Les systèmes de stockage de l'électricité peuvent être classés en trois catégories : mécanique, électrochimique et électrique.

**Figure 54 : Classification des systèmes de stockage de l'énergie électrique**



Source : (C.Bouallou, 2015)

Le stockage mécanique regroupe les moyens de stockage à grande échelle : le transfert d'énergie par pompage (STEP), la compression de l'air (CAES) ainsi que les volants d'inertie. Il inclut donc le stockage d'énergie potentielle ou cinétique.

Le stockage électrochimique qui est aussi disponible pour de nombreuses applications quotidiennes (véhicules, téléphones portables...) utilise les batteries y compris celles à circulation qui reposent sur le même principe que les batteries classiques, mais dont les solutions actives sont stockées dans des réservoirs séparés. Les batteries à circulation permettent de gérer la capacité énergétique indépendamment de la puissance.

Le stockage chimique consiste en l'utilisation de l'électricité pour la formation d'une molécule qui a ensuite la capacité de restituer de l'énergie, c'est le cas de l'hydrogène, le méthane et le méthanol.

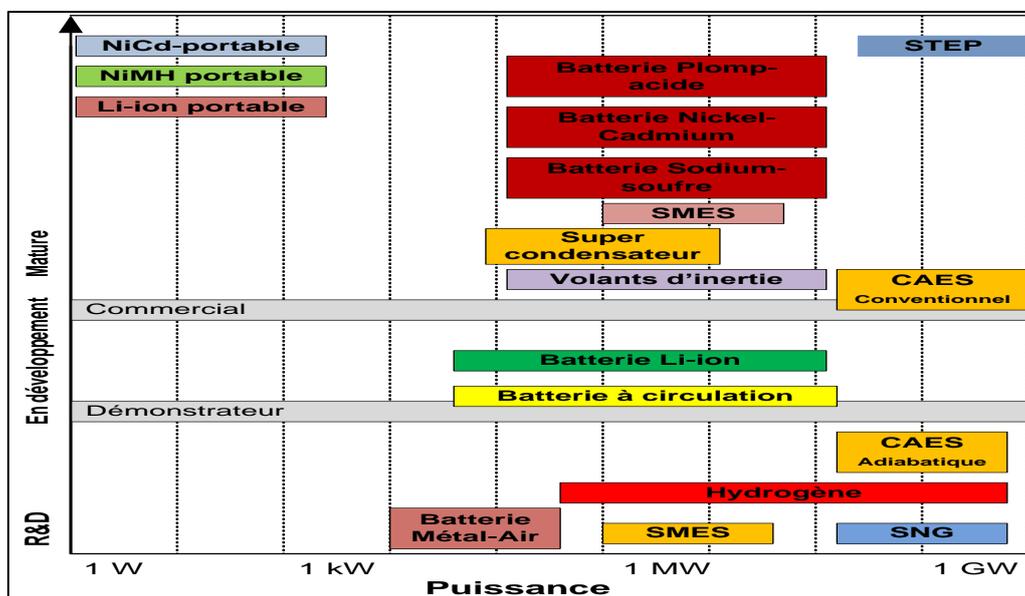
Certains systèmes permettent de stocker l'énergie directement sous forme électrique. Il s'agit du stockage électrostatique et magnétique. Les condensateurs, qui permettent d'accumuler les électrons et les SMES (Superconduction Magnetic Energy Storage) qui convertissent l'énergie électrique en énergie magnétique en sont des exemples.

Le stockage thermique permet de stocker l'énergie sous forme de chaleur latente ou de chaleur sensible. Il s'agit du stockage de froid (liquides cryogéniques, glace) et du chaud (accumulateur de vapeur, sels fondus ...). La description des différentes technologies de stockage est présentée ci-après.

### 3.1.19. Niveau de maturité et comparaison des technologies de stockage de l'électricité

Le niveau de maturité de diverses technologies de stockage discutées est présenté à la Figure 55 certaines d'entre elles sont encore au stade de R&D. Les STEPs sortent du lot en réunissant à ce jour 99% de la puissance de stockage installée dans le monde.

**Figure 55 : Niveau de maturité des systèmes de stockage de l'électricité**



Source : (C.Bouallou, 2015)

De toute évidence, le transfert d'énergie par pompage (PHS), la compression de l'air (CAES), le stockage sous forme d'Hydrogène (H<sub>2</sub>) ou sous forme de substitut de gaz naturel (SNG) sont les technologies de stockage qui ont des plages de puissance et des capacités importantes, bien que la densité d'énergie soit assez faible pour PHS et CAES. Ces derniers sont matures et opérationnels mais ils sont limités géographiquement. Ainsi, il y a un manque de systèmes de stockage déployé commercialement dans la gamme de 10 MW à quelques centaines de MW. CAES adiabatique, H<sub>2</sub> et SNG sont en cours de développement à un stade avancé.

Pour comparer les technologies de stockage et déterminer les plus pertinentes pour un usage particulier, plusieurs facteurs techniques doivent être pris en compte (IRENA, 2015d) :

- La capacité énergétique (Wh) : est la capacité d'un site à stocker l'électricité pendant un temps limité. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge, elle varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique, à l'opposé, en régime très lent, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une énergie totale stockée supérieure à celle réellement exploitable.
- La puissance (W) : est la quantité d'énergie déstockée. Elle indique le taux de charge et de décharge d'un système de stockage. En général, elle est constante mais en pratique elle est influencée par la quantité stockée (combien de fois le système a été stocké et déstocké).
- La durée de vie : est soit le cycle (qui est le nombre de fois de charge et de décharge) ou kWhlife qui est la capacité de stockage global ou encore combien de temps le système peut fonctionner (années). Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique.
- L'efficacité : est la quantité d'énergie déstockée par rapport à celle stockée. Elle montre s'il y a des pertes dans le système. Plus il y a des pertes plus le système consomme de l'électricité et par conséquent le coût de stockage augmente.
- Le coût d'investissement (€/kWh ou €/kW ou €/kWhlife) : est le coût qui dépend du site de stockage (le local), des dimensions du site, employés, équipement, maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement et même les moyens de sécurité. Pour minimiser le coût, il est judicieux de faire une étude sur la durée de vie du système entier incluant le dispositif de stockage, le coût global sur cycle de vie incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage.

- La densité énergétique : est la quantité d'énergie par unité de volume ou de masse (kWh/m<sup>3</sup> ou Wh/kg). Il est aussi possible de considérer la densité de puissance (W/m<sup>3</sup> ou W/kg).

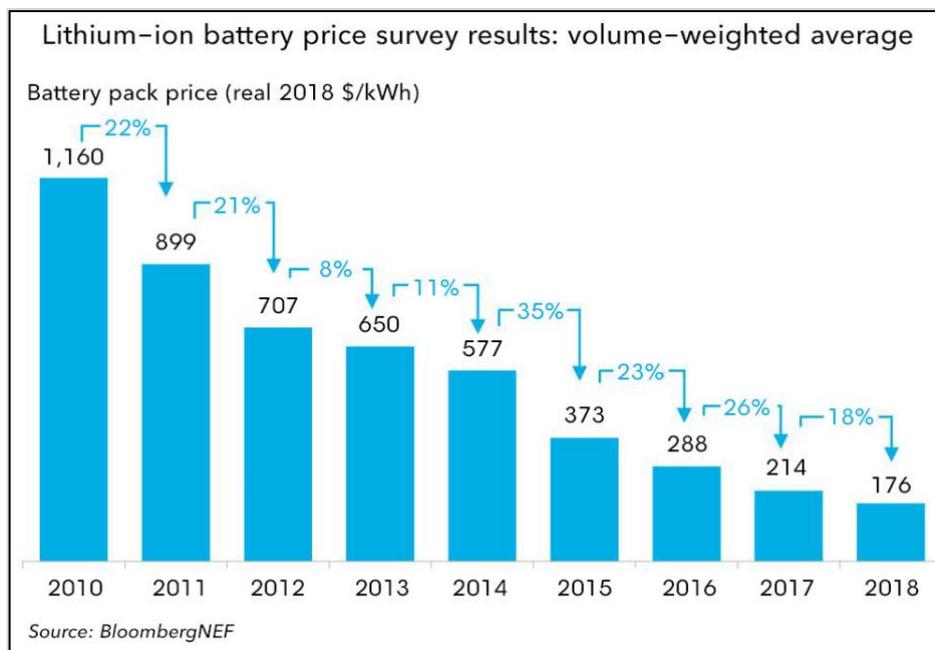
**Tableau 12 : Comparaison entre les différentes technologies de stockage/déstockage de l'électricité**

<b>Technologie</b>	<b>Puissance</b>	<b>Efficacité du cycle</b>	<b>Durée de vie</b>	<b>Coût (€/kW)</b>
STEP	200 MW -1GW	70-85%	>25 ans	500-1500
CAES	10 - 500 MW	45-70%	>20 ans	700-1000
Volant d'inertie	1 - 200 MW	85-95%	20 ans	150-3000
Batteries Sodium-Souffre	<10 MW	80 - 90%	6-15 ans	500-2500
Batteries Lithium-Ion	<10 MW	85- 95%	2-3 ans	1000-3000
Batteries à flux Redox	25 kW-10 MW	65 - 85%	2000-15000 cycles	500-2300
Super-condensateurs	10 kW - 5MW	90 - 95%	500000 cycles	100-500
SMES	10 kW - 5MW	> 90%	20-30 ans	
Hydrogène et pile à combustible	1 kW -10 MW	25 - 35%	5-10 ans	6000

Source : (C.Bouallou, 2015)

Des données actualisées (Bloomberg NEF, 2019) montrent que la baisse du coût du stockage par batterie depuis une dizaine d'années est presque aussi spectaculaire que celle des cellules photovoltaïques, comme le montre la Figure 56 ci-après, mais cette technologie n'est utilisable en mode stationnaire que pour des durées de quelques minutes à quelques heures, voire au mieux quelques jours, selon la taille des « fermes à batteries », ce qui ne suffit pas à répondre notamment aux besoins de stockage inter-saisonnier.

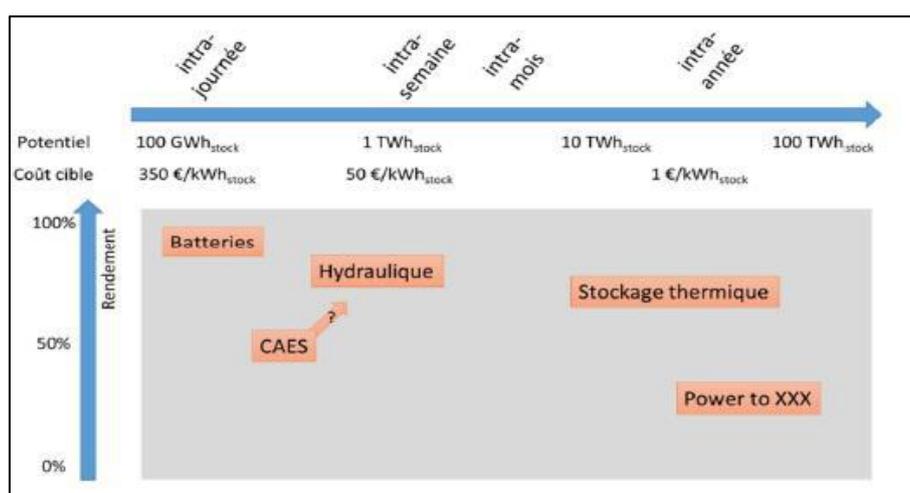
**Figure 56 : Résultats de l'enquête sur les prix des batteries lithium-ion : moyenne pondérée en volume**



Source : (Bloomberg NEF, 2019)<sup>7</sup>

La figure 56 montre que le prix des batteries lithium-ion a baissé de 85% entre 2010 et 2018, suite à des progrès techniques aux niveaux de la cathode, de la cellule et du package, qui ont amélioré la densité énergétique, et d'autres baisses et améliorations de performances sont attendues grâce à une industrialisation de plus en plus poussée, un prix cible de 100 USD/kWh est attendu d'ici une dizaine d'années.

**Figure 57 : Positionnement de différents systèmes de stockage<sup>8</sup>**



Source : (CEA LITEN, 2018)

<sup>7</sup> Les données de ce graphique ont été ajustées pour être en dollars réels 2018

<sup>8</sup> en fonction de leur rendement (en ordonnée) et de leur capacité à gérer une durée de stockage (en abscisse) dans l'hypothèse d'un coût de stockage d'environ 50 €/MWh/cycle à l'horizon 2030

En adoptant l'hypothèse d'un coût du stockage qui serait descendu d'ici 2040 à 50 €/MWh/cycle, on peut en déduire le coût « cible » de l'investissement dans un système de stockage, en fonction du besoin de lissage (Figure 57)

- Stockage journalier (365 utilisations par an, c'est-à-dire 365 cycles par an, avec une durée de vie de 20 ans) :  $365 \times 20 =$  environ 7 000 cycles, à 50 €/MWh/cycle, soit un coût<sup>10</sup> de 350 €/kWhstock
- Stockage hebdomadaire (52 cycles/an, 20 ans) :  $52 \times 20 \times 50 =$  environ 50 €/kWhstock.
- Stockage mensuel (12 cycles/an, 20 ans) :  $12 \times 20 \times 50 =$  environ 10 €/kWhstock ;
- Stockage intra-annuel ou saisonnier (1 cycle/an, 20 ans) :  $1 \times 20 \times 50 =$  environ 1 €/kWhstock.

Récemment, (R. Lavergne, I. Pavel et I. Fauchaux, 2019) ont examiné la question des coûts d'investissement des différentes technologies. Beaucoup de technologies présentant des coûts d'investissement élevés par puissance stockée peuvent afficher in fine des coûts au kWh faible en faisant une hypothèse sous-jacente d'utilisation maximale des capacités. C'est le cas notamment pour les volants d'inertie ou les technologies de type hydrogène. Inversement, les technologies qui nécessitent des coûts d'investissement élevés par unité d'énergie stockée, peuvent faire une hypothèse plus conservatrice en termes de taux d'utilisation, mais restent structurellement très limités en termes de durée de stockage, comme les batteries Li-ion.

- Une batterie Li-Ion fonctionnant sur 2 200 cycles (soit environ 7 ans de durée de vie), avec un rendement de 80%, sur la base d'un coût d'investissement de 100 €/kWh (pour les véhicules électriques où le facteur énergie est dimensionnant) et de coûts d'entretien de 7% par an, délivre une électricité à un coût de l'ordre de 80 €/MWh.
- Un volant d'inertie de coût égal à 1 300 €/kW délivre de l'électricité à un coût compris entre 30 et 1 000 €/MWh selon que son utilisation se fait en régulation de fréquence (30 cycles/jour, avec 20 ans de durée de vie) ou en utilisation journalière.
- Une STEP à 4 600 h de fonctionnement annuel, dont 50% de stockage et 50% de déstockage, avec une durée de vie de 50 ans, délivre de l'électricité à un coût<sup>11</sup> de 77 €/MWh. Son coût complet (annuité) peut donc être estimé à  $2\,300 / 1\,000 \times 77 = 177$  €/kW/an.

Le coût ici considéré concerne l'électricité déstockée, cette valeur paraît très optimiste par rapport au coût actuel de 2 000 €/kW. Aujourd'hui, mis à part les lissages courts ou très courts (réglage de fréquence, aide au démarrage de moyens conventionnels, ...), peu de systèmes de stockage d'électricité permettent d'espérer des coûts en dessous de 50 €/MWh.

Dans l'étude ADEME-Artelys (ADEME A. , 2018), les batteries seraient utilisées avec des durées de décharge de 2h, un rendement de 90% et une durée de vie de 10 ans. Selon cette étude, leur CAPEX passerait de 880 €/kW en 2020 à 356 €/kW en 2050, tandis que leur OPEX resterait stable à 5 €/kW/an. Avec l'hypothèse d'un taux d'actualisation de 5,25% par an et d'une électricité fournie gratuitement, le coût actualisé d'une batterie de 1 MW cyclant une fois par jour (730 MWh déstockés) baisserait ainsi à 78 €/MWh en 2050.

Pour les données actualisées concernant le Power-to-Hydrogen (ADEME, 2017), la baisse de coût des électrolyseurs serait la suivante : leur CAPEX passerait de 1 183 €/kWe en 2020 à 663 €/kWe en 2050, tandis que leur OPEX descendrait de 36 €/kWe/an à 20 €/kWe/an, avec un rendement qui croîtrait dans le même temps de 62,5% à 67%, avec une durée de vie limitée à 20 ans. La problématique du stockage d'hydrogène en bouteilles pourrait faire augmenter fortement les coûts du stockage saisonnier, à moins d'utiliser du stockage d'hydrogène en cavités géologiques, lorsque cela s'avère possible.

Un système de stockage stationnaire d'électricité doit être accompagné de dispositifs auxiliaires qui le raccordent au réseau ou à l'unité de consommation, lorsqu'il est « off-grid », ce qui augmente son coût. Lorsqu'on analyse les coûts d'un moyen de production d'électricité, il faudrait raisonner en coût complet pour le système électrique car le service apporté par ces EnR peut être loin de la parité si l'on prend en compte l'ensemble des externalités (besoin de back-up et/ou d'effacement, maintien de la qualité du courant, etc.). L'intérêt de raisonner en coût complet est de pouvoir cibler les moyens de réduire ce surcoût, par exemple grâce aux progrès attendus sur la compétitivité du stockage ou sur la flexibilité de la demande.

Le système énergétique a recours, depuis longtemps, au stockage stationnaire de l'énergie, notamment pour gérer des périodes de forte demande au cours de la journée. Dans les années à venir, le déploiement des énergies renouvelables sera important. Par conséquent, le besoin de stockage massif des énergies sera amplifié afin de gérer leur intermittence et de prévenir les perturbations générées sur les réseaux de distribution.

Chaque système de stockage d'énergie présente ses propres avantages, inconvénients et gamme d'utilisation. Pour chacun d'entre eux, les choix technologiques diffèrent en fonction des besoins spécifiques demandés et des services potentiels fournis. Certaines technologies sont déjà matures et largement opérationnelles telles que : STEP, CAES, ... D'autres sont en cours de développement, c'est le cas du stockage chimique (hydrogène et méthane).

Actuellement, les recherches visent à réduire les coûts de ces technologies ou à rendre ces dernières plus « polyvalentes ». En effet, l'intérêt économique d'un système de stockage augmente si son utilisation répond à plusieurs besoins : par exemple intégration des énergies renouvelables (lissage production intermittente) et soutien à la qualité du réseau (adaptation tension/fréquence).

### **3.1.20. Système de Stockage au Maroc**

Il existe de nombreuses techniques de stockage, le stockage thermique et l'hydroélectricité pompée sont les solutions utilisées au Maroc par les grandes stations de production d'électricité. Il n'existe pas de texte de loi dédié exclusivement à la régulation du stockage d'énergie. La législation sur le stockage de l'électricité devrait évoluer pour répondre aux changements et défis présentés par cette nouvelle dynamique de transition énergétique.

#### ***Stockage STEP***

- Une capacité de 460 MW, mise en service en 2004.
- Permet d'assurer 5% de la demande globale en énergie.
- Un dispositif hydraulique composé de deux réservoirs d'eau de 1,3 million m<sup>3</sup>.
- Le stockage est réalisé via la technique "pompage-turbinage".
- Lorsque la demande augmente en cours de journée (18h à 23h), l'eau emmagasinée est libérée du réservoir haut via les tuyaux pour faire tourner les turbines des deux unités de production STEP. A fourer pour alimenter le réseau national.

#### ***STEP marine***

L'idée est d'utiliser le relief naturel des falaises pour créer une chute d'eau entre un lac artificiel situé au sommet et le niveau de la mer. La mer peut être utilisée comme réservoir bas associé à un réservoir haut placé sur une falaise proche de la mer. De très nombreux sites rentables existent avec des falaises 50 à 200 m au-dessus de la mer. La charge moyenne sera d'une centaine de mètre. Le coût du matériel électromécanique sera donc souvent plus élevé que pour les STEPs classiques, à cause de la charge plus faible et de la corrosion marine. Mais le coût des tunnels et réservoirs peut être beaucoup plus faibles. Un site de 100 m de charge et 20 m de profondeur de bassin stocke 5 GWh/km<sup>2</sup>. L'impact sur l'environnement paraît plus faible qu'avec les STEPs classiques.

Le Maroc a introduit la technologie de Transfert d'énergie par pompage (STEP) à travers sa station d'Alfourar comme moyen de Stockage, mais compte tenu de la montée en puissance des énergies renouvelables et intermittentes, le Maroc envisage de lancer un programme de développement des STEPs marines pour renforcer ses moyens de stockage et subvenir à ses besoins énergétiques. C'est une solution envisageable, le Maroc dispose de 3500 km de côtes marines. Des études en partenariat avec des Allemands (Le Partenariat énergétique maroco-allemand (PAREMA)) ont été lancées pour identifier les zones potentielles, et selon les premiers résultats, plusieurs sites dans la région du Rif et du Sud répondent à ce besoin.

Ces STEP marines seront couplées à des parcs éoliens et permettront d'aplatir les courbes de charge et de rendre le système électrique national indépendant des ouvrages de production fonctionnant aux combustibles fossiles. C'est une technologie qui reste envisageable pour le Maroc afin de renforcer ses moyens en termes de stockages d'énergie.

### ***Stockage Thermique***

Le stockage d'énergie est intégré dans les trois stations solaires Noor CSP I, II et III constituant le Complexe Noor Ouarzazate de 580 MW. Chacune de ces stations, qui utilisent des technologies solaires thermodynamiques à concentration (CSP), dispose d'un système de stockage thermique via les sels fondus pour assurer la continuité de production pendant les périodes d'absence d'ensoleillement, cette technologie permet de stocker la chaleur obtenue par concentration du rayonnement solaire dans de grandes cuves remplies de sels fondus.

- 3 heures pour Noor I CSP de 160 MW.
- 7 heures pour Noor II CSP de 200 MW.
- 7 heures pour Noor III CSP de 160 MW.

Le stockage thermique CSP a été choisi également pour assurer 5 heures d'autonomie pour la 1ère phase de la station Noor Midelt de 800 MW en technologie hybride : thermodynamique (CSP) et photovoltaïque (PV). En associant différentes technologies de stockage (thermique ou batterie), dans le but d'assurer une puissance stable injectée dans le réseau allant jusqu'à 230 MW.

L'un des défis majeurs à relever pour ces projets de stockage d'énergie, est la rareté des offres de financement pour une application à grande échelle, vu leur coût élevé par rapport au coût global actualisé des solutions.

Ceci explique le recours aux solutions financées par les institutions financières internationales. Ainsi, le choix du CSP pour les premiers projets d'énergie solaire au Maroc était justifié, en partie, par son intégration du stockage et son financement par la banque mondiale.

La réussite de la stratégie énergétique marocaine est tributaire de la mise en place de solutions de stockage d'énergie les mieux adaptées au contexte marocain. Les solutions qui ont déjà prouvé leur maturité comme les STEP et le stockage CSP.

Il serait utile de réaliser des recherches sur de nouvelles technologies telles que les batteries lithiums et le stockage via hydrogène dans le cadre des techniques Power-To-X ambitieuses en phase de R&D.

### **Programmes de recherche et développement**

Le Maroc envisage d'exploiter davantage les sources d'énergie renouvelable. Cette perspective ambitieuse, implique un réel travail de préparation en amont, tant au niveau économique qu'au niveau technologique.

En effet, les énergies renouvelables sont souvent la source d'une électricité qui dépend de leurs fluctuations, dont le transport requiert un réseau, et qui constitue un vecteur peu aisé à stocker. Ces sources renouvelables se caractérisent par un rendement relativement faible, un coût important et une nature intermittente.

De ce fait, pour permettre une transition énergétique efficace, un recours aux techniques avancées de stockage massif de cette énergie fluctuante doit être envisagé.

#### **3.1.21. Programmes de recherche et développement menés au Maroc**

##### ***IR&D IRESEN***

L'Institut de Recherche en Energie Solaire et Energies Nouvelles (IRESEN), acteur principal de la R&D appliquée pour les nouvelles technologies énergétiques a pour objectifs de :

- consolider les besoins des différents acteurs du secteur,
- veiller à la réalisation et à la valorisation des différents projets de recherche,
- identifier et définir des thématiques et des projets de R&D dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique,
- Contribuer au financement des projets de R&D.

L'IRESEN a adopté une stratégie ambitieuse pour développer des infrastructures de recherche au service de l'innovation et des chercheurs, et permettre de créer un large réseau d'infrastructures mutualisées dédiées à la recherche. L'institut vise ainsi la mise en place de plusieurs plateformes sur des sujets prioritaires dans le domaine des technologies vertes :

- Green Energy Park : Energie solaire
- Green & smart building Park : Bâtiment vert et efficacité énergétique
- Green H2A : Molécules vertes
- Energy Storage LAB ESL : Stockage de l'énergie
- Agro Energy TIC : Biomasse et énergie-agriculture.

En 2012, 200 millions de Dirhams ont été consacrés à la mise en place d'infrastructures de recherche innovantes, et d'ici 2030, un investissement supplémentaire de 500 millions de Dirhams est envisagé. Ainsi, un certain effort a été consenti pour l'investissement en recherche et développement dans le domaine des énergies propres.

### *Green Energy Park*

Première plateforme en Afrique qui permet la création des synergies entre infrastructures de plusieurs institutions marocaines de recherche afin d'arriver à l'excellence. Les travaux concernent :

- Identification des technologies adaptées au contexte national et continental.
- Développement de nouvelles technologies.
- Certification.

Le Tableau 13 montre quelques projets qui ont été réalisés ou en cours de réalisation par la plateforme.

**Tableau 13 : Projets Green Energy Park**

I - IDENTIFICATION DES TECHNOLOGIES ADAPTÉES AU CONTEXTE NATIONAL ET CONTINENTAL	II - DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES	III - CERTIFICATION ET QUALITY CHECK
<p><b>Marotest</b> : Première plateforme en Afrique de test et de caractérisation des modules photovoltaïques à Ben Guerir</p> <p>Bud. : 2 513 000 MAD      Av. : 100%</p>	<p><b>Module du désert</b> : Développement de nouvelles générations de modules photovoltaïques adaptées aux conditions climatiques aride et semi-arides</p> <p>Bud. : 1 000 000 MAD      Av. : 70%</p>	<p><b>Certification des modules PV</b> : Mise en place d'un laboratoire accrédité ISO 17025 pour le test et la certification des modules photovoltaïques</p> <p>Bud. : 400 000 MAD      Av. : 100%</p>
<p><b>Green Industrie</b> : Intégration optimisée du PV et efficacité énergétique pour la transformation des industries en industries vertes.</p> <p>Bud. : 1 000 000 MAD      Av. : 1%</p>	<p><b>Dépôt de couches minces</b>: Développement de cellules en couches minces à base de silicium, adaptées au climat Marocain</p> <p>Bud. : 3 092 000 MAD      Av. : 75%</p>	<p><b>Certification des modules PV</b> : Mise en place d'un laboratoire accrédité ISO 17025 pour le test et la certification des modules photovoltaïques</p> <p>Bud. : 400 000 MAD      Av. : 100%</p>

*Source : (IRESEN, 2019)*

A travers ces différents projets qui sont déjà réalisés ou en cours de réalisation, ce département de recherche vise plus sur le développement des technologies solaires au niveau national et en Afrique afin de répondre aux problématiques liées au solaire et aussi d'aider les porteurs de projets et autres acteurs nationaux pour développer la filiale des énergies renouvelables dans le Maroc.

*Green & smart building Park*

C'est une plateforme innovante dédiée à la recherche et développement dans le domaine des bâtiments verts, de l'efficacité énergétique et des réseaux intelligents dont le but est de créer l'écosystème dans lequel se développera la ville durable marocaine de demain grâce à l'intégration des énergies renouvelables dans le secteur du bâtiment. L'objectif est d'arriver à une réduction de la consommation énergétique dans le secteur du bâtiment de 15% à l'horizon de 2030.

**Tableau 14 : Projets Green Smart Building Park**

<b>BÂTIMENT VERTS</b>	<b>RÉSEAUX INTELLIGENTS</b>	<b>MOBILITÉ DURABLE</b>
Identification des matériaux, techniques de construction durables et adaptées à l'intégration des Energies Renouvelables	Gestion intelligente de l'énergie : Objets connectés, stockage de l'énergie	Intégration de la recharge au réseau
Développement de nouveaux matériaux de construction	Adaptation de modèles de réseaux au contexte africain	Développement de nouveaux concept de mobilité (Modèles de partage, modèle d'infrastructures, modèles de recharge)
Performance des bâtiments et standardisation	Sécurité de l'information	Développement de composants pour la mobilité électrique / Mobilité Autonome

*Source : Elaboré à partir de données du site de MASEN*

### Energy Storage LAB ESL

Le stockage de l'énergie demeure la clef de réussite pour le développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique. L'objectif de Energy Storage Laboratory (ESL) de renforcer le positionnement du Maroc dans le domaine du stockage de l'énergie en accompagnant la stratégie énergétique nationale.

*L'Energy Storage Laboratory (ESL) est un réseau de laboratoires de recherche et d'universités délocalisées dont l'objectif est de mutualiser et profiter des atouts pour innover dans ce secteur. Les travaux portent principalement sur le stockage d'énergie thermique (analyse des matériaux...) et le stockage d'énergie électrochimique (batteries, cellules...).*

### Green H2A

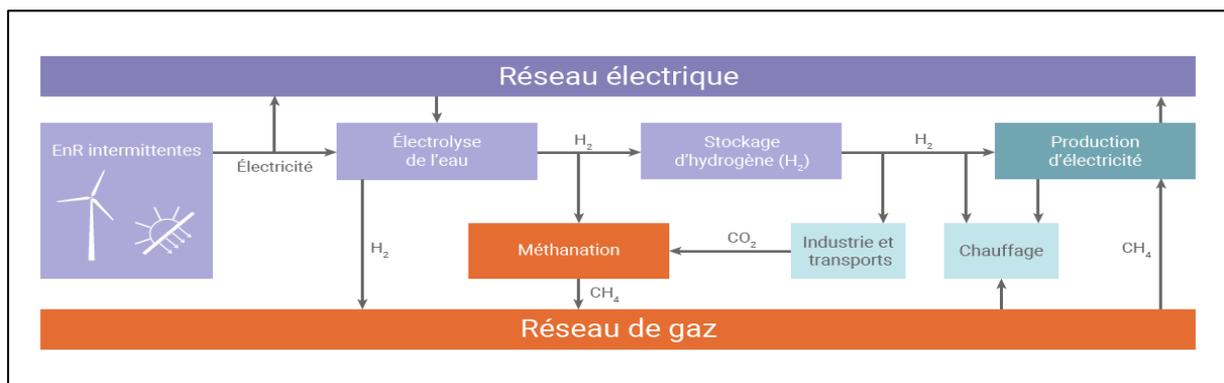
Dans le cadre de la feuille de route nationale Power to X, le programme de recherche et développement (2020-2040) dédié à l'étude de « Power to X », examinera le potentiel et les opportunités pour le Maroc, de l'hydrogène, l'ammoniac et l'électrolyse.

L'IRESSEN a mis en place à Ben Guerir, de plates formes de recherche Power to X avec différents partenaires (UM6P, OCP Institut Franhofer, etc...) pour le lancement de projets pilotes sur l'Hydrogène vert, l'Ammoniac et Méthanol Verts ainsi que les carburants synthétiques par décarbonation : Diesel et Kérosène verts. Des lignes de 20 M€ ont été alloués par différents organismes Allemands pour financer ces différents projets. (Fédération de l'énergie, 15 avril 2020).

La Commission nationale, mise en place par le Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement en 2019 pour élaborer une feuille de route Power to X, a souligné lors de sa réunion tenue en Mars 2020 (Fédération de l'Energie, 15 Avril 2020) :

- Le potentiel important du Maroc pour la production et la commercialisation de différentes molécules vertes : Hydrogène, Ammoniac et Méthanol.
- L'intérêt de développer une filière industrielle de production d'Ammoniac Vert. La commission estime que le Maroc peut capter une part significative, estimée de 2% à 4%, de la demande mondiale en produits PtX à l'horizon 2030.
- L'intérêt de plusieurs pays européens mais aussi de l'Australie et du Japon pour le développement de joint-ventures dans le domaine Power to X afin d'adresser le marché national et international. Ces développements concernent aussi bien l'hydrogène vert, l'ammoniac et le méthanol verts que la production de carburants synthétiques par décarbonation : diesel et kérosène verts.

**Figure 58 : Schéma de principe de Power to Gas**



Source : (Connaissance des énergies, 2016)

Cette plateforme de recherche se veut une référence nationale, régionale et africaine en matière de R&D et innovation dédiée aux travaux de recherche sur la filière "Power to X", plus précisément, le "Power to Hydrogène", "Power to Amonia", "Power to gas".

L'objectif de cette plateforme est de stimuler l'utilisation de matières premières vertes dans la production des engrais en particulier, et dans les industries plus généralement. Il s'agit aussi de doter les opérateurs nationaux d'outils techniques, technologiques afin de profiter de cette filière forte et intéressante avec un grand potentiel d'exportation. Les travaux concernent :

- la mobilité à Hydrogène,
- Le stockage des énergies renouvelables,
- l'Ammoniac,
- et les molécules industrielles vertes (Power to X) (Méthane)

**Tableau 15 : Production d'hydrogène au Maroc**

	Hydrogen production		
	Assa	Tetouan	Ouarzazate
Facteur capacité solaire	26.30%	20.70%	25.00%
Facteur capacité éolien	50.90%	46.90%	17.10%
LCOEs solaire (USD/MWh)	33	42	34.7
LCOE éolien (USD/MWh)	28.6	33	90.6
Solar Capacity (as)	0.05	0.00	1.41
Wind Capacity (aw)	1.14	1.17	0.00
Facteur capacité électrolyseurs	59.2%	55.0%	34.3%
Dissipation	0.1%	0.0%	2.7%
Hybrid cost reduction	0.3%	0.0%	0.0%
LCOH (USD/kg)	1.96	2.2	2.65

Source : (IEA, 2019a)

Le Tableau 15 montre les possibilités de production locale d'hydrogène au Maroc, 3 sites : Assa, Tétouan, Ouarzazate sont envisagés pour la production de l'hydrogène à partir des énergies renouvelables par électrolyse. Pour les deux sites (Tétouan, Assa), la production sera assurée majoritairement à partir de l'énergie éolienne, contrairement au site d'Ouarzazate, où elle sera principalement assurée par l'énergie solaire.

### Agro Energy TIC

C'est une plateforme dédiée à la recherche et développement dans le domaine de la bioénergie. Des axes de recherche sont envisagés pour rendre plus efficace l'introduction des énergies renouvelables dans le secteur agricole et agro-alimentaire, en bénéficiant des avancées des nouvelles technologies de l'informatique et de la communication (TIC) basées sur des processus d'intelligence artificielle.

Cette plateforme réalise des tests et des projets pilotes sur les sujets suivants :

- Procédés de transformation énergétique de la biomasse.
- Hybridation solaire et biomasse.
- TIC.
- Introduction des énergies renouvelables dans l'agriculture et l'agro-alimentaire.

En 2018, l'Institut de Recherche a sélectionné 20 projets, avec un financement à hauteur de 50 millions de Dirhams, dans le cadre des appels à projets "Green INNO-PROJECT" et "Green INNO-BOOST", dans les domaines des énergies renouvelables pour le financement de projets collaboratifs portés par les universités et entreprises marocaines et étrangères. La finalité de ces projets consiste à développer des produits, procédés et services innovants, à fort potentiel de commercialisation sur le marché national et continental, dans les domaines des énergies renouvelables et leur intégration dans le réseau électrique, l'efficacité énergétique, la mobilité électrique, le stockage de l'énergie...

Ces financements permettent aux industriels et aux universités d'être acteurs dans le développement du secteur des énergies renouvelables au Maroc et de faire part de leur innovation pour contribuer au succès de cette stratégie énergétique.

### **R&D MASEN**

MASEN a développé sa plateforme de R&D localisé au sein du complexe Noor Ouarzazate dans le but faire progresser les solutions technologiques existantes, en termes de performance technique et de compétitivité. Elle permet de qualifier de nouvelles technologies solaires renouvelables et également de développer un réseau d'échange et de partenariat avec des industriels et des instituts de recherche.

Cette plateforme accueille :

- Des projets de démonstration afin de tester, qualifier et améliorer les différents composants des centrales solaires toutes technologies confondues.
- Des projets de recherche pour encourager le transfert technologique et le savoir-faire sur les technologies solaires CSP et PV.

Plusieurs projets ont été soutenus par MASEN avec des collaborateurs industriels et des universités afin de parvenir à développer de nouvelles technologies que ce soit dans le domaine des énergies renouvelables ou d'autres secteurs de l'énergie.

### Projet MULTICERAM

- Projet industriel pilote pour la mise en place d'une micro-centrale PV et une installation de production de chaleur industrielle.
- Développement du marché des applicatifs solaires dans l'industrie.

### Projet Pilote hybride d'autoconsommation 18 MW

- Projet de renforcement de capacités et d'installation de projets pilotes dans le CSP industriel à petite échelle en partenariat avec l'université internationale de Rabat.

### Projet FP7: "EUROSUNMED" Euro-Mediterranean Cooperation on Research & Training in Sun

- Développement de 3 technologies dans les domaines PV, CSP et intégration au réseau.
- Transfert de technologie entre les institutions de l'Union européenne et celles des pays méditerranéens participants (Maroc et Egypte).
- Pour un budget de 6 049 446 €, dont 102 576 € (1,7%) alloués à MASEN, durée de 48 Mois (Sep. 2013 à Sep. 2017) pour une collaboration avec les industriels et les universités.

### Projet H2020: "WASCOP" Water Saving for Solar Concentrated Power

- Développer une solution intégrée et innovante destinée à optimiser la gestion de l'eau dans les centrales CSP.
- Atteindre une réduction significative de la consommation d'eau (jusqu'à 70% à 90%) dans les systèmes de refroidissement du lot turbine et de nettoyage des surfaces optiques du champ solaire .
- Pour un budget de 5 941 607 € dont 397 500€ alloués à MASEN, et une durée de 48 mois (Janv. 2016 –Déc. 2019).

Plusieurs projets ont été réalisés ou sont en cours de réalisation par le centre de R&D de MASEN avec la collaboration de partenaires nationaux ou européens afin de parvenir à trouver des solutions qui permettront l'intégration des énergies renouvelables et la gestion de leur problème d'intermittence, notamment aussi dans d'autres secteurs de l'énergie.

Les démonstrateurs installés sur la plateforme R&D de Ouarzazate concernent la technologie photovoltaïque, photovoltaïque à concentration et le solaire thermique à concentration. D'autres projets sont prévus sur la durabilité des matériaux de centrales CSP, le dessalement d'eau de mer par des solutions solaires, le stockage de l'énergie, ou encore la réduction de la consommation d'eau dans les centrales CSP, que ce soit pour le nettoyage des miroirs des champs solaires ou le refroidissement du procédé thermodynamique.

### ***Quelle synergie au niveau de la R&D au Maroc ?***

L'IRESEN et le centre de recherche de MASEN ont su développer des compétences et des réseaux pour instaurer une vaste plateforme de recherche-développement-innovation, à laquelle collaborent les autres institutions de recherche et les universités marocaines, et d'autres institutions internationales, pour accompagner les porteurs de projets et les rendre acteurs du développement de la filiale énergies renouvelables au Maroc et mettre au point des solutions technologiques locales.

Toutefois, ils gagneraient à travailler de manière concertée à la fois sur le développement de nouvelles technologies dans le secteur des énergies renouvelables afin de répondre aux défis imposés par ce dernier (intermittence...) et sur leur intégration dans le développement national.

Il serait judicieux que les deux institutions collaborent ensemble sur l'opportunité, la priorisation et la complémentarité des projets à mener pour optimiser les moyens et augmenter l'efficacité du programme de recherche développement et d'innovation marocaine.

De nombreux projets d'énergies renouvelables ont été incorporés principalement dans le secteur de l'électricité. Comme souligné dans la section 3.1.6, le Maroc devrait aussi mettre en place une démarche globale et intersectorielle pour le développement des petites applications dans des secteurs comme ceux du chauffage, du transport, du bâtiment et de l'agriculture. Une telle démarche doit s'appuyer sur des capacités nationales en matière de Recherche & Développement et en innovation. Dans ce sens, les différentes plateformes d'étude et de recherche mises en place par l'IRESEN et MASEN sont amenées à jouer un rôle important.

Un bon exemple à suivre est celui du Danemark pour son approche intégrant différents secteurs en utilisant son potentiel éolien, une grande partie des ressources éoliennes de ce pays riche en vent, est convertie directement en chauffage (par exemple en utilisant l'énergie éolienne pour chauffer de l'eau ou en insufflant l'énergie éolienne directement dans le système de chauffage du district). L'énergie éolienne est également stockée directement dans des systèmes de batteries électriques pour le secteur des transports.

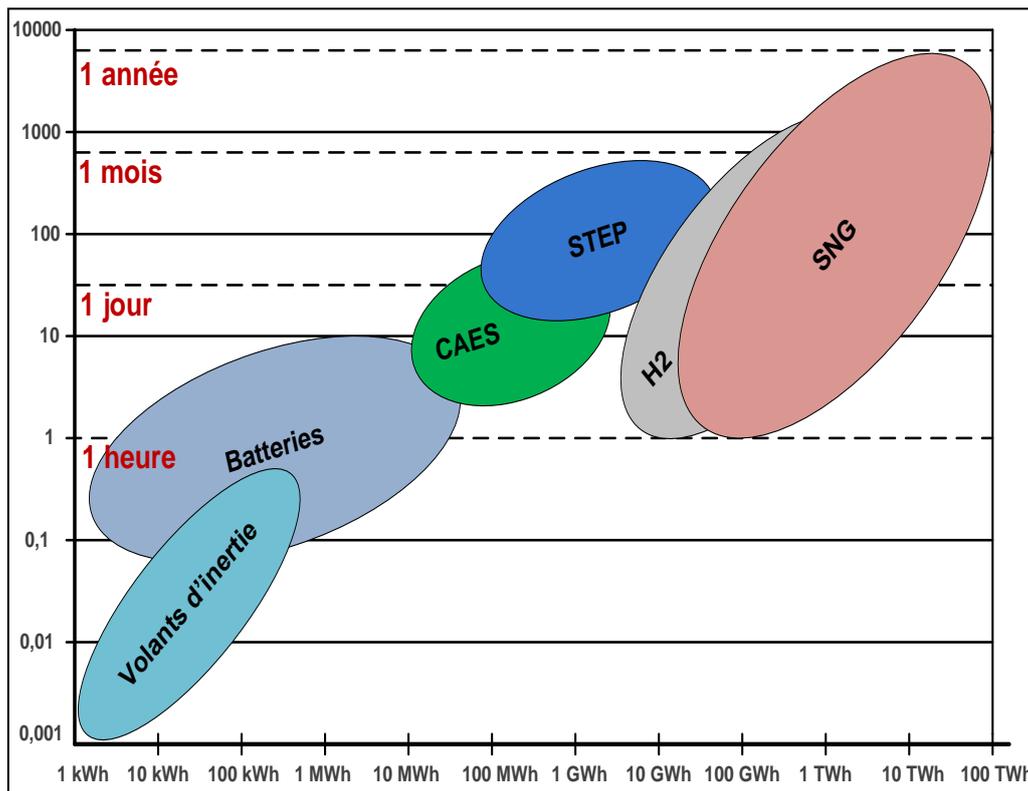
Les deux instituts pourraient collaborer ou du moins coordonner leurs efforts sur un certain nombre de thématiques importantes. Les domaines suivants sont des exemples de domaines de collaboration ou concertation :

- solaire photovoltaïque, éolien, solaire thermique : adaptation et développement de nouvelles technologies
- mobilité électrique : développement de l'infrastructure et intégration dans le système
- bioénergie & biomasse : traitement et valorisation des déchets et de la biomasse (production du bio combustible)
- efficacité énergétique : développement des nouveaux concepts de bâtiments verts et valorisation des matériaux locaux
- réseaux intelligents : Intégrer l'intelligence artificielle
- hydrogène : production de carburant vert à base d'énergies renouvelables et stockage de l'énergie
- stockage de l'énergie : développement des nouveaux concepts de stockage électrochimique et thermique

### 3.1.22. R&D et Stockage des énergies renouvelables

La Figure **59** montre les différentes technologies qui peuvent être utilisées pour stocker l'excédent d'énergie électrique renouvelable. La plupart de ces technologies disposent encore de marges importantes de progrès en termes techniques et économiques. Parmi les moyens de stockage présentés, le Power-to-Gas, qui intègre l'hydrogène et le méthane de synthèse, a la particularité d'absorber une grande quantité d'énergie dans la durée, ce qui le rend adéquat pour les scénarios où un stockage massif d'énergie est envisagé.

**Figure 59 : Capacités et durées de stockage de l'électricité par différents moyens**



Source : Elaboré par les auteurs

Ce stockage d'énergie à long terme est requis pour l'intégration à grande échelle de l'énergie renouvelable (typiquement au-delà de 80%) pour deux raisons principales : d'abord, la plupart des énergies renouvelables ont des coûts d'opération très bas ; ce qui implique qu'elles doivent être exploitées au maximum pour augmenter leur rentabilité, indépendamment de la demande d'électricité réelle. Ensuite, les niveaux de production d'énergies renouvelables varient considérablement avec la saisonnalité et les conditions météorologiques.

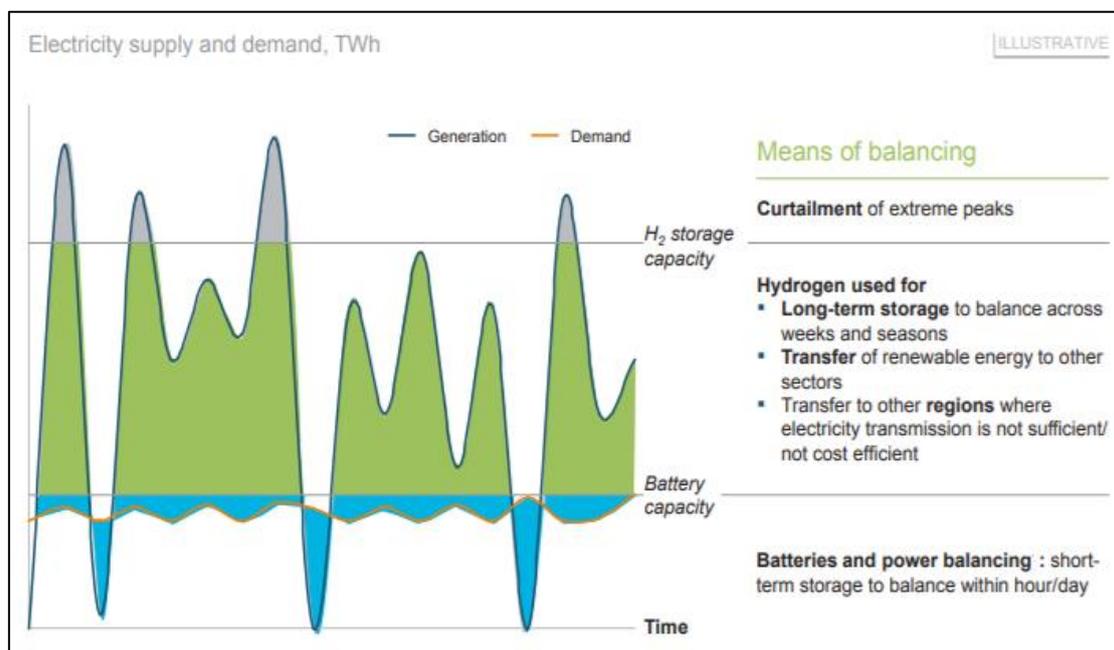
Par exemple, la production d'énergie solaire en Europe est inférieure d'environ 60% en hiver qui coïncide avec une demande d'électricité plus élevée (environ 40%) à mesure que les jours deviennent plus froids et plus courts.

Il existe différents besoins pour le stockage de l'énergie : avec des cycles courts ou longs, à petite ou grande échelle. Chaque technologie de stockage existante est adaptée à un type spécifique de demande de stockage d'énergie. Il ne s'agit donc pas de complètement substituer une technologie par une autre, mais d'élaborer une stratégie qui associe chaque solution conformément à son usage. A ce propos, l'étude du *Hydrogen Council* propose un usage combiné des technologies de stockage à court terme et à long terme pour assurer l'équilibre du réseau électrique et effacer l'intermittence de la source renouvelable (HC, 2017). Dans ce scénario représenté dans la Figure 58, les batteries seront utilisées pour les besoins d'équilibrage fréquents à l'échelle horaire ou du jour.

Au-delà de limite de la capacité du stockage à court terme, le Power-to-Gas pourra assurer plusieurs fonctionnalités : répondre dans un premier lieu au besoin de stockage à long terme en absorbant l'excédent électrique. De plus, cette solution permet également un transport efficace et aisé sous forme gazeuse de cet excédent vers des régions en manque.

Dès lors, ce gaz de synthèse pourra être utilisé directement pour des besoins de chauffage par exemple ; ou dirigé vers des unités de déstockage (Gas-to-Power) qui permettront de restituer l'électricité dans le réseau.

**Figure 60 : Illustration de la stratégie de stockage court et long terme pour établir l'équilibre entre la production et la demande d'électricité**



Source : (Hydrogen Council, 2017)

Le besoin en stockage d'énergie est fourni par des technologies à faible coût telles que les STEP. Dans un futur mix d'électricité avec une forte pénétration des énergies renouvelables (généralement plus de 80%), la demande de stockage d'énergie massive et à long terme se renforcera. Afin d'anticiper cette demande, des études sur les possibilités de demande et de production d'électricité ont été réalisées. Le scénario négaWatt 2011-2050 décrit le Power-to-Gas comme ultime étape de valorisation des excédents d'électricité renouvelable, qui apparaît aux environ de 2030 et permet de valoriser près de 92 TWh d'électricité en 2050 (Association négaWatt, 2013).

## Les technologies Power-to-Gas (PtG)

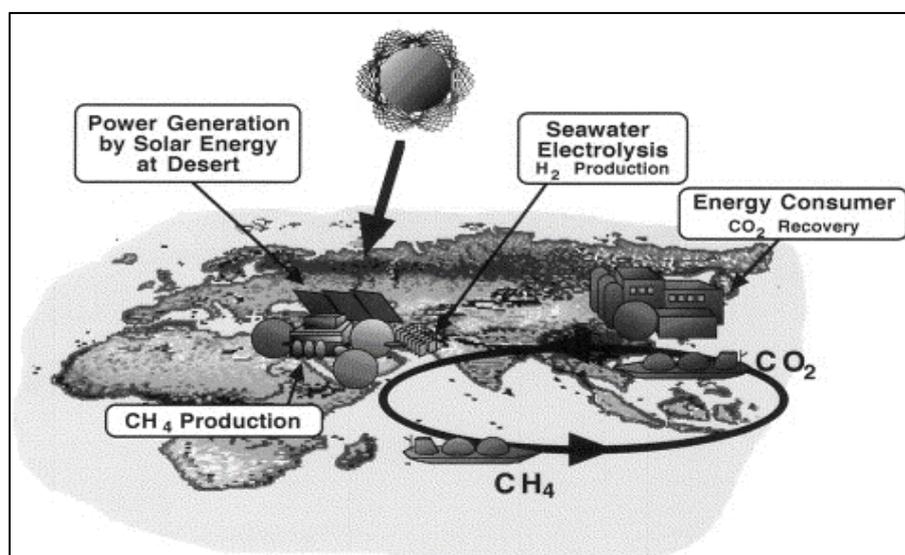
La chaîne du procédé Power-to-Gas a été d'abord imaginée au Japon dans les années 1980 -1990 par Hashimoto et al. Le schéma global du procédé est représenté sur la Figure 61.

Les panneaux solaires installés dans les zones désertiques produisent de l'électricité qui est utilisée pour alimenter des électrolyseurs d'eau de mer installés sur une côte voisine afin d'obtenir H<sub>2</sub>.

Une usine de synthèse de CH<sub>4</sub> combinée à l'usine d'électrolyse est par la suite démarrée pour produire le méthane par la réaction de Sabatier. Le CO<sub>2</sub> est récupéré depuis les sites de consommation d'énergie et transporté sous forme liquéfiée.

Le CH<sub>4</sub> produit est liquéfié et ensuite transporté vers les sites d'exploitation. Par conséquent, ce recyclage de CO<sub>2</sub> à l'échelle de la planète est une méthode idéale non seulement pour atténuer le réchauffement climatique, mais aussi pour fournir de l'énergie solaire abondante aux sites de consommation d'énergie éloignés grâce à la conversion de l'électricité en gaz de synthèse.

**Figure 61 : Concept du Power-to-Gas imaginé par Hashimoto et al**



Source : (Hashimoto et al, 1999)

En 2003, une première usine pilote a été installée à l'Institut de Technologie de Tohoku capable de générer jusqu'à 4 Nm<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup>d'hydrogène et 1 Nm<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup>de méthane de synthèse (Koji Hashimoto et al, 2014).

## Power-to-Hydrogen

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ou « Power-to-Hydrogen » est une technologie de stockage d'électricité par sa conversion en hydrogène qui peut être soit utilisé comme molécule chimique pour la valorisation du pétrole lourd, soit exploité sous forme de carburant, ou bien injecté directement dans le réseau gazier. Le réseau de gaz naturel ainsi que les sites de stockage associés constituent alors des moyens importants de stockage d'énergie. Du dioxygène est également produit lors de l'électrolyse et peut être valorisé. Dans le cadre de la présente étude on s'intéresse exclusivement à l'électrolyse à basse température (i.e. l'électrolyse de l'eau liquide).

Les technologies d'électrolyseurs les plus développées sont les technologies alcalines et PEM « Proton Exchange Membrane » ou électrolyse de l'eau à membrane acide.

**Tableau 16 : Comparaison des caractéristiques des deux technologies d'électrolyse basse température**

	<b>Alcaline</b>	<b>PEM</b>
<b>Porteur de charge</b>	HO <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>
<b>Réactifs</b>	Eau liquide	Eau liquide
<b>Pureté d'hydrogène</b>	99,8%	99,999%
<b>Electrolyte</b>	KOH ou NaOH	PFSA + autres
<b>Température</b>	40-90°C	20-150°C
<b>Rendement système</b>	60-80%	75-85%
<b>Consommation</b>	4,2-5,9 kWh/Nm <sup>3</sup>	4,3-5,5 kWh/Nm <sup>3</sup>

Source : (N.Kezibri, 2018)

Les électrolyseurs alcalins utilisent une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) ou de potasse dont la concentration varie en fonction de la température de service. Les électrolyseurs PEM fonctionnent quant à eux en milieu acide, avec un électrolyte solide à membrane polymère conductrice de protons H<sup>+</sup>. Cette technologie présente plusieurs avantages dont sa compacité, sa simplicité de design et de fonctionnement et performances supérieures à la technologie alcaline. En revanche, elle est moins mature et reste actuellement plus chère. Le Tableau 16 présente les principales différences entre les deux technologies. Pour les deux technologies d'électrolyseur, il est nécessaire que l'eau soit pure (absence de minéraux et d'ions). En règle générale la purification est effectuée par des résines échangeuses d'ions, directement incluses dans les systèmes commercialisés.

## **Pilotes de démonstration récents**

De nombreuses entreprises et acteurs industriels commencent à investir dans des projets de démonstration d'hydrogène à grande échelle dans le secteur de l'énergie. Depuis le début de l'année 2013, plusieurs démonstrateurs Power-to-Hydrogen (PtH<sub>2</sub>) ont été mis en service. Les objectifs scientifiques derrière la majorité de ces installations concernent, d'une part la démonstration technologique de la faisabilité d'une injection rapide et sûre de l'hydrogène produit dans le réseau gazier, et d'autre part fournir des solutions capables de recevoir et de gérer rapidement toute fluctuation et variabilité de la source de production.

Hydrogenics a démarré une installation de conversion d'excédents d'électricité renouvelable en hydrogène avec injection dans le réseau de gaz. Le site de Falkenhagen se situe à proximité de grands parcs éoliens qui saturent fréquemment le réseau. Il est équipé d'un électrolyseur alcalin de 2 MWe, et injecte dans le réseau de gaz local, qui accepte jusqu'à 5% d'hydrogène. Par la suite, un second projet à Reitbrook utilisant cette fois-ci la technologie PEM avec un électrolyseur de PEM monostack record de 1 MWe de chez Hydrogenics.

L'opérateur énergétique allemand Thüga a mis en service un électrolyseur PEM de 320 kWe d'ITM Power qui a injecté pour la première fois, en 2013, de l'hydrogène électrolytique dans le réseau gazier allemand. Depuis 2013, RWE exploite également un démonstrateur à Ibbenbüren en utilisant un électrolyseur de 100 kWe de technologie PEM conçu par CERAM Hyd, qui injecte l'hydrogène produit dans le réseau de distribution. Le projet RH2-WKA produit depuis septembre 2013 de l'hydrogène valorisé en cogénération à partir de l'énergie éolienne. Une partie de l'hydrogène devrait également être injecté dans le réseau de gaz. En Italie, un projet Power-to-Gas hydrogène (INGRID) est aussi lancé dans la région des Pouilles. La valorisation de l'hydrogène y sera étudiée sous toutes ses formes, y compris l'injection réseau.

En France, le projet GRHYD récemment lancé à Dunkerque vise en particulier la production d'hydrogène à partir d'électrolyse PEM et surtout à tester l'injection hydrogène en réseau de distribution. La technologie d'électrolyse est fournie par le fabricant français AREVA H2Gen. Une valorisation en carburant sous forme d'Hytane<sup>9</sup> est ainsi prévue pour alimenter un quartier résidentiel de plus de 100 logements.

---

<sup>9</sup> Mélange composé de 20% d'hydrogène et de 80% de gaz naturel

Le projet Energiepark Mainz en Allemagne, lancé en 2015, connecte un parc éolien de 8 MWe à un système électrolyseur PEM de 3x2 MWe pour injecter plus de 1000 kg d'hydrogène dans le réseau local ; une partie de la production est également destinée au secteur de la mobilité. Il s'agit de la plus grande installation Power-to-Hydrogen actuellement en service. La Figure 58 présente le schéma fonctionnel de l'installation. L'hydrogène produit par les trois électrolyseurs (SILYZER 200 conçu par Siemens) est d'abord purifié en éliminant les traces d'oxygène s'y trouvant.

**Tableau 17 : Pilotes de démonstration PtH2**

Projets- pays <sup>10</sup>	Année	MWe	Technologie	Coordinateur
EON- Falkenhagen, DE	2013	2,0	Alcalin	Hydrogenics
RH2- WKA, DE	2013	1,0	Alcalin	Hydrogenics
INGRID- Pulgia, IT	2013	1,2	PEM	Hydrogenics
RWE2- Ibbenbüren, DE	2013	0,1	PEM	CERAM Hyd
Thüga AG- Frankfurt, DE	2013	0,3	PEM	ITM Power
Hambour- Reitbrook, DE	2014	1,0	PEM	Hydrogenics
WindGas- Hamburg, DE	2015	1,5	PEM	Hydrogenics
Energiepark Mainz, DE	2015	6,0	PEM	Siemens
GRHYD- Dunkerque, FR	2015	-	PEM	ENGIE SA

Source : Tableau adapté de (ADEME E. C., 2014)

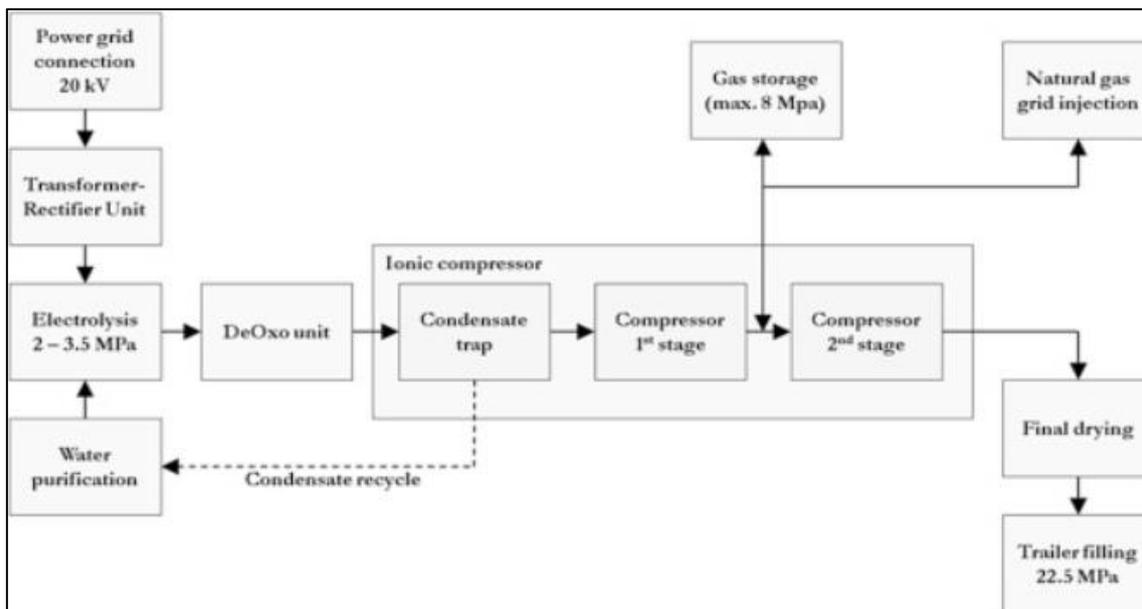
La deuxième étape consiste à refroidir le gaz à 5 °C afin de condenser jusqu'à 95% d'humidité éliminée ensuite via des pièges à condensat. Ensuite, l'hydrogène entre dans le premier étage du compresseur ionique. Ce concept consiste en un compresseur à piston à commande hydraulique qui utilise un fluide ionique spécial pour refroidir et lubrifier le système.

Le compresseur ionique est conçu pour être utilisé dans un mode de fonctionnement variable avec des charges à changement rapide en fonction de la sortie des électrolyseurs.

A la sortie du premier étage de compression, l'hydrogène est stocké à 80 bars (capacité des réservoirs allant jusqu'à 10 000 Nm<sup>3</sup>). À partir des réservoirs sous pression, le gaz produit peut soit être injecter dans le réseau de gaz local, soit subir une deuxième phase de compression ionique jusqu'à 225 bars. Après un autre processus de refroidissement et de déshumidification, le taux d'humidité est réduit de 99%.

<sup>10</sup> DE: Allemagne, IT: Italie, FR: France

**Figure 62 : Pilote Energiepark Mainz**



Source : (Kopp et al, 2017)

De plus, un processus d'adsorption est inclus pour améliorer le niveau de qualité du gaz produit. Après séchage et analyse de pureté, l'hydrogène est introduit dans les remorques de camions. Le remplissage d'une remorque d'environ 300 kg prend environ 3 heures. La remorque est utilisée pour alimenter les consommateurs industriels et les stations-service d'hydrogène. Le projet cible une production annuelle de l'usine d'environ 200 tonnes d'hydrogène.

Les premiers résultats de ce projet ont été publiés en Mai 2017. L'analyse technique montre une efficacité globale de 59%<sub>PCS</sub> en régime maximal (6 MWe à l'entrée des électrolyseurs). En régime nominal (4 MWe d'électricité consommée), l'efficacité du système augmente de 5 points. En parallèle à ces résultats, une analyse économique a été réalisée afin de déterminer la stratégie d'approvisionnement optimale. Lors des premiers mois d'opération, le système était directement relié au réseau électrique ; l'électricité était fournie sur le marché du jour d'avant. Le profil de charge est gardé constant pour un pas de temps d'une heure. Dans cette configuration, le choix des plages de fonctionnement de l'installation se fait naturellement en fonction du prix du MWh d'électricité.

Ce premier mode opératoire mène à un prix spécifique d'électricité de 5,29 €/kg d'hydrogène produit (coût d'électricité plus coûts marginaux d'opération). Entre Janvier et Avril 2016, le pilote a été relié au parc éolien afin d'absorber le surplus d'énergie produite et réduire par conséquent les coûts d'équilibrage dus aux imprécisions des prévisions météorologiques. Quand l'électricité produite par le parc ne peut ni n'être injectée dans le réseau ni être vendue sur le marché, elle alimente les électrolyseurs pour produire de l'hydrogène en valeur ajoutée.

La Figure 63 donne un exemple de planification des plages horaires de mise en marche de l'installation PtH<sub>2</sub> en fonction du surplus de production électrique du parc. Ce profil de charge dépend également du prix d'électricité à l'instant donné. Ainsi, ce type de planification permet de réduire le prix spécifique de production d'hydrogène à 4,27 €/kg soit environ 19% moins cher que la première configuration avec connexion directe au réseau électrique.

**Figure 63 : Exemple de planification des périodes de fonctionnement de l'installation,**

A : Prévisions de la production du parc éolien,  
B : Planification du profil de charge



Source : (Kopp et al, 2017)

Ces résultats préliminaires sont encourageants pour cette technologie émergente, d'autant plus que cette analyse montre que le bon choix de la stratégie opératoire peut même générer un revenu d'exploitation considérable. Cependant, la compétitivité de cette technologie comme solution de production d'hydrogène pur dépend étroitement des efforts concernant la flexibilité du cadre réglementaire ainsi que la réduction des coûts d'investissement et des coûts fixes.

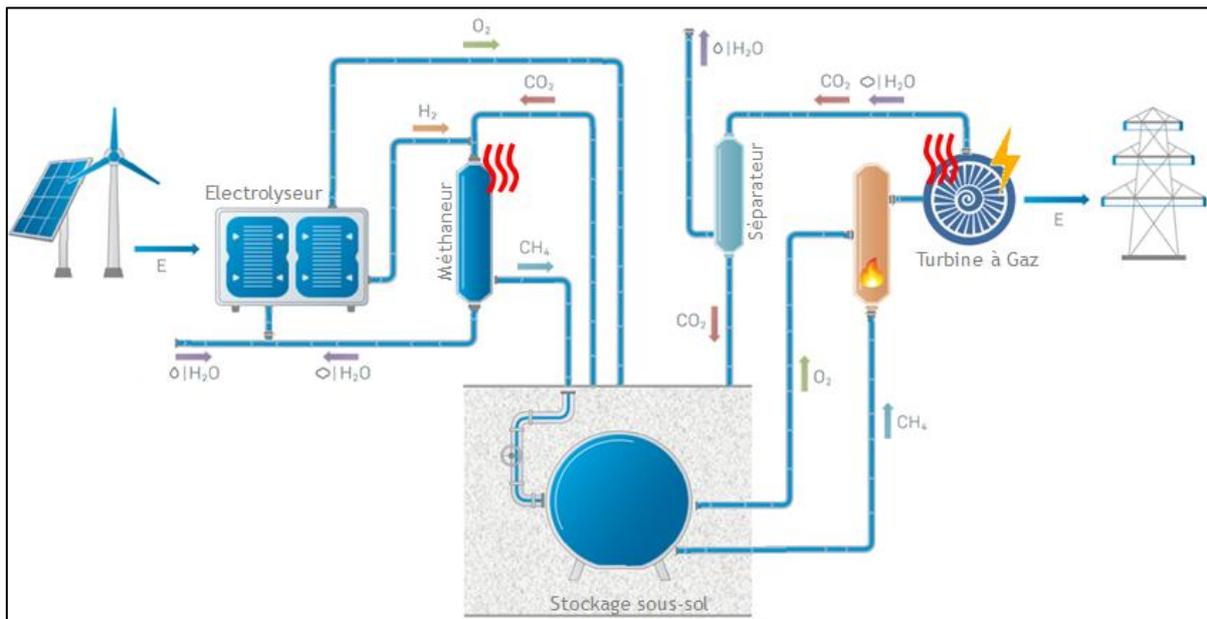
**Concept EMO (Electrolyse-Méthanation-Oxycombustion)**

Le concept EMO (Electrolyse–Méthanation–Oxycombustion) est une solution technologique concrète au problème d'intermittence des énergies renouvelables et adaptée à l'évolution des besoins énergétiques à moyen et long terme (2025-2050).

C'est un concept innovant conçu pour offrir une solution en boucle fermée à même d'absorber le surplus de production électrique et le restituer ultérieurement, via un stockage souterrain transitoire des vecteurs énergétiques.

La Figure 64 présente le principe de fonctionnement de l'unité EMO. L'énergie électrique est d'abord convertie en hydrogène dans l'électrolyseur PEM. Cet hydrogène produit entre en réaction avec le dioxyde de carbone pour former l'eau et le méthane de synthèse à la sortie du procédé de méthanation. L'oxygène coproduit par l'électrolyse ainsi que le méthane sont stockés en cavernes avant d'alimenter, quand le prix de l'électricité est à la hausse, le procédé d'oxy-combustion pour produire de l'électricité ainsi que le CO<sub>2</sub> qui sera réutilisé par le procédé de méthanation au cours du cycle suivant.

**Figure 64 : Concept EMO**



Source : (Kezibri K., 2017)

Comparé aux procédés PtG classiques, ce nouveau concept présente deux avantages remarquables ; (1) il permet l'utilisation de l'oxygène coproduit par le procédé d'électrolyse et (2) il garantit un approvisionnement continu en dioxyde de carbone pour l'unité de méthanation.

### **Power-to- SNG**

La conversion catalytique directe du CO<sub>2</sub> vise à produire du méthane de synthèse à partir d'électricité. De l'eau et du dioxyde de carbone sont également des intrants nécessaires pour cette technologie. Le procédé est constitué de deux étapes principales : une production d'hydrogène par électrolyse (PtH<sub>2</sub>), suivie d'une production de méthane de synthèse par hydrogénation catalytique du dioxyde de carbone (méthanation).

Le procédé nécessitant du dioxyde de carbone, il peut être intéressant de coupler cette technologie avec des sites de captage de CO<sub>2</sub>. Du dioxygène est également produit lors de cette chaîne de conversion et peut être valorisé.

Le méthane produit est injecté dans le réseau de gaz naturel. Le réseau gazier ainsi que les sites de stockage de gaz naturel associés constituent alors un moyen de stockage important. Contrairement à l'hydrogène, le méthane de synthèse est un vecteur beaucoup moins contraignant en termes de maintien des spécifications du gaz dans le réseau (pouvoir calorifique notamment).

### **Pilotes de démonstration récents**

Pour la filière méthane, Etogas (anciennement Solarfuel) associé au centre de recherche allemand ZSW<sup>11</sup> a réalisé la majorité des installations pilotes par voie catalytique destinées au Power-to-Gas. En 2009, le premier démonstrateur  $\alpha$ -plant de 25 kWe équipée d'une capture de CO<sub>2</sub> sur l'air a permis de prouver le fonctionnement du procédé de méthanation du CO<sub>2</sub>. Cette installation pouvait directement délivrer du GNV. La suivante, l' $\alpha$ -plus-plant de 250 kWe inaugurée en 2012 sert à tester les développements actuels de Etogas et en particulier le nouveau réacteur de méthanation à lits catalytiques fixes.

Le groupe allemand RWE exploite aussi un pilote de méthanation sur son centre de recherche de Niederaußem. L'installation a été conçue pour permettre de produire du méthane valorisé ensuite sous forme de méthanol. Le CO<sub>2</sub> est issu d'une centrale à charbon. Au Danemark, la société HaldorTopsøe développe également un pilote de méthanation catalytique de 40 kWe. Au-delà du fait d'utiliser la technologie de HaldorTopsoe (Jensen et al, 2011) pour le réacteur de méthanation, la grande nouveauté est le couplage avec un électrolyseur haute température de 40 kWe de technologie SOEC<sup>12</sup> pour le raffinage du biogaz. Au Danemark toujours, la méthanation par voie biologique (i.e. méthanisation) a aussi été démontrée à une petite échelle. Electrochaea, société américaine, y développe ses activités et a fait fonctionner en 2013, à Foulum, un réacteur biologique alimenté directement avec du biogaz brut. L'hydrogène était approvisionné par bouteille, et correspondait à une unité d'électrolyse de 150 kWe. Le gaz produit n'était pas injecté mais utilisé dans un cogénérateur à biogaz du site. Les divers essais (taux de conversion, comportement dynamique, culture des microorganismes...) étant concluants, un nouveau démonstrateur (P2G-BioCat) de 1 MWe a été lancé en 2014.

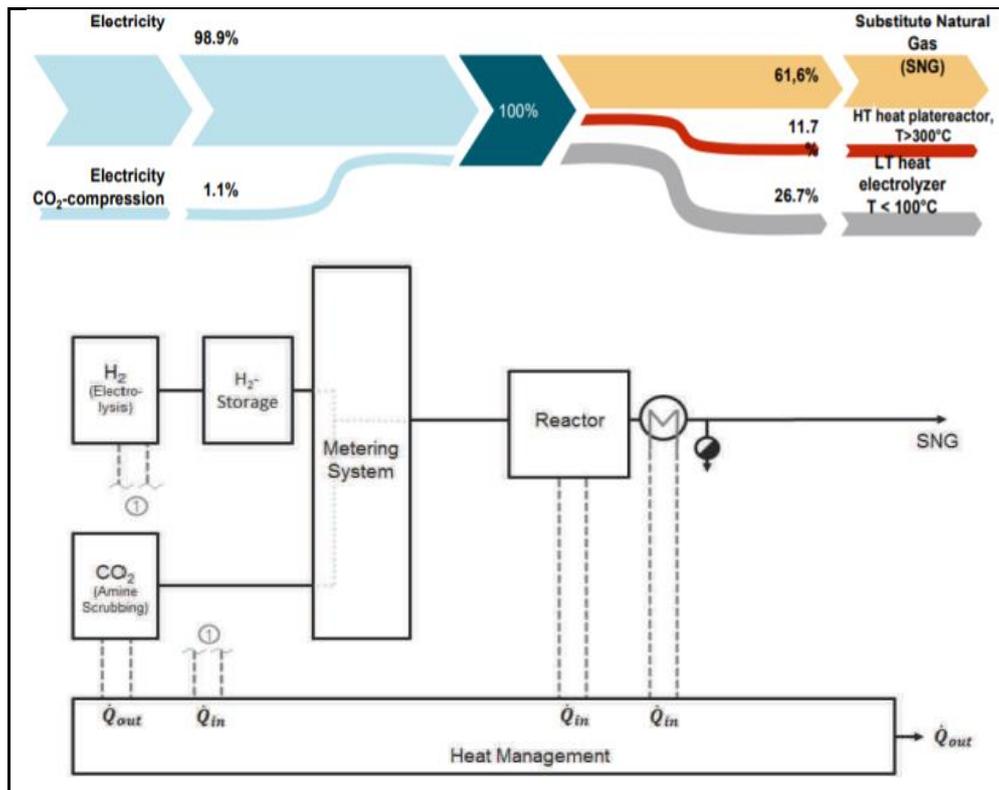
Il fonctionnera avec un électrolyseur alcalin d'Hydrogenics, et avec du biogaz brut. L'injection du gaz produit se fera dans le réseau local de distribution à 5 bars. Le projet vise aussi la valorisation des coproduits chaleur mais aussi l'oxygène dans une station de traitement des eaux usées adjacentes.

---

<sup>11</sup>Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung

<sup>12</sup>Solid Oxide Electrolyser Cell

**Figure 65 : Unité Power-to-Gas de 250kW conçue par Etogas et ZSW, efficacité exprimée par rapport au PCI du gaz produit**



Source : (Zuberbühler et al, 2015)

Le projet Jupiter 1000 coordonné par GRTGaz est le premier démonstrateur à échelle industrielle en France. Le chantier a été lancé en décembre 2017 et l'installation a été mise en service en 2020. Le 20 février 2020, GRT Gaz, le gestionnaire du réseau de transport de gaz, a réalisé les premières injections d'hydrogène dans son réseau, produites par le démonstrateur "Jupiter 1000", situé à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône). Le pilote est composé de deux électrolyseurs alcalin et PEM de 0,5 MWe chacun pour la production d'hydrogène qui sera recombinaé au CO<sub>2</sub> dans un réacteur-échangeur structuré pour produire 25 Nm<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup> de méthane de synthèse. Le gaz produit sera injecté dans le réseau gazier après une phase finale de traitement et de compression.

**Tableau 18 : Pilotes de démonstration PtSNG**

Projets- pays <sup>13</sup>	Année	MWe	Technologie	Coordinateur
alpha plant- Stuttgart, DE	2009	0,03	Catalytique	Etogas, ZSW
alpha+ plant- Stuttgart, DE	2012	0,25	Catalytique	Etogas, ZSW
DNV Kema- Rozenburg, NL	2012	0,01	Catalytique	-
Audi e-gas - Wertle, DE	2013	6,00	Catalytique	Audi
El upgradedbiogas, DK	2013	0,04	Catalytique	HaldorTopsøe
Electrochaea 1- Foulum, DK	2013	0,15	Biomasse	Electrochaea
RWE1- Niederraußem, DE	2013	0,20	-	SIEMENS
P2G-BioCat- Avedøre, DK	2014	1,00	Biomasse	Electrochaea
HELMETH- Dresden, DE	2014	0,40	Catalytique	KIT
Jupiter 1000- Fos-sur-Mer, FR	2017	1,00	Catalytique	GRTgaz
Eucolino – Schwandorf, DE	-	0,12	Biomasse	Microbenergy

Source : Tableau adapté de (ADEME E. C., 2014)

En 2013, Audi a fait réaliser son installation e-gas de 6 MWe conçue par Etogas, équipée par 3 électrolyseurs alcalins produit par l'industriel *Enertrag* et d'un réacteur de méthanation fourni par la société *MAN Diesel*. Le méthane de synthèse produit est injecté dans le réseau local de distribution gazier. Le fonctionnement de l'unité a été présenté lors de la 9<sup>ème</sup> Conférence Internationale sur le stockage des Énergies Renouvelables : IRES en 2015 (Zuberbühler et al, 2015). La Figure 65 donne le schéma de fonctionnement global du démonstrateur ainsi que le diagramme de Sankey équivalent.

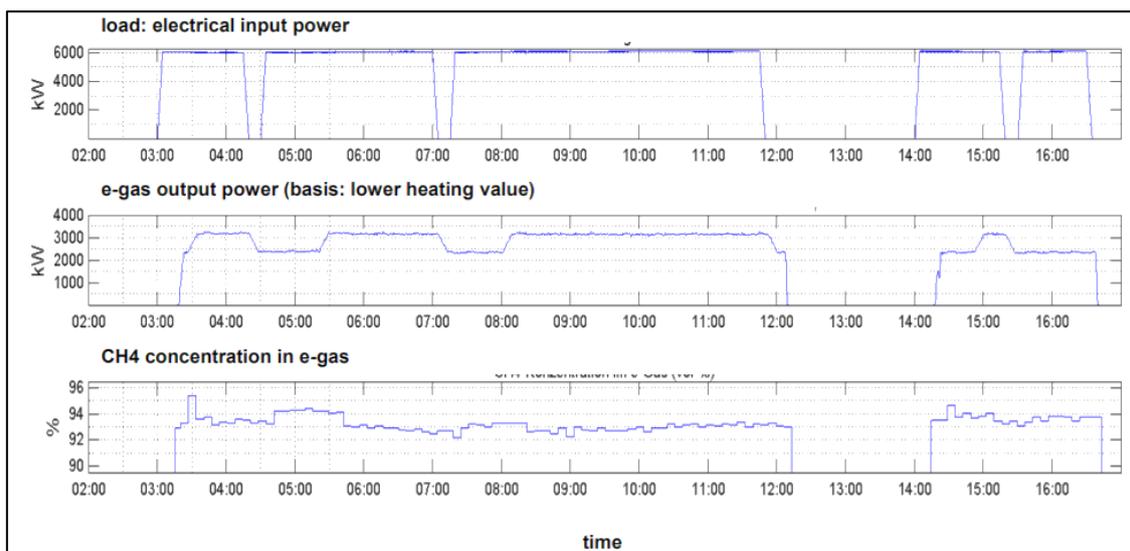
L'efficacité globale du procédé est estimée à environ 62%<sub>PCI</sub> avec cogénération de vapeur à 70 bars (54%<sub>PCI</sub> sans cogénération). Les 4 stacks d'électrolyse utilisés avec une surface active de 6000 cm<sup>2</sup> permettent de produire jusqu'à 1300 Nm<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup> d'hydrogène stocké à 15 bars. Le CO<sub>2</sub> en provenance d'un épurateur de biogaz avec absorption par amine, est ensuite combiné à l'hydrogène dans un réacteur-échangeur à lit fixe. Le design de ce réacteur, spécialement conçu pour la méthanation du CO<sub>2</sub>, fait l'objet d'un brevet détenu par la société *MAN Diesel & Turbo SE* (Lehr et al, Shell-and-tube reactor for carrying out catalytic gas phase reactions., 2015). L'invention concerne un réacteur multitubulaire pour la mise en œuvre des réactions catalytiques de méthanation. Ce faisceau de tubes remplis de catalyseur qui sera parcouru par les réactifs. Des fluides caloporteurs (sels fondus dans cette application) circulent dans les deux zones de refroidissement qui séparent le réacteur.

<sup>13</sup> DE: Allemagne, DK : Danemark, IT: Italie, FR: France, NL : Pays-Bas.

En service, la zone d'entrée du réacteur est réglée à une température plus élevée pour garantir une bonne activation du catalyseur ; tandis que la zone de sortie est réglée à une température plus basse pour aboutir à une meilleure conversion du CO<sub>2</sub> autrement limitée par l'équilibre thermodynamique. La réaction de méthanation s'y fait à 20 bars pour produire environ 325 Nm<sup>3</sup>.h<sup>-1</sup> de méthane de synthèse contenant jusqu'à 95% de CH<sub>4</sub> en volume. "Etogas" a présenté quelques résultats préliminaires concernant les temps de réponse de l'installation par rapport à un profil de charge variable.

La Figure 66 montre le comportement dynamique de l'installation face à des séquences de démarrage/arrêt multiples. L'unité d'électrolyse est toujours opérée à son régime nominal de 6 MWe et prend moins de 5 min pour atteindre sa puissance nominale. Un démarrage à froid du réacteur de méthanation nécessite environ 40 à 45 minutes avant de produire un gaz avec la qualité visée. Pendant les courtes périodes d'arrêt, un système de stockage tampon d'hydrogène peut assurer jusqu'à 1 heure de production du gaz de synthèse à environ 70% de sa puissance nominale. Pour des périodes d'interruption plus longues, le réacteur de méthanation est arrêté et refroidi.

**Figure 66 : Exemple de la réponse temporelle du démonstrateur Audi en régime transitoire**



Source : (Zuberbühler et al, 2015)

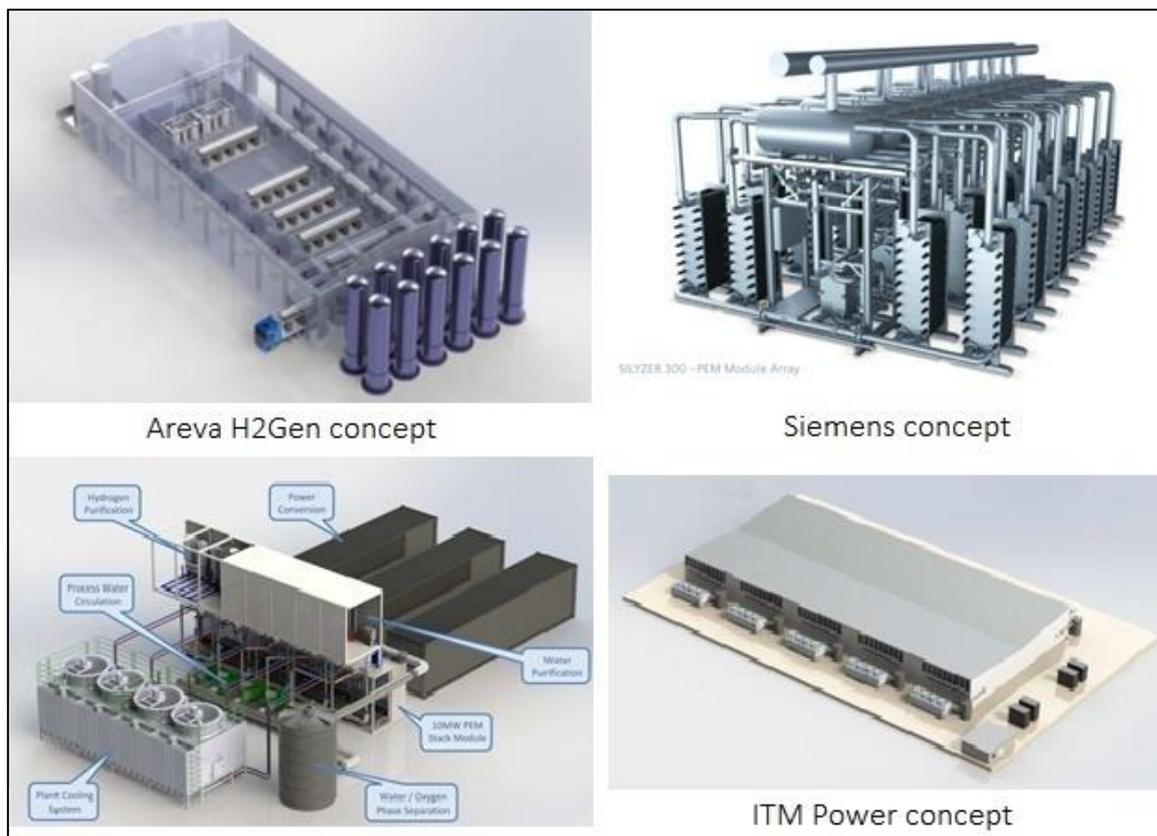
### **Quelle architecture pour le Power -to-Gas ?**

Le rapport de février 2014 de la FCH-JU (Fuel Cells and Hydrogen- Joint Undertaking) (HFC\_JU, 2017) fixe pour objectif d'atteindre une puissance nominale de 10 MW<sub>t</sub> pour les applications au secteur du transport ; une puissance qui selon les prévisions, permettra à cette technologie d'être compétitive sur le marché des énergies renouvelables.

Dès lors, plusieurs acteurs industriels proposent leur vision de l'architecture des électrolyseurs multi-mégawatt (cf. Figure 67). AREVA H2Gen, le fabricant français, propose une installation de 60 MW qui peut être adaptée pour les industries pétrochimique ou utilisée pour le Power-to-Gas (AREVA H2Gen, 2017). Le concept suit une architecture composée de plusieurs modules de 2 MW arrangés en parallèle.

Du côté de Siemens, le nouveau système modulaire SILYZER 300 sera capable de produire jusqu'à 2000 kg/h d'hydrogène avec une efficacité de 75% et un temps de démarrage en dessous de la minute. ITM Power, le fabricant anglais, a également dévoilé son système électrolyseur de 10 MW<sub>t</sub> complètement containérisé et composé également d'une série de module de 2 MW contrôlé individuellement. Ce système peut être dupliqué pour construire une usine de plus de 100 MW déployé sur un site de 40 x 87m.

**Figure 67 : Concepts du système électrolyseur multi-mégawatt proposés par AREVA H2Gen, Siemens et ITM Power**



Source : (N.Kezibri, 2018)

Le point commun de ces concepts proposés reste la modularité. En effet, pour répondre à des contraintes de flexibilité, de déploiement et de coût d'investissement, concevoir un système modulaire semble être une stratégie de scale-up adéquate.

## **Conclusion**

Le stockage de l'électricité est une considération clé de la transition énergétique. La R&D et les innovations en la matière sont nécessaires pour aller plus loin en se donnant les moyens de développer le stockage à grande échelle pour préparer une industrie marocaine.

Les principales innovations techniques attendues au niveau du stockage concernent les batteries au lithium et l'hydrogène. En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène produit par électrolyse d'électricité décarbonée est à long terme une solution structurante de décarbonation. Il peut immédiatement remplacer l'hydrogène fossile utilisé dans l'industrie.

A moyen terme, il peut être un des vecteurs de décarbonation du secteur des transports. Au-delà de 2030 ou 2035, il pourra contribuer à l'intégration des énergies renouvelables au système électrique : il est actuellement le moyen le plus prometteur de stockage massif inter-saisonnier des énergies renouvelables électriques intermittentes. L'hydrogène peut alimenter une pile à combustible ou synthétiser du gaz naturel selon le procédé de la méthanation. Ce gaz peut être injecté directement dans le réseau de gaz existant mais surtout être utilisé pour alimenter une centrale à gaz, produisant de l'électricité. Enfin, l'hydrogène peut être directement injecté dans une centrale à gaz spécialement conçue à cet effet, afin de produire de l'électricité.

## 4. Constats, enseignements et propositions

### Constats et enseignements

Le Maroc a lancé dès 2009 une stratégie ambitieuse d'intégration des énergies renouvelables dans son mix électrique. Actuellement, les énergies renouvelables représentent 35% de la capacité installée électrique et ce pourcentage est amené à croître avec les nombreuses installations solaires et éoliennes planifiées ou en cours de programmation pour atteindre les objectifs de 42% en 2020 et 52% en 2030. Cette stratégie s'est accompagnée d'une série de réformes juridiques et institutionnelles visant à assurer un contexte favorable au développement des énergies solaire et éolienne.

Les efforts du Maroc et les actions qu'il a menées ont incontestablement initié la transformation du système électrique national vers une production plus décarbonée. La communauté internationale reconnaît les efforts et le leadership du Maroc pour le développement des énergies renouvelables et la lutte contre le changement climatique.

A titre d'exemple, Ernst & Young a classé le Maroc 14<sup>ème</sup> en 2019 et 23<sup>ème</sup> en 2020, dans l'indice d'attractivité des pays (country attractiveness index) basé sur les investissements en énergies renouvelables. Le recul que le Maroc enregistre dans le classement entre 2019 et 2020 est révélateur de la forte dynamique amorcée au niveau international pour la transition énergétique. Avec le classement de 2020, il reste le pays arabe et africain le mieux classé, précédant l'Égypte (29<sup>ème</sup>), la Jordanie (30<sup>ème</sup>), l'Arabie Saoudite (32<sup>ème</sup>), l'Afrique du Sud (36<sup>ème</sup>) et les Emirats Arabes Unis (38<sup>ème</sup>).

Le Maroc a su mettre à profit cette période non seulement pour avancer ses objectifs de production d'électricité renouvelable, principalement solaire et éolienne, mais aussi pour bâtir des compétences, avoir un retour d'enseignements de l'expérience nationale et de l'expérience internationale et ajuster son approche et sa stratégie. A cet effet, il a entamé plusieurs chantiers, dont certains sont toujours en cours. Les constats, enseignements et propositions suivants identifient huit thématiques clés qui peuvent constituer des pistes d'amélioration des politiques publiques menées par le Maroc.

#### 4.1.1. Les choix technologiques

Les installations solaires développées par le Maroc utilisent la technologie CSP (pour Concentrating Solar Power) et la technologie photovoltaïque (PV). A ce jour, le Maroc a développé une capacité installée solaire de 735 MW, dont 530 MW de CSP et 205 MW de PV et une capacité de 1 220 MW d'éolien. La capacité installée totale en énergies renouvelables (y compris l'hydroélectricité) a atteint 34% du parc électrique national, dont 7% de solaire et 11% d'éolien.

Le Maroc a aussi de nombreux projets solaires et éoliens planifiés d'ici 2030. Selon les données du Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement, de MASEN et de l'ONEE, près de 2 700 MW en solaire et 1 600 MW en éolien sont planifiés à ce jour, y compris ceux devant être portés par le secteur privé dans le cadre de la loi n° 13-09. Ceci portera la capacité installée en exploitation et planifiée à ce jour à environ 3 500 MW pour le solaire et à 2 800 MW pour l'éolien. Par ailleurs, MASEN a annoncé que la programmation à 2030 est en cours pour définir de potentielles synergies entre les technologies renouvelables.

Il est fortement probable que l'objectif de 42% d'énergies renouvelables en 2020, avec au moins 2 000 MW en solaire et 2 000 MW en éolien, ne soit pas atteint en 2021, voire en 2022, compte tenu, entre autres, des retards qui pourraient être enregistrés dans la réalisation et la mise en service des projets en cours, notamment, du fait de la crise sanitaire de la Covid-19, dont l'un des impacts immédiats serait le ralentissement de l'état d'avancement des projets, du fait du confinement et de la rupture des chaînes d'approvisionnement.

L'objectif de 52% en 2030 table sur une capacité additionnelle en énergies renouvelables de 10 GW entre 2018 et 2030, dont 4 560 MW en solaire et 4 200 MW en éolien (IEA, 2019a). Ces capacités ne sont pas encore entièrement planifiées à ce jour (du moins selon l'affichage des projets en cours). Compte tenu de l'engagement politique fort du Maroc, des efforts des principaux acteurs institutionnels (MASEN, ONEE, Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement) pour respecter ces objectifs de production, des efforts pour libéraliser davantage le secteur qui devrait donner plus de dynamisme au secteur privé et du nombre important de projets déjà programmés ou en cours de planification, le Maroc devrait être en mesure d'atteindre ses objectifs à l'horizon 2030.

Les choix technologiques solaires effectués durant cette décennie ont été fondés, selon MASEN, sur le profil de la demande d'électricité et notamment les pics de la demande, ainsi que sur les offres technologiques et économiques obtenues après des appels d'offres concurrentiels lancés par MASEN. Il est possible de distinguer 3 phases clés :

- Une 1<sup>ère</sup> phase, initiée vers 2008-2010, ayant abouti à la réalisation de Noor Ouarzazate I, puis Noor II et Noor III, axée sur le choix technologique du CSP. Ce choix s'explique par le profil de la demande d'électricité caractérisée à l'époque par un pic de demande le soir, et par les contextes technologiques et économiques qui prévalaient au moment des prises de décision : un coût du PV relativement élevé, sans capacité de stockage associée, a orienté la décision vers le CSP.

Cette importante capacité CSP s'inscrit aussi probablement dans le Plan d'Investissement CSP MENA, financé par la Banque Mondiale et la Banque Africaine de Développement, qui a soutenu l'expansion du solaire CSP dans 5 pays arabes (Algérie, Egypte, Jordanie, Maroc et Tunisie) pour le développement d'au moins 5 GW dans la région à l'horizon 2020.

Durant cette 1<sup>ère</sup> phase, des améliorations techniques ont été apportées d'un projet à l'autre comme l'amélioration de la durée de stockage, passée de 3h à 7h et l'adoption pour Noor II et Noor III du refroidissement à sec. De même une baisse des coûts du kWh produit a été enregistrée de Noor I à Noor II et Noor III.

- La 2<sup>ème</sup> phase, initiée vers 2015, a vu une nette réorientation du parc solaire vers les centrales photovoltaïques, qui représenteront à terme, compte tenu des projets réalisés et envisagés un peu plus de 75% du parc solaire marocain. Cette réorientation est cohérente avec la prédominance du solaire photovoltaïque au niveau mondial et l'effondrement des prix durant la dernière décennie qui a fait de cette énergie l'une des plus compétitives. Un autre facteur a été la prise en compte de la réponse au pic de la demande en électricité du jour, du fait du développement industriel.

Cette phase a été matérialisée par la réalisation de centrales de Noor Ouarzazate IV (0.46 Dirhams/kWh), Noor Layoune et Noor Boujdour, toutes basées sur la technologie photovoltaïque. Ce choix beaucoup plus économique nécessite toutefois la gestion de l'intermittence du solaire photovoltaïque, dans le cadre global de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique.

- La 3<sup>ème</sup> phase, qui a débuté vers 2018 – 2019, est fondée sur une combinaison de centrales basées sur la technologie photovoltaïque avec le programme Noor PV II et sur la technologie hybride CSP/PV avec le complexe Noor Midelt. La technologie hybride CSP/PV permettra d'assurer une production plus stable et d'améliorer le rendement de la centrale tout en optimisant le prix du kilowattheure (0.68 Dirhams/kWh). Le Maroc étant parmi les premiers pays à avoir adopté la technologie hybride CSP/PV, le retour d'expérience de la construction et surtout de l'exploitation de Noor Midelt sera particulièrement intéressant à suivre aussi bien par le Maroc que par la communauté internationale.

Pour l'éolien terrestre, les premiers parcs ont émergé dès 2000. L'énergie éolienne a été portée aussi bien par les grands opérateurs étatiques (MASEN et l'ONEE) que par le secteur privé, à travers la loi n° 13-09. C'est une technologie mature et compétitive, qui devrait continuer à jouer un rôle important.

Pour l'éolien marin, l'Europe, à travers principalement l'expérience allemande et celle du Royaume Uni, a permis d'améliorer la maturité et la compétitivité de cette filière. Avec 3000 Kms de côtes sur la Méditerranée et l'Atlantique, le Maroc devrait suivre l'évolution de cette technologie, en termes d'avancées technologiques et de baisse des coûts. L'éolien marin pourrait se révéler sur le moyen et long terme une option intéressante à ajouter au portefeuille marocain des énergies renouvelables.

En conclusion, les choix technologiques opérés par le Maroc, basés sur une combinaison de technologies renouvelables, avec une certaine complémentarité entre elles, semblent pertinents, compte tenu des contextes qui prévalaient au moment de leurs prises de décision et relatifs aux évolutions technologiques et aux marchés. Le Maroc devrait continuer à s'appuyer avant tout sur les technologies matures et compétitives.

Le solaire photovoltaïque et l'éolien devraient continuer à jouer un rôle important dans le mix énergétique renouvelable marocain, compte tenu de leur maturité et de leur compétitivité. Leur présence à des parts de plus en plus importantes posera toutefois la nécessité de gérer l'intégration de ces énergies intermittentes dans le réseau électrique. La technologie hybride CSP/PV s'annonce prometteuse, du fait des avantages qu'elle présente. Comme Noor Midelt s'inscrit dans une démarche innovante, le retour d'expérience du fonctionnement de ce complexe sera particulièrement intéressant à suivre.

Si l'expansion de la technologie CSP au niveau mondial se poursuit et se renforce, elle devrait continuer à connaître une baisse des coûts, qui pourrait la rendre à terme aussi compétitive que le photovoltaïque et l'éolien. Le recours à d'autres technologies prometteuses comme l'éolien marin devrait aussi être exploré.

L'expérience du Chili, de l'Allemagne et du Royaume Uni montre d'autres approches basées sur des appels d'offres d'électricité technologiquement neutres ou mettant en compétition les énergies renouvelables entre elles.

**Encadré 1 : Différentes approches pour développer un portefeuille de projets énergétiques**

Le Maroc a adopté une approche selon laquelle il programme un portefeuille de projets d'énergies renouvelables, basés sur des choix technologiques et des capacités définis avant le lancement d'appels d'offres.

Il n'opte pas, à l'instar du Chili, pour des appels d'offres d'électricité technologiquement neutres et ne met pas en compétition, comme le fait l'Allemagne, énergie solaire et énergie éolienne. Au Royaume Uni, les technologies renouvelables matures (éolien et solaire PV) ne sont pas subventionnées et sont en compétition directe avec les autres technologies conventionnelles, comme pour le Chili. Mais à la différence du Chili qui opte pour des contrats d'achat d'électricité sur une durée de 20 ans, les développeurs au Royaume Uni prennent le risque de vendre l'électricité au prix du marché.

#### 4.1.2. L'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique

Le Maroc a recours à plusieurs solutions pour gérer l'intermittence des énergies renouvelables et faciliter leur intégration dans le réseau électrique. Toutefois, avec une part croissante de ces énergies dans le mix électrique national, il est important d'adopter une approche anticipée, globale et systémique tant des moyens de production et de stockage que de la modernisation des réseaux et de la gestion proactive de l'offre et de la demande, pour améliorer la flexibilité du système.

Dans ce sens, il est nécessaire de poursuivre les efforts entrepris pour établir une vision et une feuille de route qui analyse les besoins de flexibilité et garantisse l'intégration d'une part croissante d'électricité renouvelable. Cette démarche devrait être graduelle et considérer divers mécanismes pour réussir ce défi.

Les facteurs à considérer incluent une gestion active et anticipée de l'offre et de la demande (surtout la gestion des pics de la demande), l'ajustement des infrastructures de production pour plus de flexibilité, de complémentarité et de backup, le développement de capacités de stockage, le renforcement des réseaux de distribution haute tension, moyenne tension et basse tension, la modernisation du réseau électrique, et le recours aux interconnexions électriques au niveau régional.

D'autres considérations sont développées ci-après :

- L'amélioration du cadre réglementaire actuel et le développement de nouvelles capacités sur le réseau moyenne tension. Ceci serait facilité par l'établissement de règles claires pour l'accès au réseau des installations renouvelables et pour le contrôle standard notamment par la réglementation des frais de connexion pour garantir des conditions égales aux demandeurs.
- L'amélioration de la gestion du réseau et des opérations de système devrait considérer des règles de gestion du réseau, notamment les aspects qui concernent le dispatching avec la publication des informations sur l'état du réseau et des ordres de dispatching.
- Les modèles de commercialisation de l'énergie devraient être vérifiés en suivant l'avancement des projets d'énergie renouvelable sur le réseau moyenne tension avec une évaluation de la fiabilité du réseau et des investissements nécessaires à son adéquation pour intégrer les énergies renouvelables.
- Une réforme des mécanismes de soutien pourrait également être bénéfique pour une meilleure intégration des énergies renouvelables sur le marché. Il convient d'étudier en détails les enjeux de mise en œuvre de ce dispositif dans une perspective systémique en examinant le passage à la commercialisation directe et la gestion des prix négatifs.

- Le développement des technologies qui facilitent l'intégration. En effet, certaines technologies permettent de réduire les besoins de flexibilité grâce à leur profil de production moins variable ; c'est par exemple le cas des éoliennes "surtoilées" qui ont un facteur de charge jusqu'à 30 % supérieur aux éoliennes classiques, réduisant la fréquence et l'ampleur des fluctuations de production.<sup>14</sup>

Le stockage de l'électricité, considération clé de la transition énergétique, nécessite de la R&D et de l'innovation, pour se donner les moyens de développer des moyens de stockage à grande échelle, facilitant l'intégration des énergies renouvelables dans le secteur électrique. La production d'hydrogène s'annonce comme un des moyens de stockage de l'électricité les plus prometteurs, et pourrait contribuer à l'intégration des énergies renouvelables au-delà de 2030 ou 2035.

#### **4.1.3. Les applications des énergies solaire et éolienne, au-delà du secteur électrique**

La Consommation Finale Totale d'énergie (CFT) au Maroc est dominée par les secteurs du transport (36%), du résidentiel (25%) et de l'industrie (24%). En 2017, le pétrole, l'électricité et les énergies renouvelables ont représenté respectivement 74%, 17% et 8.5% de cette Consommation (CFT) (IEA, 2019a).

Ce constat met en lumière le fait que même avec des objectifs ambitieux adoptés pour le secteur de l'électricité, le bilan énergétique global reste dominé par les ressources fossiles du fait de la prédominance des secteurs du transport, du résidentiel et de l'industrie, représentant à eux trois plus des 4/5 de la CFT. Ceci explique la réduction relativement modeste, bien que non négligeable, de la dépendance énergétique nationale passée de 98% en 2008 à 91,7 % en 2018. Ce constat permet de souligner que si la transformation du secteur électrique vers plus d'énergies décarbonées est un processus nécessaire et en cours, il n'est pas suffisant si le Maroc veut aller vers plus de sécurité énergétique et vers une réduction plus importante de sa facture énergétique et des émissions de gaz à effet de serre.

Il devient donc important pour le Maroc de considérer aussi la transformation des trois secteurs très énergivores que sont le transport, l'industrie et le résidentiel vers des systèmes plus décarbonés et de maximiser, dans la mesure du possible, la part des énergies renouvelables dans ces secteurs.

---

<sup>14</sup> Working Paper N°01/16 janvier 2016 CLIMAT : L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français : quels enjeux d'optimisation ?

Les pouvoirs publics conscients du fait que le développement de ces applications peut aussi favoriser l'émergence de petites et moyennes entreprises et la création d'emplois, ont pris diverses initiatives pour encourager le recours aux énergies renouvelables.

Ces actions concernent différents secteurs, comme l'initiative d'exemplarité de l'Administration, le recours aux énergies renouvelables pour le dessalement d'eau, le développement des énergies renouvelables dans le secteur industriel, l'électrification rurale, le programme national de pompage solaire dans l'agriculture, la réflexion sur l'électro mobilité et le programme de développement du marché des chauffe-eaux solaires.

Toutefois, cette démarche n'est pas suffisante et il est important que le Maroc structure davantage son approche, sa vision et ses objectifs pour les secteurs précités, en adoptant notamment une approche globale, coordonnée et intersectorielle et en la déclinant sous forme de stratégies.

Il est probable que des mesures de soutien et d'incitation financière, ainsi que des mesures de sensibilisation des acteurs locaux et de la population seraient nécessaires dans un premier temps. Il est également souhaitable de sensibiliser et d'impliquer activement les régions et les villes dans le développement de ce secteur, en raison du rôle moteur qu'elles pourraient jouer au niveau local pour la promotion et le développement de ces activités.

Cette approche devrait également considérer une implication forte du secteur privé pour attirer les investissements qui vont soutenir ce développement. Ceci va nécessiter de poursuivre la réforme du cadre juridique pour rendre effective l'ouverture des marchés de la moyenne et basse tension au secteur privé. Elle devrait aussi s'articuler de façon cohérente avec la stratégie de l'efficacité énergétique, compte tenu de la forte synergie entre elles.

Il y aurait aussi lieu de considérer le recours à l'hydrogène vert comme vecteur de décarbonation des secteurs du transport et de l'industrie sur le long terme. Il peut déjà à court terme remplacer l'hydrogène fossile utilisé dans l'industrie et à moyen terme, il peut servir de substitut au carburant fossile.

Enfin, le Maroc pourrait aussi considérer les pistes suivantes proposées par l'IRENA pour décarboner le système énergétique mondial à l'horizon 2050 :

- L'adoption croissante de l'électricité renouvelable dans les secteurs du transport, de l'industrie et du bâtiment.
- Mettre l'énergie renouvelable, l'efficacité énergétique et l'électrification au cœur de la transformation énergétique dans les secteurs du transport, du bâtiment et de l'industrie.

- L'hydrogène vert émerge comme une composante du mix énergétique propre nécessaire à un futur durable, en raison de synergies importantes avec les énergies renouvelables.

#### **4.1.4. La libéralisation du secteur**

Partant d'une situation de quasi-monopole qui prévalait encore jusque vers les années 90 pour la production, le transport et la distribution de l'électricité, le Maroc a progressivement initié les réformes visant à libéraliser le secteur de l'énergie, avec l'ouverture de la production concessionnelle d'électricité au secteur privé (1994), la gestion déléguée de la distribution électrique (2005), l'établissement de l'assise juridique du cadre contractuel de partenariats public- privé (2014) et l'instauration du régime d'autoproduction durant cette même période.

Avec la stratégie énergétique de 2009, les réformes se sont accélérées et ont porté principalement sur la libéralisation du secteur de la production et de la commercialisation de l'électricité renouvelable ainsi que sur la régulation du marché de l'électricité à travers la création d'une autorité nationale indépendante.

La loi n° 13-09, promulguée en 2010, amendée en 2016 et en cours de refonte avec un nouveau projet de loi actuellement au niveau du Secrétariat Général du Gouvernement, constitue le socle principal de cette réforme. Cette loi a accéléré notamment l'ouverture du marché éolien au secteur privé, lui permettant de réaliser 657 MW, soit près de 55% du parc éolien en exploitation et plus de 1000 MW sur l'ensemble des projets éoliens réalisés ou en cours de réalisation, soit près de 40% du marché éolien. Les autres projets éoliens ont été ou seront réalisés dans le cadre d'une production concessionnelle de l'électricité par le secteur privé, via des contrats de fourniture et d'achat d'électricité (PPA), pour le compte de l'ONEE ou MASEN. Il y a lieu de noter le rôle leader de NAREVA, entreprise privée spécialisée dans le secteur énergétique, qui a contribué à près de 60% à la capacité éolienne développée, soit dans le cadre du régime concessionnel ou de la loi n° 13-09.

En ce qui concerne le solaire, la quasi-totalité des projets réalisés à ce jour l'ont été dans le cadre concessionnel (PPA). Dans ce cadre, la société saoudienne Acwa Power, a été leader de la production solaire électrique à la tête des différents consortiums des installations Noor Ouarzazate. Un seul projet de 30 MW est en cours de réalisation dans le cadre de la loi 13-09 pour le compte d'Amendis.

En dehors de ce cas, l'absence de projets réalisés dans ce cadre pourrait s'expliquer par la non publication du zoning solaire, qui par ailleurs ne serait plus d'actualité selon le nouveau projet de loi amendement la loi n° 13-09. D'autres raisons plausibles sont la taille importante des projets et des financements requis et la complexité de la technologie CSP. Le fractionnement de certains projets futurs, par ailleurs orientés en très grande partie vers le photovoltaïque, en installations de puissance plus petite, une quarantaine de MW (cas de Noor Atlas et Noor Tafilalet), semble traduire la volonté des autorités publiques de faciliter l'accès du secteur privé marocain au segment solaire.

Sur ce plan, il est tout à fait intéressant de noter la démarche du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement et de MASEN d'allouer, dans le cadre du programme Noor PV II, des capacités pour une enveloppe globale de 400 MW à développer par le secteur privé sur des sites qualifiés et pré équipés par MASEN (MASEN, 2020).

De manière générale, et pour plusieurs raisons (coût de l'énergie, investissements privés, allègement des charges pour l'Etat, plus grand dynamisme économique, participation accrue des entreprises et de l'industrie locale, création d'emplois, ...), le Maroc a intérêt à encourager une participation accrue du secteur privé dans le secteur de l'énergie renouvelable, en donnant le plus de visibilité possible sur le marché et son fonctionnement et en considérant les ajustements nécessaires aussi bien sur le plan juridique qu'administratif, à travers les deux instruments identifiés que sont le régime privé/privé, régi par la loi n° 13-09 et le régime d'autoproduction.

Les réformes législatives et réglementaires en cours visant à ouvrir le marché de la moyenne tension et de la basse tension au secteur privé, l'opérationnalisation de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité, les études entreprises visant à analyser l'impact de la transformation du secteur comme celle menée par GIZ (GIZ, 2016) sur le marché de la basse tension, le soutien à l'intégration industrielle et à la création de filières industrielles locales, sont autant d'initiatives qui vont aider les autorités publiques à mieux cerner les enjeux liés à ces transformations et à mieux préparer et accompagner la libéralisation du secteur.

Pour éviter les écueils qu'a connus l'application des dispositions de la loi n° 13-09 et de ses textes d'application, notamment en ce qui concerne l'ouverture des réseaux de la moyenne tension et de la basse tension au secteur privé, il serait pertinent que l'Administration accompagne la préparation des lois importantes, qui peuvent avoir des implications économiques, sociales ou perturber d'une façon significative les équilibres financiers entre opérateurs, par une étude d'impact économique. Une telle étude pourrait entreprendre une revue complète qui incorpore une estimation des impacts économiques associés à la mise en application de cette loi, y compris des impacts indirects liés aux changements de comportement des acteurs que la nouvelle donne engendrera. Une telle démarche permettrait d'anticiper les difficultés d'application de la loi et de préserver le marché.

Également, au vu des différents enjeux et défis qui affectent le secteur, il paraît important que l'Autorité Nationale de Régulation de l'Électricité soit opérationnelle le plus tôt possible, en raison du rôle de facilitateur qu'elle sera amenée à jouer pour la gestion des conflits d'intérêts. Une attention particulière devrait être portée aux profils de ses cadres, qui devraient comporter non seulement des compétences juridiques, mais également de compétences économiques et techniques.

Une autre mesure pourrait être de dédier un point d'entrée du secteur de l'énergie aux producteurs privés indépendants qui souhaitent agir à travers la loi n°13-09 ou le régime d'autoproduction, à l'instar du rôle réalisé par l'Agence Marocaine de Développement des Investissements, l'Agence pour le Développement Agricole ou la Société Marocaine d'Ingénierie Touristique pour d'autres secteurs. Ceci pourrait aussi être obtenu en renforçant le rôle d'une direction centrale du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement.

Les expériences chilienne et sud-africaine permettent d'identifier comme facteurs de succès le recours aux appels d'offres compétitifs en créant un climat attractif pour les développeurs et les investisseurs, qui ont permis un flux important de capitaux privés, sans recours aux subventions publiques directes.

**Encadré 2 : Comment le Chili a réussi à construire une capacité importante de technologies renouvelables sans recours aux subventions**

Le Chili a l'un des taux de croissance de capacités installées les plus élevés, avec à ce jour 2.6 GW de solaire et 1.6 GW d'éolien. Le Chili ne subventionne pas directement les énergies renouvelables, qui ont réussi à concurrencer les technologies conventionnelles lors d'appels d'offres concurrentiels. La baisse rapide des coûts technologiques et les bonnes ressources solaires et éoliennes dont dispose le pays ont accru la compétitivité des sources d'énergie renouvelable et ont permis au gouvernement chilien de promouvoir ces technologies sans avoir recours à des subventions publiques directes.

Les appels d'offres d'électricité chiliens sont technologiquement neutres et ont permis non seulement de réduire considérablement les prix mais aussi d'augmenter le nombre de producteurs y participant. Entre 2013 et 2017, le prix nominal de l'électricité est passé de 130 à 32,5 USD/MWh. Si le pays maintient sa trajectoire, il pourra atteindre 60% de production d'électricité renouvelable à bas coût d'ici 2035. Les appels d'offres ont pour conséquence la construction d'une importante capacité de production d'énergie renouvelable sans subventions, ce qui, selon l'avis de l'AIE, est un excellent exemple pour d'autres pays qui subventionnent encore fortement les énergies renouvelables.

### **Encadré 3 : Comment l'Afrique du Sud a permis au secteur privé d'investir et de développer la production d'électricité d'origine renouvelable**

L'Afrique du Sud a réussi avec succès à attirer les développeurs internationaux et les investisseurs privés pour son programme d'énergies renouvelables (capacités installées de 2.1 GW en solaire et 3.1 GW en éolien) avec un programme d'achat public efficace et transparent. Du fait des difficultés rencontrées avec l'opérateur national d'électricité, ce programme d'approvisionnement auprès de producteurs indépendants d'énergie renouvelable (REIPPPP), créé en 2012, a été délégué à l'Unité des partenariats public-privé (PPP) du Trésor national, qui a servi de facilitateur au processus. Cette Unité, qui comprenait des experts, assistée par des conseillers nationaux et internationaux du secteur privé, a basé son action sur le dialogue, la transparence et le respect des délais et était considérée compétente par les secteurs publics et privés. Ceci a contribué à créer un climat de confiance et une forte participation des acteurs du secteur privé.

D'autres facteurs ayant contribué au succès du programme pour attirer les investissements privés sont le recours au mécanisme des appels d'offres concurrentiels, le caractère pratique et non bureaucratique de l'Unité PPP et le fait qu'il soit hors budget. Ce succès a été matérialisé par des flux de capitaux, en grande partie nationaux et un contenu local élevé passant de 27% à 46% pour l'éolien et de 38,4% à 53,8% pour le solaire PV entre les trois premiers appels d'offres.

#### **4.1.5. L'intégration industrielle**

Le programme national de développement des énergies solaire et éolienne a permis au Maroc d'acquérir une expérience dans les projets réalisés à ce jour et de bâtir une véritable capacité, surtout dans le domaine éolien, où le secteur privé joue déjà un rôle important et où une usine de fabrication de pales d'éoliennes de Siemens est déjà opérationnelle à Tanger.

Les installations solaires réalisées dans le parc de production électrique ont connu des taux d'intégration industrielle variables selon la technologie considérées (34 à 42% pour la technologie CSP et 16 à 23% pour la technologie PV), qui peuvent encore croître selon le Cluster Solaire. Ce dernier, regroupant différents acteurs, devrait poursuivre son travail pour soutenir une synergie maximale entre les différents opérateurs : privés, publiques, industriels et énergéticiens en vue de faciliter l'intégration industrielle et l'émergence de filières renouvelables nationales.

Le développement d'une filière industrielle solaire locale devrait prendre en compte diverses considérations, parmi lesquelles les opportunités offertes par le marché national pour chacune des technologies CSP et PV, y compris pour le photovoltaïque décentralisé, les opportunités offertes par le marché africain ainsi que le contexte du marché international et de la concurrence.

L'implication et l'intérêt de l'industrie marocaine et des partenariats qu'elle peut mettre en place avec des grandes entreprises internationales déjà bien positionnées sur le marché, ainsi que la capacité d'innovation dont peuvent faire preuve les organismes de recherche marocains, principalement l'IRESN et MASEN, sont également des considérations centrales.

Cette approche devrait appréhender les considérations suivantes :

- Il n'y a pas une visibilité suffisante sur le développement de la filière solaire CSP. Actuellement, seul le projet du complexe solaire de Midelt prévoit une capacité CSP de 600 MW combinée avec une capacité PV. Au niveau africain, c'est le photovoltaïque surtout décentralisé qui joue un rôle prépondérant. Même au niveau international, il ne semble pas qu'il y aurait une expansion significative du CSP sur le moyen et long terme ( *IRENA, 2019e*).
- Le manque de visibilité sur le potentiel du CSP au niveau national et international ainsi que l'existence d'entreprises internationales, notamment de firmes espagnoles très expérimentées sur ce créneau et focalisées sur le marché international, incitent à un examen approfondi de l'intérêt d'investir dans le développement d'une filière industrielle nationale autour du solaire CSP.
- Il y a actuellement un manque de visibilité sur le développement et le potentiel du marché des petites applications des énergies solaire et éolienne, hors électricité, sur lequel l'industrie marocaine pourrait se positionner avec plus de facilité, surtout avec l'ouverture au secteur privé des réseaux de la moyenne tension et de la basse tension.
- L'intervention des firmes marocaines sur les grands projets solaires est actuellement limitée en grande partie aux métiers non spécifiques aux énergies renouvelables (génie civil, câblage, services...).
- Les technologies solaires et éoliennes au niveau mondial connaissent des évolutions rapides, ce qui nécessiterait de la part du Maroc de développer une maîtrise technologique et une capacité d'innovation.
- Le marché commence à être surchargé, en particulier pour la technologie photovoltaïque, largement dominée par la Chine. Les entreprises marocaines pourraient avoir plus de difficultés à être compétitives dans un contexte international de forte concurrence.
- Jusqu'à récemment, les projets solaires réalisés étaient trop "gros" par rapport aux capacités techniques et/ou financières des industriels marocains, surtout que le processus de sélection est encadré par des obligations relatives aux garanties financières et aux références.

Les projets solaires financés par les banques de développement ne peuvent pas inclure des critères de préférence nationale, ce qui implique que les industriels marocains font face à la compétition internationale à pied d'égalité. Le lancement de projets solaires divisés en « petits » lots, comme c'est le cas pour certaines centrales photovoltaïques en cours de réalisation surtout s'ils intègrent des critères de préférence nationale, pourrait favoriser l'entrée du privé marocain. Toutefois, la structuration de ce type de projets peut soulever des difficultés, quant au mode de financement ou quant à l'impact sur le coût de l'électricité produite. Si ce type de projets peut se réaliser dans le cadre de la loi n° 13-09, les bénéfices pour l'intégration industrielle pourraient être importants et pourraient faciliter l'émergence d'une filière qui pourrait s'exporter vers l'Afrique.

C'est dans ce sens, que la démarche récente du Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement et de MASEN mentionnée ci-dessus (section 4.1.4.) d'allouer au secteur privé une partie des projets solaires photovoltaïques (pour une puissance globale de 400 MW) est importante pour faciliter l'implication d'industriels nationaux dans des projets solaires plus petits, ce qui leur permettrait d'acquérir de l'expertise et du savoir-faire, pour mieux se projeter plus tard vers des projets plus importants ou même vers des projets à l'international.

Le marché connaît aussi un certain nombre de signaux positifs, pouvant représenter une opportunité pour l'industrie marocaine de faire émerger une industrie nationale :

- La capacité des centrales PV planifiées à ce jour par le Maroc représente une puissance supérieure à 2 000 MW, et il y a un potentiel supplémentaire de développement pour atteindre les objectifs de 2030 et au-delà.
- Il y a des signaux positifs sur une possible ouverture du marché de la moyenne tension et de la basse tension avec la refonte juridique de la loi n° 13-09 (projet de loi n°40-19) et du régime d'autoproduction. Ceci pourrait ouvrir un vrai marché national au photovoltaïque décentralisé.
- Le potentiel de développement de la technologie photovoltaïque en Afrique est important que ce soit avec les centrales solaires, les mini-réseaux ou les systèmes autonomes.

Il y a donc une véritable analyse à mener pour identifier l'intérêt et les niches sur lesquelles l'industrie marocaine pourrait se positionner sur les court, moyen et long termes. Toutefois, dans un marché international fortement concurrentiel, il est important dans cette approche que le Maroc développe des avantages distinctifs basés sur l'innovation et la capacité à développer des solutions technologiques locales moins coûteuses et mieux adaptées au contexte national et africain.

Si le développement d'une filière industrielle locale nécessite une étude économique des marchés rigoureuse, il est aussi important qu'elle s'appuie sur une vision politique et une stratégie qui vise à accompagner le développement énergétique du pays par l'émergence d'une industrie locale et la création d'emplois. Cet objectif semble avoir été adopté puisqu'aussi bien au niveau ministériel qu'au niveau institutionnel, il ressort clairement. L'atteinte de cet objectif nécessite le développement d'une vision nationale holistique entre d'un côté les acteurs industriels (Ministère et Fédérations) et de l'autre les acteurs institutionnels du secteur de l'énergie.

Cette vision devrait se traduire par la déclinaison d'une stratégie nationale pour l'intégration industrielle et l'émergence de filières solaires et éolienne, portée conjointement par les deux départements clés que sont le Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement et le Ministère de l'Industrie, du Commerce et de l'Économie Verte et Numérique, qui associe tous les opérateurs clés, publics et privés. Elle devrait s'appuyer sur un partenariat public-privé fort avec des objectifs précis pour chaque partie quant au développement d'une industrie nationale.

La stratégie nationale devrait prendre en considération les éléments suivants :

- L'estimation du potentiel national de développement de chacune des trois technologies sur les court, moyen et long termes, ainsi que les opportunités offertes par les différentes technologies, aussi bien celles associées aux complexes solaires et éoliens que celles associées aux marchés des petites applications.
- Le développement d'une capacité de recherche développement et d'innovation dans les filières solaires et éolienne matures, voire dans des filières non encore matures mais très prometteuses.
- Le soutien à la formation spécialisée des compétences nécessaires à l'industrie.
- Des mesures d'incitation financière et la simplification des procédures administratives.
- La prospection et une approche réaliste du marché régional pour investir des niches d'un marché régional dont le potentiel est bien plus important.
- La constitution de joint-ventures et le transfert technologique.

L'expérience du Royaume Uni montre l'importance de bâtir un partenariat public privé fort avec des engagements et des objectifs clairs pour les pouvoirs publics et pour l'industrie, qui ont permis le développement énergétique du pays, celui d'une industrie nationale performante, tout en réduisant les coûts de la technologie éolienne marine.

**Encadré 4 : Comment le Royaume Uni a assuré une grande partie de la chaîne de valeur éolienne pour son économie sans compromettre la compétitivité des coûts**

Le Royaume Uni est leader mondial de l'énergie éolienne marine. Il a réussi à développer une industrie de l'éolien marin avec des niveaux élevés d'intégration industrielle et d'emplois locaux. Son expérience pour bâtir un partenariat avec le secteur privé, soutenir la compétitivité et développer une industrie locale qui accompagne le développement de l'éolien marin est une réussite en termes de gestion de l'innovation et de coopération entre le secteur public et le secteur privé, qui ont pu aligner les plans gouvernementaux avec les engagements industriels. L'Etat a ainsi passé des accords avec l'industrie pour garantir la réalisation d'un volume de projets et une aide en retour d'investissements réalisés par l'industrie pour la réduction des coûts de la technologie.

Ce succès s'explique par l'investissement réalisé dès le début dans la R&D and les infrastructures critiques et par les perspectives données à l'industrie sur le long terme.

L'expérience espagnole montre l'importance de développer un marché national sur le long terme pour la technologie renouvelable autour de laquelle le pays souhaite développer une industrie nationale.

**Encadré 5 : Comment l'Espagne a développé une industrie nationale solaire CSP**

Les politiques espagnoles en matière d'énergies renouvelables, à savoir le tarif de rachat et la prime de rachat, ont joué un rôle déterminant dans le développement du programme solaire CSP espagnol et d'une industrie nationale. Jusqu'en 2014, l'industrie espagnole du CSP a développé 75% de la capacité nationale et plus de 55% de la capacité internationale installée.

L'Espagne a pu fabriquer un grand pourcentage de la chaîne de valeur dans le pays, hors turbines à vapeur et certains fluides et composants du système de stockage, augmentant ainsi la part du contenu local de l'investissement total jusqu'à 70%. Une part importante de la valeur ajoutée locale dans la phase de construction était concentrée dans la fabrication de produits métalliques, la fabrication de verre, la métallurgie et la construction et l'assemblage.

En 2012, l'Espagne a stoppé le développement de nouvelles installations, suite à un changement radical de sa politique de soutien à l'industrie CSP, laissant les firmes espagnoles uniquement sur le marché international, où elles continuent à jouer un rôle de premier plan dans l'industrie mondiale du CSP.

#### 4.1.6. Le financement des investissements et l'équilibre financier des opérateurs publics

##### ***Considérations sur le financement des investissements***

Le montant des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs de 2030 est estimé à 30 Milliards USD (IEA, 2019a). Ces investissements importants présentent en général des coûts de financement élevés potentiellement pénalisants. Réduire les coûts de financement avec des instruments politiques et financiers, diversifier les sources de financement de ces investissements et encourager l'investissement privé sont des considérations centrales. Pour pouvoir lever ce financement, le Maroc devrait privilégier l'investissement privé, tout en ayant recours aux dépenses publiques, à l'endettement public, aux garanties de l'Etat, aux prêts concessionnels, obligations vertes,...

De fait, MASEN a pu sécuriser des financements importants auprès de différents bailleurs de fonds internationaux (Union Européenne, Fonds des Technologies Propres, Coopération allemande, Banque Européenne d'Investissement, Agence Française de Développement, Groupe Banque Mondiale ou encore Banque Africaine de Développement) à des taux concessionnels grâce à la garantie de l'Etat.

En vue de s'adapter au contexte des énergies renouvelables en constante évolution, MASEN a diversifié ses sources de financement. L'émission de la première obligation verte du Maroc et d'Afrique (Green Bonds) d'un montant de 1 150 millions de dirhams illustre le recours à un outil de financement innovant. Cette émission a été réalisée par le biais d'un placement privé souscrit auprès d'investisseurs privés nationaux. Les fonds levés ont contribué au financement des projets solaires Noor Layoune I, Noor Boujdour I et Noor Ouarzazate IV. Avec la compétitivité croissante des énergies renouvelables, le recours au financement commercial est également considéré. (MASEN, 2020)

Le prix abordable de l'électricité, la compétitivité des sources d'énergie solaire et éolienne, la portée et les limites du soutien financier de l'Etat, la maîtrise du budget de l'Etat surtout sur le moyen et long terme, le recours aux investissements privés, l'équilibre financiers des institutions publiques engagés dans la décarbonation du système énergétique (MASEN, ONEE, AMEE, IRESEN, ANRE, ...) ainsi que les bénéfices socioéconomiques, notamment en termes d'emplois, sont des considérations importantes qui vont guider les prises de décision des pouvoirs publiques, en matière de politique et de modalités de financement des projets.

Le développement de projets basés sur des sources d'énergie renouvelables matures et compétitives comme le solaire photovoltaïque ou l'éolien terrestre ne devraient à priori pas avoir recours au soutien financier de l'Etat. Ces sources d'énergie devraient être privilégiées dans le bouquet énergétique national..

Le recours aux technologies non encore matures ou non encore compétitives devrait être examiné avec prudence dans le cadre d'une vision et d'une stratégie globales sur le long terme. Cette approche devrait ressortir les bénéfices de ces technologies (sociaux, économiques, environnementaux, ) et la viabilité financière de cette option sur le long terme.

Il est proposé qu'une étude économique soit réalisée par les ministères compétents (énergie et finances) pour quantifier le coût des principales composantes de l'électricité au Maroc, y compris les différents coûts directs et indirects anticipés lors des principales phases de transition du secteur vers l'ouverture cible du marché. Cette proposition ne vise pas à recommander que les décisions soient prises sur une base purement économique, mais propose plutôt que la vision stratégique politique à long-terme soit nourrie par des données économiques afin de produire des effets positifs durables.

L'expérience espagnole met en évidence l'importance de gérer avec prudence et dans le cadre d'une vision à long terme les politiques de subvention de l'Etat au développement des technologies renouvelables, en général non encore matures ou non encore compétitives. Ces politiques devraient avoir des objectifs, un plafond, devraient être assorties de gains socioéconomiques à terme et être viables financièrement.

**Encadré 6 : Les enseignements de l'expérience espagnole dans le soutien à une technologie renouvelable**

Au cours des années 2004-2014, la production d'énergie éolienne et solaire en Espagne a progressé très rapidement. Avec 2,3 GW, l'Espagne possède la plus grande capacité installée au monde en solaire CSP. Le développement de cette capacité a été fortement soutenu par une politique généreuse de tarifs de rachat garantis (feed-in tariff) et de prime de rachat (feed-in premium), qui n'ont pas été capables de réduire les coûts de la technologie et d'encourager la concurrence sur le marché. Entre 2005 et 2010, l'Espagne a dépassé les objectifs de capacité fixés, entraînant des coûts élevés de soutien à l'électricité d'origine renouvelable et un déficit tarifaire chronique de l'électricité. Cette situation a conduit en janvier 2012 à l'abandon du régime de soutien aux futures centrales renouvelables, à la réduction du soutien financier aux centrales en exploitation et à l'arrêt des investissements dans la technologie solaire CSP.

L'expérience espagnole souligne l'importance d'établir des mécanismes de soutien stables et transparents pour encourager les investissements dans les technologies renouvelables qui ne sont pas encore compétitives, d'avoir un plafond ou un quota qui limite le montant global de la subvention et de favoriser la concurrence et la réduction des coûts de la technologie.

L'expérience allemande illustre comment l'Allemagne a géré une politique de subvention intense pour rendre matures l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne en répercutant ce coût d'une façon transparente sur le consommateur.

**Encadré 7 : L'approche allemande pour gérer les coûts de soutien au développement des énergies renouvelables en le répercutant sur la facture d'électricité des consommateurs**

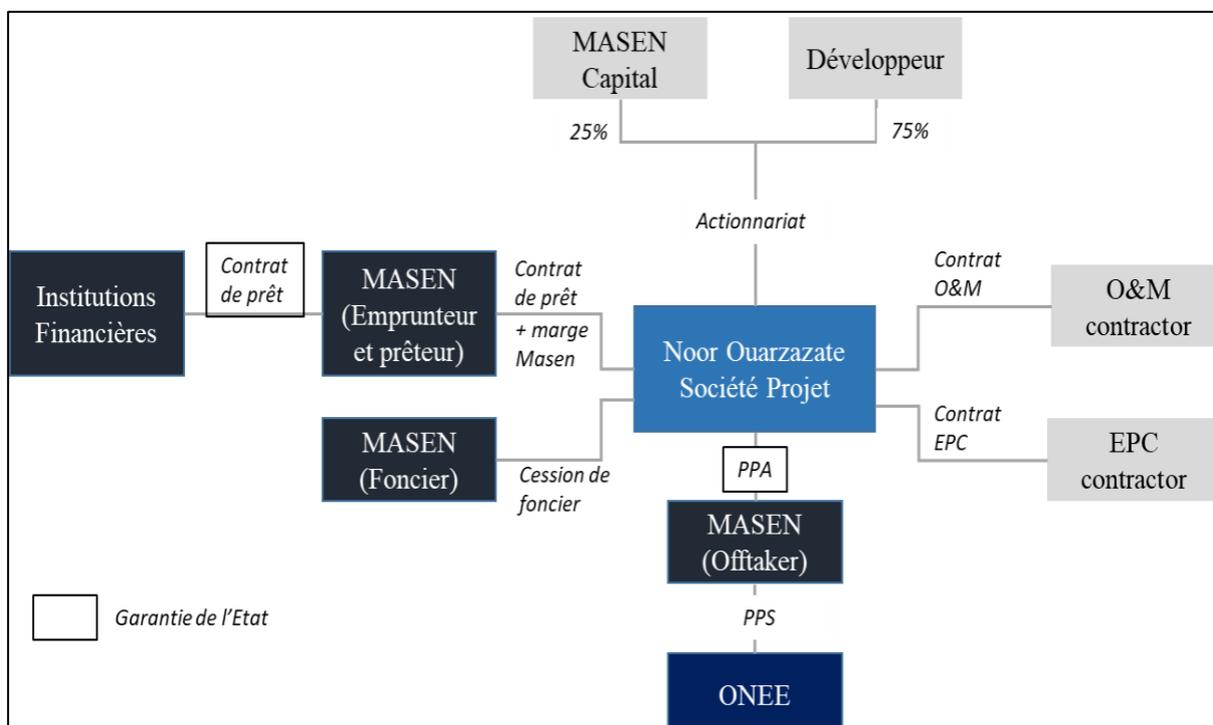
L'Allemagne vise à augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité à 40-45% d'ici 2025 et 55-60% d'ici 2035. Avec des capacités installées de 42 GW en solaire PV et de 50.8 GW en éolien, l'Allemagne a joué un rôle pionnier et payé des subventions importantes pour permettre le développement et la maturité des technologies solaire photovoltaïque et éolienne terrestre.

En Allemagne, la loi sur les énergies renouvelables est transparente sur le coût de subvention de l'électricité renouvelable. Tous les tarifs de rachat garanti (feed-in tariffs) et les primes de marché donnent lieu à une seule surcharge répercutée directement sur le consommateur. Alors que ces énergies sont déjà compétitives aujourd'hui, les allemands continueront à payer un prix plus élevé pour leur électricité renouvelable, en particulier pour couvrir les coûts engendrés pour développer et rendre matures ces énergies.

**Considérations sur le modèle financier de MASEN**

Le diagramme suivant résume le modèle financier généralement utilisé par MASEN pour les projets de production solaire.

**Figure 68 : Modèle financier de MASEN pour les projets solaires**



Source : Elaborer par les auteurs avec les données de MASEN

## Modèle de financement des projets

Pour les projets de production d'énergie solaire, MASEN exécute de manière efficiente le processus d'appel d'offres et obtient des prix à la sortie intéressants, en comparaison avec les résultats d'appels d'offres et d'adjudications pour des projets similaires au niveau international. Elle utilise presque exclusivement un montage financier où elle lève du financement garanti par l'Etat marocain (généralement soit auprès des entités multilatérales, soit auprès des marchés financiers sous forme obligataire) pour le transférer aux sociétés projets après avoir prélevé une marge d'intermédiation. Cette marge couvre le risque d'être en back-to-back sur le montage financier et est utilisé par MASEN généralement pour réduire le gap de prix entre le prix d'achat de l'électricité produite (contrat PPA) et le prix de revente à l'ONEE.

Le financement des premiers projets devait se faire à travers une garantie explicite et irrévocable par l'Etat pour plusieurs raisons :

- Les prêteurs considèrent les premiers projets très risqués en stand-alone et requièrent la garantie pour pouvoir accepter le projet en comité de risques.
- Les banques de développement dédient pour les projets d'énergies renouvelables novateurs comme ceux de MASEN des appuis financiers intéressants dopés par des dons, ce qui se traduit par un coût moyenné de la dette très intéressant, cependant la garantie souveraine est une exigence statutaire.

L'appui étatique au financement de ces projets a matérialisé également de manière forte le support des pouvoirs publics au programme solaire marocain et a permis de lancer les projets dans de bonnes conditions.

Cependant, l'utilisation de la garantie de l'Etat présente des inconvénients :

- Elle introduit un risque systémique important : ces programmes sont développés en partenariat public privé, notamment pour transférer le risque opérationnel vers le secteur privé. Or en cas de défaillance du projet, l'Etat se retrouverait doublement pénalisé : il devra assumer la dette du projet, alors que ce dernier n'est pas opérationnel. La probabilité d'un tel scénario est certes faible, mais les règles de gestion de risque conseillent de ne pas laisser ce type de risques trop s'accumuler. Le côté positif est que MASEN gère financièrement ce risque de manière habile puisqu'elle se fait rémunérer pour l'assumer.
- La capacité d'endettement de l'Etat doit être gérée avec prudence vu que ce sont ces ratios d'endettement (actuellement à 81,4% du PIB en incluant l'ensemble de la dette publique) qui sont surveillés de près par les investisseurs et les agences de notation de la dette souveraine.

A ce jour, le montant de la dette MASEN garantie par l'Etat est estimé autour de 20 milliards de Dirhams.

#### Gap de prix sur Noor Ouarzazate (I, II et III)

Pour la gestion du gap de prix du complexe solaire Noor Ouarzazate I, II et III, les prix de production fixés à partir de 2011 étant sensiblement supérieurs à ceux des énergies fossiles, la structure suivante avait été adoptée : l'ONEE achète de MASEN l'électricité au prix de vente à ses clients HT/THT (estimé autour de 1 Dirham KWh) et MASEN achète cette même électricité au coût de production agréé avec le producteur lors du jugement de l'appel d'offres (1,62 Dirhams KWh pour Noor I ; 1,36 et 1,42 respectivement pour Noor II et III).

Le déficit entre le prix d'achat de l'électricité par MASEN au producteur et le prix de vente à l'ONEE, est couvert par MASEN avec un engagement ultime de la part de l'Etat marocain de couvrir ce gap. Il semble que ce coût réside encore dans le bilan de MASEN, qui a contracté un prêt auprès de la Banque Mondiale pour couvrir les échéances sur les premières années.

Ce gap n'a donc pas été passé au consommateur et n'a pas eu d'impact sur les prix d'électricité jusqu'à présent, et de même il n'a pas été supporté par les finances publiques. MASEN utilise le prêt de la Banque mondiale, les revenus issus de ses prises de participation dans tous les projets, plus la marge d'intermédiation sur la dette pour prendre en charge ce gap.

## **Conclusions**

La réussite du programme solaire de MASEN est une condition nécessaire, qui lui permettrait de lever, à l'avenir, du financement privé pour ses projets (c'est-à-dire sans garantie de l'Etat) car les prêteurs accepteraient le risque de développement considérant l'exécution prouvée de ce type de projets. Cela aurait l'inconvénient de rallonger les périodes de négociation et de légèrement augmenter le prix de production (qui sera forcément impacté par le coût de la dette plus élevée).

Cependant, MASEN pourrait explorer cette voie qui aurait l'avantage d'un montage financier plus simple et surtout qui permettrait une meilleure discipline budgétaire pour l'Etat. L'analyse des autres revenus potentiels pour MASEN (cessions de foncier, activités de conseil rémunérés, activités à l'international...), suggérerait qu'à l'exception des prises de participation dans les sociétés projet, le reste des activités ne contribuerait pas de manière significative aux résultats financiers de l'entreprise sur les cinq prochaines années. Or, l'entreprise doit supporter des charges de structure (masse salariale...) ainsi que le gap de prix de Noor Ouarzazate (I, II et III).

Par ailleurs, il est important qu'un dialogue s'ouvre entre l'Etat et MASEN pour fixer un cadre transparent et viable à moyen et long terme pour les deux parties et qui inclut notamment les sujets suivants : comment supporter le gap de Noor Ouarzazate sur la durée du contrat, comment rémunérer les services rendus par MASEN, quelles conditions d'utilisation de la garantie. Le risque potentiel serait une érosion du capital de la société, et de fait un transfert forcé de ces coûts sur le prix final de l'électricité.

## ***Considérations sur la situation financière de l'ONEE***

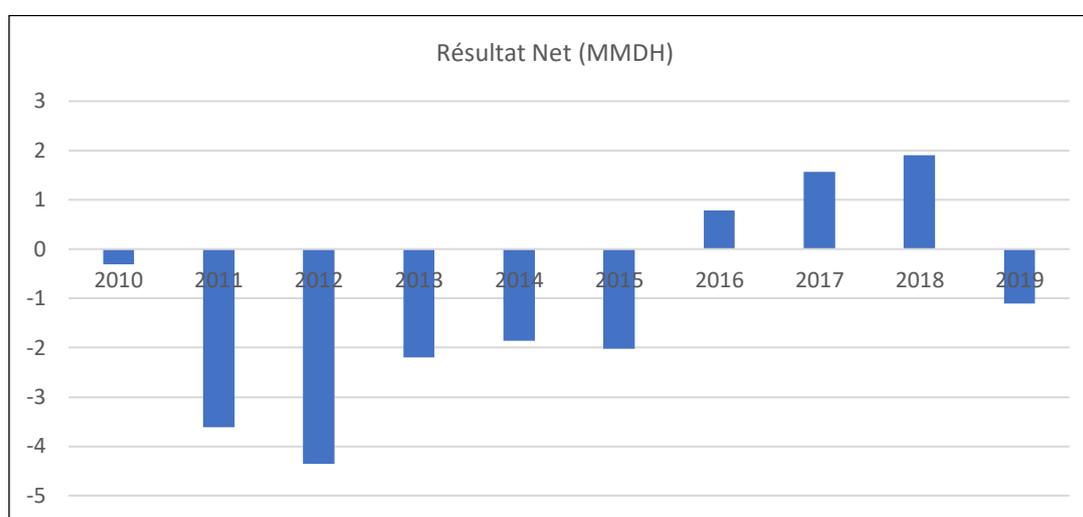
La nécessaire transformation du secteur de l'électricité avec la stratégie énergétique de 2009 a nécessité une restructuration en profondeur du rôle et du champ d'activités de l'ONEE. Cet office est un établissement public stratégique qui a une mission d'utilité publique (fourniture des services d'eau et d'électricité) et qui est soumis à une efficacité de la gestion de ses ressources. L'équilibre entre ces deux missions peut être délicat à atteindre, surtout avec un programme d'infrastructures de base aussi important.

L'ONEE a déjà fait l'objet de plusieurs plans de restructuration financière. En 2019, la feuille de route arrêtée à l'issue du dialogue stratégique sur la situation de l'ONEE considérait entre autres la restructuration du secteur visant une séparation opérationnelle entre la production, le transport et la distribution; la consolidation de son modèle économique et financier à travers son recentrage sur son cœur de métier; l'accélération du processus de prorogation des contrats d'achat d'électricité ; la fixation de leviers de soutien pour les révisions tarifaires et l'apurement des créances.

Sur la dernière décennie, la situation financière difficile de l'ONEE peut s'expliquer en particulier par deux facteurs :

- Les efforts financiers importants déployés lors des deux dernières décennies pour la mise en œuvre du programme d'électrification rurale qui ont permis d'améliorer d'une façon spectaculaire l'accès à l'électricité pour le milieu rural.
- La politique de tarification socialement favorable, l'eau et l'électricité étant subventionnées pour une tranche importante de la population. Le montant important des impayés en 2014 était de 3,5 milliards de Dirhams et il a sans doute continué à augmenter.

**Figure 69 : Graphe résultat ONEE**



Source : (DEPP, 2020)

Cette situation pourrait être accentuée par la hausse de la part des énergies renouvelables qui pourrait contribuer à « l'amenuisement de la marge de l'ONEE ». En effet, avec la possibilité pour les clients de pouvoir s'approvisionner en électricité chez d'autres producteurs (loi n° 13-09) ou en autoproduction, l'ONEE se retrouve à faire face à des mécanismes économiques classiques communément appelés de "sélection averse".

Les clients les plus rentables pour l'ONEE pourraient négocier de meilleurs prix ailleurs et donc quitter le réseau, tandis que les clients les moins intéressants auront tendance à rester. De plus, les clients qui utilisent ailleurs de l'énergie renouvelable auront tendance à injecter dans le réseau en journée et à se brancher en réseau le soir. Schématiquement, l'ONEE récupère de l'électricité lorsqu'elle en a le moins besoin, et fournit de l'électricité là où elle est la plus chère.

Par ailleurs, trois autres phénomènes économiques pourraient intervenir :

- La mise en service des stations de production des énergies renouvelables pourrait amener l'ONEE à fermer des infrastructures de production plus tôt, et donc entraîner un manque d'amortissements sur les installations existantes.
- Une moindre utilisation d'économies d'échelle et un coût de gestion accrue du réseau vu qu'une complexité additionnelle a été introduite (gérer les partenaires qui ont opté pour la loi n° 13-09) et qui sera décuplée avec l'ouverture de la moyenne et de la basse tension.
- La sortie des outils de production énergies renouvelables du giron de l'ONEE vers MASEN est tributaire d'un partage d'informations entre les équipes techniques de MASEN et de l'ONEE. Tout décalage à ce niveau pourrait entraîner une sous-optimisation des courbes offre-demande et conduire l'ONEE à surinvestir sur les technologies de stockage, ce qui pourrait rendre l'électricité plus chère.

Pour le moment, il n'y a pas d'engagement fort négocié de la part de l'Etat avec les régies autonomes et les distributeurs concessionnaires privés qui contrôlent la moitié du marché de la distribution, notamment du fait que les contrats de concession ne prévoyaient pas la montée en puissance des énergies renouvelables, au moment de leur signature.

En conclusion, la situation de l'ONEE qui fait face à une disruption dans son modèle n'est pas nouvelle. D'autres compagnies nationales comme la RAM lors de l'arrivée des compagnies low-cost ou l'ONCF ont aussi nécessité des réformes et la déclinaison d'un contrat programme avec l'Etat pour leur restructuration. Les aspects positifs sont que la majorité des paramètres de cette situation sont endogènes et sous le contrôle de l'Etat et que l'Etat dispose de l'outil contrat-programme qui s'est avéré performant.

Sur ce point, la préparation du prochain contrat-programme devrait permettre à l'ONEE de jouer un rôle de dynamo essentiel à la réussite de la stratégie marocaine des énergies renouvelables, en particulier pour ce qui concerne la modernisation des réseaux et la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande. L'Office doit au même temps préserver ses acquis en termes d'équilibre financier et d'équité sociale dans l'exécution de sa mission. L'Etat devrait aussi veiller à inclure la dimension énergies renouvelables lors de la renégociation des contrats de concession et distribution avec les régies et les opérateurs privés.

#### 4.1.7. La recherche développement et l'innovation

La recherche développement et l'innovation au Maroc sont animées par deux acteurs majeurs : L'IRESEN et MASEN. Il est important pour le Maroc de maîtriser la technologie de très haut niveau, les connaissances techniques approfondies en énergétique et la capacité à suivre les évolutions technologiques. Le soutien à la recherche et l'innovation constitue donc un des axes majeurs de la transition énergétique pour accompagner les filières correspondantes vers la maturité et la compétitivité. Il s'agit d'identifier les enjeux de R&D et les verrous scientifiques à lever à différents horizons temporels et tout au long de la chaîne d'innovation dans le domaine des énergies renouvelables pour permettre la bonne réalisation des objectifs de la stratégie marocaine, tout en s'inscrivant dans une perspective africaine voire internationale plus large.

Les propositions suivantes méritent d'être approfondies :

- Aller vers des nouvelles technologies telles que les batteries lithiums et le stockage via l'hydrogène (Power-To-X) en mettant en place un soutien au développement de l'hydrogène et en lançant des appels à projet sur la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs.
- Nouveaux usages de l'énergie intermittente en mettant en place un soutien pour les connexions avec le Nexus agriculture/eau (bio-énergie, pompage, STEP, unités de dessalement...).
- Développer les réseaux intelligents en affinant l'évaluation économique des solutions smart grids en fonction des bénéficiaires et en exploitant au mieux le potentiel des services rendus par les solutions de pilotage intelligent.
- Produire l'électricité renouvelable partout sur les territoires et la piloter par des réseaux intelligents.
- Produire de la biomasse de manière durable pour répondre aux besoins de l'ensemble des chaînes de valeur de la bio-économie (alimentation, matériaux, énergie, ...), et l'utiliser de manière optimale pour produire des biocombustibles.

Il serait aussi approprié, d'arrêter dans le cadre d'une politique de R&D et d'innovation, des objectifs et des priorités qui servent les questions importantes d'intégration industrielle, de développement de filières technologiques / industrielles locales et du renforcement de la capacité du Maroc à exporter sa technologie et son savoir-faire, et des résultats tangibles d'innovation. Il est aussi important que l'équilibre financier de l'IRESEN et de MASEN soit assuré, à partir du moment où leurs études et travaux servent la vision stratégique nationale.

Ceci pourrait être effectué par l'établissement d'un contrat programme entre l'IRESEN, MASEN et l'Etat, qui pourrait servir de cadre contractuel, sur la base duquel, les programmes de recherche, développement, innovation sont définis, menés, coordonnés, évalués et financés.

#### **4.1.8. La dimension africaine**

Alors que les besoins en électricité en Afrique subsaharienne sont considérables, le recours aux énergies solaire et éolienne, bien que représentant encore une part très faible des capacités installées connaît une dynamique de croissance certaine portée principalement par le solaire photovoltaïque, sous formes de mini- réseaux et de systèmes autonomes. Aussi bien au niveau des politiques actuelles des Etats africains qu'au niveau du continent (Agenda 2063 de l'Union Africaine), une croissance soutenue et durable des énergies propres selon une approche intégrée et flexible, devrait s'affirmer.

Outre la contribution importante de l'hydroélectricité, l'expansion serait marquée par un mix énergies renouvelables et gaz, probablement avec un essor considérable du solaire photovoltaïque.

Le Maroc est déjà activement engagé dans une coopération Sud-Sud, qui vise à soutenir le développement durable en Afrique, en particulier en Afrique de l'Ouest. Sa démarche volontariste le positionne indéniablement dans un rôle de leadership au niveau de la région.

Sa démarche pourrait être renforcée avec les considérations suivantes :

- L'Afrique subsaharienne (hors Afrique du Sud) a une approche du développement des énergies solaire et éolienne, axée en grande partie sur le photovoltaïque décentralisé. Outre l'appui classique offert, le Maroc devrait continuer à renforcer la maîtrise des technologies solaire et éolienne et l'innovation pour faire émerger des solutions locales à moindre coût et une offre de formation et d'appui, fortement connectées aux besoins du secteur énergétique et industriel dans la région, et les cultiver en tant qu'avantage distinctif et compétitif.
- Faciliter, encourager et accompagner le secteur privé (y compris les petites et moyennes entreprises), à investir au-delà du marché marocain, le marché africain, principalement en ce qui concerne le photovoltaïque et les systèmes décentralisés.
- Explorer l'intérêt et la faisabilité d'intégrer à terme le marché électrique régional de l'Afrique de l'Ouest, dans le cadre d'une approche régionale, planifiée, coordonnée, et mutuellement bénéfique.

## Propositions

### **Proposition 1 : Etablir une politique pour le développement global des énergies renouvelables à l'horizon 2050**

La stratégie énergétique de 2009 a porté avec succès le développement des énergies renouvelables dans le secteur électrique au Maroc depuis 2009 à ce jour, et continuera de le porter jusqu'en 2030. Cette stratégie a été une carte maitresse dans le succès de ce programme. Outre l'engagement fort du Maroc, exprimé au plus haut niveau de l'Etat, les facteurs clés du succès du programme marocain concernent la détermination d'objectifs de développement chiffrés associés à des réformes institutionnelles et juridiques, ainsi qu'à des mesures politiques et financières, nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés.

En 2020, il est temps pour le Maroc de projeter sa vision au-delà de 2030, en prenant en compte le retour d'expérience national et international. Le Maroc devrait considérer d'élaborer une politique pour le développement des énergies renouvelables à l'horizon 2050, portant aussi bien sur le secteur électrique que sur les secteurs les plus énergivores comme le résidentiel, le transport, l'industrie, etc. Il appartient aux autorités publiques compétentes d'inscrire cette démarche dans le cadre d'une politique énergétique générale concernant aussi bien les énergies renouvelables que les énergies fossiles ou de l'inscrire dans le cadre d'une politique de développement spécifique aux énergies renouvelables, qui serait par la suite intégrée à la politique énergétique générale.

La vision 2050 sera sans doute plus complexe à décliner et à mettre en œuvre que la stratégie énergétique de 2009, du fait notamment de la multiplication des acteurs concernés (départements ministériels, établissements publics, secteur privé, communautés locales, société civile et grand public), ainsi que du grand nombre des applications concernées, et du caractère décentralisé de l'énergie. Une approche verticale de ces applications n'étant pas possible, il est important de développer une vision holistique et une approche intersectorielle, basées sur une forte synergie entre les acteurs concernés et de l'inscrire dans une démarche sociétale.

Les leviers d'action suivants sont à considérer pour la déclinaison et la mise en œuvre de cette vision 2050 du développement des énergies renouvelables:

1. La vision 2050 devrait couvrir non seulement la production électrique à partir de sources d'énergies renouvelables, mais aussi le développement des applications solaires et éoliennes hors réseau, notamment dans les secteurs du résidentiel, de l'industrie, du transport et de l'agriculture, pour la fourniture de services diversifiés comme le pompage, le chauffage, la climatisation, le dessalement de l'eau de mer, l'électro mobilité, ...

2. Elle devrait s'appuyer sur des objectifs chiffrés pour les court, moyen et long termes, pour la transformation énergétique progressive des secteurs énergivores vers des systèmes plus décarbonés, et être déclinée en stratégies décennales pour les différents secteurs. Ces objectifs et choix technologiques devraient régulièrement être revus à la lumière des avancées technologiques et des conditions des marchés.
3. Le Maroc devrait continuer à s'appuyer avant tout sur les technologies solaires et éoliennes éprouvées et compétitives, ne nécessitant pas le recours au budget de l'Etat. L'adoption de technologies non encore matures ou non encore compétitives devrait être examinée avec prudence dans le cadre d'une vision et d'une stratégie sur le long terme, prenant en compte les bénéfices escomptés (sociaux, économiques, environnementaux,...) et la viabilité financière de cette option sur le long terme, en particulier son impact sur les finances publiques.
4. MASEN devrait considérer, pour les technologies matures et compétitives, de lever du financement privé (sans garantie de l'Etat) pour faciliter une meilleure discipline budgétaire pour l'Etat.
5. Dans certaines conditions, si les études économiques confirment le besoin de recourir à des politiques publiques de soutien (par exemple pour le développement des applications solaires et éoliennes dans les secteurs hors électricité), il serait souhaitable que ce soutien soit limité dans le temps, qu'il s'accompagne de gains socio-économiques à terme et que l'impact sur le budget de l'Etat reste acceptable sur le long terme.
6. Le Maroc pourrait considérer de mettre en compétition les technologies renouvelables matures, pour plus de compétition et une réduction des coûts.
7. Il devrait suivre avec intérêt les technologies les plus prometteuses qui deviennent de plus en plus matures et compétitives. En particulier, avec 3 000 kms de côtes sur l'Atlantique et la Méditerranée, il devrait explorer l'intérêt et la compétitivité de l'énergie éolienne marine pour la production d'électricité, qui pourrait se révéler sur le moyen ou le long terme une option intéressante à ajouter au portefeuille marocain des énergies renouvelables.
8. Il est important pour le Maroc de développer une feuille de route pour l'intégration de la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique national d'ici 2030 et au-delà à 2050. Dans ce sens, il est proposé que les principaux acteurs (Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement, ONEE, MASEN, ANRE, IRESEN) adoptent une approche globale, concertée et anticipée tant des moyens de production et de stockage de l'énergie que de la modernisation des réseaux et de la gestion proactive de l'offre et de la demande, pour améliorer la flexibilité du système électrique.

9. Il y a lieu de continuer à développer la réflexion et la R&D sur la stratégie et la réglementation du stockage d'énergie. Dans ce cadre, l'hydrogène et les batteries se présentent parmi les solutions d'avenir les plus prometteuses pour le stockage de l'énergie et l'intégration des énergies renouvelables.
10. Le Maroc devrait considérer et explorer l'intégration de marchés régionaux énergétiques voisins (Européen, Nord Africain et celui de l'Afrique de l'Ouest), sous réserve de ses choix politiques et géostratégiques. Il est proposé que cette intégration, au-delà des échanges électriques régionaux, soit appréhendée dans le cadre d'une approche régionale planifiée et coordonnée, en vue de construire de véritables partenariats et marchés régionaux.
11. La vision 2050 devrait aussi veiller à assurer les équilibres financiers des principaux opérateurs publics dans le cadre de contrats programmes avec l'Etat.
12. Le développement des énergies renouvelables étant fortement corrélé à la question de l'efficacité énergétique, il y a lieu d'intégrer l'efficacité énergétique dans cette politique globale. L'Agence Marocaine de l'Efficacité Energétique (AMEE) devrait jouer un rôle de premier plan, non seulement pour avancer les objectifs de l'efficacité énergétique, mais aussi pour soutenir la synergie avec le développement des petites applications solaires et éoliennes.
13. La vision 2050 devrait clarifier davantage les rôles des différents acteurs étatiques impliqués dans le développement des applications solaires et éoliennes dans les différents secteurs (hors électricité). Il est important que la vision établisse les mécanismes de coordination, de suivi, et de revue des programmes, pour soutenir le développement de ces applications et pour évaluer les progrès, les contraintes et l'atteinte des objectifs.
14. Elle devrait aussi considérer le rôle moteur que peuvent jouer les régions et les villes, en particulier pour le développement des applications hors réseau électrique centralisé, notamment dans les secteurs du résidentiel, du transport, de l'industrie, agriculture, ... Il est proposé de considérer la possibilité que les régions et les villes aient la latitude d'adopter des politiques et des objectifs de développement des énergies renouvelables encore plus ambitieux que ceux considérés au niveau central.
15. L'adhésion du public et de la société civile à la politique nationale énergétique est à même de contribuer à son succès. Pour cela, il est important d'organiser des campagnes de sensibilisation, de dialogue et une large consultation du public, de la société civile, des différents secteurs concernés (industriel, transport, résidentiel, agriculture, ...) ainsi que des acteurs politiques (partis et parlementaires) pour qu'au-delà de l'acceptation, ils deviennent acteurs de la transformation énergétique.

Le bref aperçu donné ci-après illustre l'approche adoptée par le Chili pour impliquer toutes les parties prenantes dans le cadre d'une approche intersectorielle et pour organiser une large consultation du public pour le développement de sa politique énergétique nationale à 2050.

**Encadré 8 : L'approche adoptée par le Chili pour la définition d'une politique énergétique intersectorielle à l'horizon 2050**

Le Chili a adopté en 2015 sa politique énergétique nationale à 2050, en impliquant un large éventail de parties prenantes issues de l'industrie et de la société dans le cadre d'un processus élaboré de consultation publique, salué par l'Agence Internationale de l'Energie, lors de la revue de la politique énergétique chilienne effectué en 2018. Cette approche a concilié l'élaboration d'une politique énergétique nationale sur le long terme concernant tous les secteurs de l'énergie avec une démarche de concertation de toutes les parties prenantes, y compris une large consultation du public.

La politique énergétique chilienne a identifié 20 objectifs énergétiques concernant l'ensemble du secteur de l'énergie (10 à l'horizon 2035 et 10 à l'horizon 2050), parmi lesquels l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 60% du mix électrique d'ici 2035 et à 70% d'ici 2050, tout en réduisant à 30% ses émissions de gaz à effet de serre. Pour adresser tous les secteurs énergivores, le Ministre de l'Energie du Chili a mis en place une Division pour la Participation et le Dialogue Social, pour mettre en œuvre le processus de consultation.

**Proposition 2 : Soutenir la participation accrue des opérateurs privés dans le développement des énergies renouvelables**

Pour plusieurs raisons (coût de l'énergie, investissements privés, allègement des charges pour l'Etat, plus grand dynamisme économique, participation accrue des entreprises et de l'industrie locales, création d'emplois,...), le Maroc a intérêt à continuer à encourager une participation accrue des opérateurs privés dans les secteurs énergétiques (électricité et autres secteurs énergivores).

Les leviers d'action, à considérer pour ouvrir d'avantage le marché des énergies renouvelables au secteur privé, devraient inclure les aspects suivants :

1. Le Maroc devrait veiller à donner le plus de visibilité possible sur le potentiel des marchés solaire et éolien sur les court, moyen et long termes et sur leur fonctionnement. Cela permettra aux acteurs privés (développeurs de projets, investisseurs, industriels) de se projeter pour investir le marché national (aussi bien celui de l'électricité renouvelable que celui des autres applications décentralisées).
2. Si le marché des parcs éoliens est actuellement réalisé à peu près à 50% par les opérateurs privés dans le cadre de la loi n° 13-09, ce n'est pas encore le cas pour les installations solaires. Une démarche récente a été mise en place par les acteurs étatiques pour ouvrir le marché des installations solaires au secteur privé dans le cadre de la loi n° 13-09. Ces efforts doivent être poursuivis pour libéraliser davantage le secteur de l'électricité renouvelable et pour élargir aussi le tissu industriel aux petites et moyennes entreprises.

3. Il y a lieu de faciliter aussi l'ouverture au secteur privé du marché des petites applications, basées principalement sur la technologie solaire photovoltaïque décentralisée, qui devraient connaître un essor important avec cette nouvelle vision 2050.
4. Pour faciliter l'ouverture de ces différents marchés, le Maroc devrait finaliser les ajustements encore nécessaires sur les plans juridique et administratif, pour créer un climat propice à l'investissement privé. Parmi ces ajustements figurent les réformes législatives et réglementaires en cours visant à ouvrir le marché de la moyenne tension et de la basse tension au secteur privé ainsi que l'opérationnalisation dans les meilleurs délais de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité.
5. Il est proposé que l'Administration accompagne la préparation des lois importantes, qui peuvent avoir des implications économiques, sociales ou perturber d'une façon significative les équilibres financiers entre opérateurs, par une étude d'impact économique.
6. Il est aussi proposé que l'Administration rende systématique la réalisation d'études visant à analyser l'impact socio-économique de la transformation du secteur énergétique pour mieux cerner ses enjeux, anticiper les difficultés et mieux accompagner la transformation énergétique.

### **Proposition 3 : Accompagner le développement industriel lié aux énergies renouvelables par une stratégie nationale**

Le développement des énergies solaire et éolienne et l'ouverture d'un marché national à fort potentiel va ouvrir des opportunités intéressantes pour le développement d'une industrie nationale, et donc à la création d'emplois. Il est important d'accompagner ce développement (intégration industrielle et filières industrielles locales) par une stratégie nationale, portée conjointement par les deux départements clés que sont le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Environnement et le Ministère de l'Industrie, du Commerce et de l'Économie Verte et Numérique.

Si le développement d'une filière industrielle locale nécessite une étude économique des marchés rigoureuse, elle gagnerait aussi à résulter d'une vision et d'une stratégie politique qui vise à accompagner le développement énergétique du pays par l'émergence d'une industrie locale et la création d'emplois.

Les leviers d'action, à considérer pour la déclinaison et la mise en œuvre de cette stratégie nationale, devraient inclure les aspects suivants :

1. Il est important de donner une visibilité suffisante sur le développement des différentes filières solaires et éoliennes sur les court, moyen et long termes. Cette visibilité devrait concerner l'ensemble des secteurs concernés par le développement des énergies renouvelables : l'électricité renouvelable, l'industrie, le transport, le résidentiel, l'agriculture, ..., pour permettre d'identifier les filières industrielles les plus prometteuses.
2. Outre le marché national, la stratégie nationale devrait aussi considérer la prospection du marché régional africain dont le potentiel est bien plus important, ainsi qu'une approche réaliste quant à ses spécificités.
3. Dans un marché international fortement concurrentiel, il y a une véritable analyse à mener pour identifier l'intérêt et les niches sur lesquelles l'industrie marocaine pourrait se positionner sur les court, moyen et long termes, le cas échéant en liant des joint-ventures avec des entreprises internationales déjà positionnées sur le marché international.
4. Il y a lieu d'identifier les mesures (administratives, juridiques, financières, techniques, soutien en expertise et en formation spécialisé de compétences nécessaires à l'industrie) à prendre par les autorités publiques concernées pour faciliter l'accès des entreprises marocaines performantes aux marchés des énergies renouvelables.

6. Le développement d'une industrie nationale forte basé sur une vision sur le long terme va sans doute requérir l'établissement de partenariats industriels public-privé pour soutenir le développement industriel, en précisant les engagements de chaque partie (mesures du soutien de l'état au développement industriel et engagements des industriels à atteindre des objectifs socioéconomiques convenus).
7. Le développement d'une capacité nationale efficiente de recherche&développement et d'innovation, apte à soutenir le développement de solutions technologiques locales, à moindre coût et d'un tissu industriel autour de ces applications, aussi bien pour le marché national que pour l'exportation, est une considération importante. Ceci nécessite l'établissement de contrats programme entre l'IRESN, MASEN et l'Etat, qui pourrait servir de cadre contractuel, sur la base desquels les programmes de recherche, développement, innovation, amenés à soutenir l'industrie nationale, sont menés, coordonnés, évalués et financés.
8. Il est important de dialoguer avec et d'associer tous les opérateurs clés, publics et privés œuvrant dans le domaine de l'énergie et de l'industrie. Ces mécanismes de dialogue, de synergie et de discussion devraient être encouragés et valorisés pour alimenter la réflexion et les discussions nécessaires à l'élaboration d'une vision stratégique. En particulier, il y a lieu de souligner le rôle positif joué par le « Cluster Solaire » dans ce sens.
9. Il y a lieu d'encourager la recherche développement et les partenariats internationaux sur la filière hydrogène vert, considérée comme une des solutions les plus prometteuses pour se substituer au carburant fossile et pour contribuer à décarboner la production industrielle et les transports.

## Conclusion générale

En 2009, le Maroc avait pris la décision audacieuse pour l'époque de lancer une nouvelle stratégie énergétique, basée sur des objectifs ambitieux d'intégration des énergies renouvelables dans son mix électrique. Il avait accompagné cette décision par des réformes importantes du secteur électrique, à même de favoriser l'atteinte des objectifs qu'il s'est fixé.

Une dizaine d'années après, le Maroc est en bonne voie pour atteindre ses objectifs de production électrique par les énergies renouvelables. Il poursuit encore les réformes nécessaires, notamment celles pour libéraliser davantage le secteur de l'électricité. Il continue aussi à travailler sur les défis associés comme :

- le développement d'une industrie nationale autour des applications énergétiques, pour en faire un véritable vecteur de développement aux niveaux local et national,
- le soutien à l'investissement privé pour porter en grande partie le développement du secteur énergétique et pour minimiser le déficit budgétaire de l'Etat,
- le développement d'une capacité nationale d'innovation technologique, apte à accompagner le développement énergétique et industriel du pays et la capacité à exporter son savoir-faire sur des marchés régionaux.

Avec l'essor des technologies solaires et éoliennes au niveau mondial, devenues des piliers de la transition énergétique en raison des avancées technologiques et de la baisse constante des prix, la décarbonation de l'ensemble des secteurs énergétiques devient un enjeu central, au cœur d'une dynamique à différents niveaux, national, régional et international.

Sur un autre plan, l'effondrement des prix du pétrole, en raison de la baisse de la demande en énergie en période de la pandémie du COVID 19, a favorisé des prix d'énergies fossiles historiquement bas, ce qui est économiquement en faveur des productions fossiles. Ceci pourrait à priori compromettre les investissements dans les énergies renouvelables, surtout lorsque leur rentabilité n'est pas acquise. Par ailleurs, il a été noté que durant le confinement, la consommation de toutes les énergies fossiles et nucléaires a diminué, alors que celle des énergies renouvelables a augmenté, en raison de leur disponibilité et des mécanismes de priorisation de leur injection dans les réseaux électriques (IEA, 2020).

L'Agence Internationale de l'Energie estime qu'il est encore trop tôt pour déterminer les impacts à long terme, mais que le secteur de l'énergie qui sortira de cette crise sera différent de celui qui l'a précédé. Les investissements dans le secteur de l'énergie devraient diminuer en 2020 de 20%. Les énergies renouvelables seront aussi impactées par cette baisse, mais dans une moindre mesure et leur quotepart dans l'investissement énergétique devrait même augmenter. L'AIE s'attend à ce que la demande mondiale en énergies vertes augmente.

La pandémie du COVID-19 va certainement fortement impacter l'économie mondiale et redessiner, voire accélérer les évolutions à venir. Une étude publiée par *l'Oxford review of economic policy* (Oxford University, 2020), plaide pour des plans de relance qui s'appuient davantage sur l'économie verte. Ce n'est qu'une voix parmi beaucoup d'autres qui s'expriment à différents niveaux, comme l'ONU, le Parlement européen, l'Agence Internationale de l'Energie, ..., qui se prononcent pour des plans de relance qui intègrent massivement des investissements dans les énergies renouvelables, pour que la reprise soit "durable", aussi bien économiquement que d'un point de vue environnemental.

Aujourd'hui, il est temps pour le Maroc de projeter sa vision du secteur énergétique et ses ambitions vers le long terme compte tenu des évolutions et tendances majeures que connaît le monde. Pour cela, il lui faudrait sans doute encore faire preuve d'anticipation et d'audace, pour mettre en place une vision holistique et une politique de décarbonation de l'ensemble des secteurs énergétiques.

La transition énergétique au Maroc sur le long terme est sans doute un des enjeux sociétaux importants, qui va nécessiter de reconfigurer le paysage énergétique, dans le programme de développement durable. Cette approche devrait se faire dans le cadre de politiques publiques basées sur des visions claires et cohérentes sur le long terme et sur la capacité des pouvoirs publics à anticiper et à mobiliser tous les acteurs concernés, y compris ceux de la société civile et à créer avec eux une relation de confiance. Son succès sur le long terme réside dans le fait, qu'au-delà de la force motrice de l'action gouvernementale, ce projet devrait aussi s'inscrire dans une démarche sociétale, respectueuse des valeurs qui protègent l'environnement, les ressources naturelles et les générations futures.

Pour cela, il est important que la politique nationale de développement des énergies renouvelables soit articulée et cohérente avec le nouveau modèle de développement, et de façon plus large avec le projet de société auquel le Maroc aspire. Elle peut à la fois s'en inspirer et les nourrir.

## Liste des abréviations

AIE	Agence Internationale de l'Énergie (pour International Energy Agency / IEA)
AMEE	Agence Marocaine pour l'Efficacité Energétique
ANRE	Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité, Maroc
BAD	Banque Africaine de développement pour le Développement Industriel
BEIS	Département des Affaires, de l'Énergie et des Stratégies Industrielles, pour Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Royaume Uni
BNetzA	Agence fédérale des réseaux, pour Bundesnetzagentur, Allemagne
CAES	Stockage de l'énergie par air comprimé, pour Compressed Air Energy Storage
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CfD	Contrats pour la Différence, pour Contracts for Difference, Royaume Uni
CGEM	Confédération Générale des Entreprises du Maroc
CNE	Commission nationale de l'énergie, pour Comisión Nacional de Energía, Chili
CNMC	Commission nationale des marchés et de la concurrence, Espagne
CNRST	Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique, Maroc
CFT	Consommation Finale Totale d'énergie
COP	Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques
CSP	Solaire thermodynamique (ou thermique) à concentration, pour Concentrated Solar Power
EE	Efficacité énergétique
ENR	Energies renouvelables
Eskom	Compagnie nationale d'électricité sud-africaine
ESL	Laboratoire de stockage de l'Énergie, pour Energy Storage Laboratory
ESMAP	Programme d'assistance du secteur énergétique de la Banque Mondiale, pour Energy Sector Management Assistance Program
GBP	Livre sterling, pour Great Britain Pound, Royaume Uni
GRD	Gestionnaires de réseaux de distribution, Allemagne
GRT	Gestionnaires de réseau de transport, Allemagne
IPPs	Partenaires privés indépendants, pour Independants private partners
IRENA	Agence Internationale des Energies Renouvelables, pour International Renewable Energy Agency
IRESN	Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles, Maroc
LCoE	Coût actualisé de l'électricité , pour levelized cost of electricity
Loi EEG	Loi sur les énergies renouvelables, Allemagne
MASEN	Agence Marocaine pour le Développement Durable, pour Moroccan Agency for Sustainable Energy
MEME	Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement, Maroc
MENA	Moyen Orient et Afrique du Nord, pour Middle East and North Africa

NERSA	Autorité de régulation du secteur de l'énergie de l'Afrique du Sud, pour National Energy Regulator of South Africa
Ofgem	Bureau des marchés du gaz et de l'électricité, pour Office of Gas and Electricity Markets, Royaume Uni
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
OCP	Office Chérifien des Phosphates
OFPPT	Office de la formation professionnelle et de la promotion du travail, Maroc
ONEE	Office National de l'Electricité et de l'Eau potable, Maroc
ONUDI	Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
OWIC	Organismes de coopération britannique dans le secteur de l'éolien offshore, pour Offshore Wind Industry Council, Royaume Uni
PANER	Plan d'action national 2011-2020 pour les énergies renouvelables, Espagne, pour Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España
PERG	Programme d'électrification rurale, Maroc
PHS	Stockage d'énergie par pompage, pour Pumped Hydro Storage
PIB	Produit intérieur brut
PPA	Contrat de fourniture et d'achat d'électricité, pour Power Purchase Agreement
PPP	Partenariat public privé
PV	Photovoltaïque
REFIT	Programme de tarifs de rachat garantis pour les énergies renouvelables, pour Renewable Energy Feed-in Tariff, Afrique du Sud
REIPPPP	Programme d'approvisionnement auprès des producteurs indépendants d'énergie renouvelable, pour Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program, Afrique du Sud
R&D	Recherche et Développement
RO	Obligation relative aux énergies renouvelables, pour Renewables Obligation, Royaume Uni
ROC	Certificats d'obligation des énergies renouvelables, pour Renewable Obligation Certificates, Royaume Uni
SIE	Société d'Investissements Energétiques, Maroc
SMES	Stockage d'énergie magnétique supraconductrice, pour Superconducting Magnetic Energy Storage
SNG	Conversion d'électricité en gaz, pour Substitute Natural Gas, power to gas
Surtaxe EEG	Surtaxe sur les énergies renouvelables, Allemagne
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
UE	Union Européenne
UNESCO	Organisation des Nations unies pour l'éducation, la science et la culture, pour United Nations Educationnel, Scientific and Cultural Organisation
USD	Dollars américains
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication

TPES	Approvisionnement total en énergie primaire pour Total Primary Energy Supply
Sigles techniques	
kWh	Kilowatts heures
kWc	kilowatt-crête, unité de mesure utilisée pour évaluer la puissance atteinte par un panneau solaire lorsqu'il est exposé à un rayonnement solaire maximal.
MW	Mégawatts
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatts heures
GWth	Gigawatts <i>thermiques</i>
THT	Très haute tension
HT	Haute tension
MT	Moyenne tension
BT	Basse tension
CO2	Dioxyde de carbone

## Bibliographie

ADEME. (2017, Septembre). Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? . Récupéré sur <https://presse.ademe.fr/2017/09/etude-un-mix-electrique-100-enr-en-2050-quelles-opportunités-pour-decarboner-les-systemes-gaz-et-chaleur.html>

ADEME, A. (2018, Décembre). Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060. France. Récupéré sur <https://www.ademe.fr/trajec-toires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>

ADEME, E. C. (2014, septembre). Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire. Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire . Récupéré sur ADEME: <https://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-lelectricite-excedentaire>

Agora Energiewende. (2020). The German Power Market - State of Affairs in 2019. Berlin: Agora Energiewende.

Agora Energiewende, Aurora Energy Research. (2018). 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Stromhandel. Berlin: Agora Energiewende.

Agora Energiewende. (2019). The Liberalisation of Electricity Markets in Germany - History, Development and Current Status. Berlin: Agora Energiewende.

AMEE. (2020, Février). Programme des énergies renouvelables. (Groupedetravail, Intervieweur)

AREVA H2Gen. (2017, Mai 1). AREVA H2Gen plans 60 MW electrolysis plant, wins ZBT order', Fuel Cells Bulletin, 1 May, p. 10. doi: 10.1016/S1464-2859(17)30192-X.

Association négaWatt. (2013). Scénario négaWatt 2011 Dossier de synthèse.

Bennouna. (2019, Octobre 14). La croissance de la consommation énergétique enfin plus lente que la croissance économique à retrouver sur : <https://www.ecoactu.ma/la-croissance-de-la-consommation-energetique-enfin-plus-lente-que-la-croissance-economique/>. EcoActu .

Bersalli, G. (2019). Chile - An emerging key actor in the renewable energy arena. Potsdam: Climate-Change.org.

Bessarabov et al, D. G. (2016). Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications. Taylor & F. Récupéré sur [http://www.topsoe.com/sites/default/files/sunde\\_0.pdf](http://www.topsoe.com/sites/default/files/sunde_0.pdf).

Bloomberg NEF. (2019, March 05). Récupéré sur <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

BVG Associates. (2015). Methodology for measuring the UK content of UK offshore wind farms. London: DECC, Renewable UK, The Crown Estate.

C.Bouallou. (2015). Le stockage d'énergie. Presse des Mines.

CEA LITEN. (2018).

CEDEAO. (2018). Plan directeur pour le développement des Moyens régionaux de Production et de transport d'énergie électrique 2019-2033 (Rapport Final, Décembre 2018).

CIA. (2020, April 05). The World Factbook - Chile. Récupéré sur [cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ci.html](https://cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ci.html)

CIA. (2020a, March 30). The World Factbook - Germany. Récupéré sur [cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/gm.html](https://cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/gm.html)

CIA. (2020, April 04). The World Factbook - South Africa. Récupéré sur [cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sf.html](https://cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sf.html)

CIA. (2020b, March 30). The World Factbook - Spain. Récupéré sur [cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sp.html](https://cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sp.html)

CIA. (2020, March 29). The World Factbook - United Kingdom. Récupéré sur [cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/uk.html](https://cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/uk.html)

Clark, Sykes, Brown. (2019). Industrial Strategy - Offshore Wind Sector Deal. London: The National Archives.

ClusterSolaire. (2020). *Intégration Industrielle*. (GroupedeTravail, Intervieweur)

Connaissance des énergies. (2016, Avril 2012). Récupéré sur *Stockage d'électricité : qu'appelle-t-on le « Power to Gas »*: <https://www.connaissancedesenergies.org/stockage-delectricite-quappelle-t-le-power-gas-170908>

Deign, J. (2020, January 8). After Violent Clashes of 2019, Investors Reassess Chile's Prospects for Renewable Energy. Retrieved from [greentechmedia.com: https://www.greentechmedia.com/articles/read/after-violent-clashes-investors-reassess-chiles-renewabl](https://www.greentechmedia.com/articles/read/after-violent-clashes-investors-reassess-chiles-renewabl).

Deloitte. (2015). European energy market reform - Country profile: Germany. Zurich: Deloitte.

Deloitte, PROTERMOSOLAR. (2011). Macroeconomic impact of the Solar Thermal Electricity Industry in Spain. Madrid: Deloitte.

Deloitte, PROTERMOSOLAR. (2011). Macroeconomic impact of the Solar Thermal Electricity Industry in Spain. Madrid: Deloitte.

Deloitte. (2015). European energy market reform - Country profile: Germany. Zurich: Deloitte.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019). The UK's draft integrated national energy and climate plan (NECP). London: The National Archives.

Department of Energy & Climate Change. (2011). UK Renewable Energy Roadmap. London: Department of Energy & Climate Change.

DEPP. (2020).

*Economic Policy Forum. (2018). Mobilizing Private Capital for Green Energy Investments in South Africa. Berlin: Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).*

*Energiewende, A. (2017). The cost of renewable energy : A critical assessment of the impact Assessments underlying the clean Energy for All Europeans-Package. Berlin: Agora Energiewende.*

*ESMAP. (2019a). Annual Report 2019.*

*ESMAP. (2015). Competitiveness Assessment of MENA Countries to Develop a Local Solar Industry.*

*ESMAP. (2019b). Des mini-réseaux pour 1/2-milliard de personnes.*

*Facto Consultatoria em Energia. (2018). International Benchmarking - Expansion of Generation of Electric Power from Renewable Sources. Rio de Janeiro: GIZ.*

*Fédération de l'énergie. (15 avril 2020, Avril 15). 3ème réunion de la Commission Nationale Power to X. ENERGIE News #93 Lettre d'information bimensuelle .*

*Fraunhofer ISE. (2020). Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Freiburg: Fraunhofer ISE.*

*Frisari, G., & Feás, J. (2014). The Role of Public Finance in CSP - How Spain created a world-leading industry then shattered investor confidence. Venice: Climate Policy Initiative.*

*GET.invest. (2020, April 4). GET.invest - South Africa. Retrieved from [get-invest.eu/market-information/south-africa/energy-sector/](http://get-invest.eu/market-information/south-africa/energy-sector/).*

*GIZ. (2016). Étude de l'effet sur l'emploi d'un régime d'autoproduction avec facturation nette d'électricité (Lois 13-09 et 58-15) issue d'installations photovoltaïques connectées au réseau de basse tension au Maroc. (Octobre 2016).*

*Hashem, H. (2018, December 5). CSP as an engine for job creation. Retrieved from Center for Mediterranean Integration: <https://cmimarseille.org/menacspkip/csp-engine-job-creation/>.*

*Hashimoto et al, K. Y.-M. (1999). Global CO2 recycling—novel materials and prospect for prevention of global warmin.*

*HFC\_JU. (2011). Fuel Cell and Hydrogen Technologies in Europe. Financial and Technology Outlook on the European Sector Ambition 2014-2020, Technology Forecast.*

*HFC\_JU. (2017, Janvier). Fuel Cell and Hydrogen Technologies in Europe. Final Evaluation of the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2008-2014) operating under FP7 - Expert Group Report .*

*Hydrogen Council. (2017, November). [www.hydrogencouncil.com](http://www.hydrogencouncil.com). Récupéré sur *Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition* p. 80.*

*IEA. (2019b). Africa Energy Outlook 2019.*

*IEA. (2018). Energy Policies Beyond IEA Countries - Chile. Paris: International Energy Agency.*

*IEA. (2013). Energy Policies of IEA Countries - Germany. Paris: International Energy Agency.*

IEA. (2015). Energy Policies of IEA Countries - Spain. Paris: International Energy Agency.

IEA. (2019a). Energy Policies, Morocco.

IEA. (2020, April). Global Energy Review 2020. The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions. Récupéré sur IEA.org: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>

IEA SolarPaces. (2018). Fonctionnement du CSP: tour, auge, fresnel ou plat (12 juin 2018 ) à retrouver sur : <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/>.

IEA SolarPaces. (2019, Mai 24). Morocco Breaks New Record with 800 MW Midelt 1 CSP-PV at 7 Cents à retrouver sur : <https://www.solarpaces.org/morocco-breaks-new-record-with-800-mw-midelt-1-csp-pv-at-7-cents/>. CSP News & Analysis .

IEA. (2019c). United Kingdom 2019 Review. Paris: International Energy Agency.

Institute for Applied Ecology. (2018). Wieviel kostet erneuerbarer Strom? Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018. Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts. Berlin: Institute for Applied Ecology.

IRENA. (2015). Africa 2030 : Road for a Renewable Energy Future.

IRENA. (2015c). Evaluating Renewable Energy Manufacturing Potential in the Mediterranean Partner Countries.

IRENA. (2019e). Futur of Solar Photovoltaic à retrouver sur : <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>.

IRENA. (2020c). Global Renewables Outlook, Energy Transformation 2050.

IRENA. (2019a). Renewable Capacity Statistics 2019. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2020). Renewable Capacity Statistics 2020. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2019c). Renewable Cost Data base and Auctions Database à retrouver sur : <https://www.solarpaces.org/morocco-breaks-new-record-with-800-mw-midelt-1-csp-pv-at-7-cents/>.

IRENA. (2019d). Renewable Energy and Jobs, Annual Review 2019.

IRENA. (2015a). Renewable Energy Policy Brief - Chile. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2015b). Renewable Energy Prospects: Germany, REmap 2030 analysis. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

- IRENA. (2019b). Renewable Power Generation Costs in 2018. *Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.*
- IRENA. (2020b). Renewable Power Génération costs in 2019.
- IRENA. (2015d). Renewables and electricity storage: A technology roadmap for REmap 2030. June 2015.
- IRENA. (2020a). Statistiques de capacité renouvelable 2020.
- IRENA, IEA and REN21. (2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition. *Paris: IRENA, IEA, REN21.*
- IRESEN. (2019). Recherche appliquée et innovation au service de la transition énergétique.
- Jensen et al, J. .. (2011, Avril). From Coal To Clean Energy', Nitrogen+Syngas, pp. 1–5. *Récupéré sur www.topsoe.com:*  
[http://www.topsoe.com/sites/default/files/topsoe\\_from\\_coal\\_to\\_clean\\_energy\\_nitrogen\\_syngas\\_march\\_april\\_2011.pdf](http://www.topsoe.com/sites/default/files/topsoe_from_coal_to_clean_energy_nitrogen_syngas_march_april_2011.pdf).
- Kezibri K., B. C. (2017). *international journal of hydrogen energy* . Volume 42 19411 -19419 .
- Kohegura. (2017). Local Content in the UK Offshore Wind Industry - The Role of CfD in developing the UK Offshore Wind Supply Chain. *Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.*
- Koji Hashimoto et al, K. K. (2014). 'The production of renewable energy in the form of methane using electrolytic hydrogen generation', *Energy, Sustainability and Society*, 4(1), p. 17. doi: 10.1186/s13705-014-0017-5.
- Kopp et al, M. C. (2017, Mai 11). *Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis*. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 42, Issue 19, Pages 13311-13320 .
- Kraemer, S. (2018, September 12). Can Spain revive the CSP industry it killed? Retrieved from SolarPACES: <https://www.solarpaces.org/can-spain-revive-the-csp-industry-it-killed/>.
- Kraemer, S. (2017, November 30). How has Spain's concentrated solar thermal power performed? . Retrieved from SolarPACES: <https://www.solarpaces.org/spains-concentrated-solar-thermal-power-performed/>.
- Lehr et al, M. D. (2015). *Shell-and-tube reactor for carrying out catalytic gas phase reactions*.
- Libra, M. (2018, October 31). Chile: Land of opportunity for renewable energy. Retrieved from pv-tech.org: <https://www.pv-tech.org/guest-blog/chile-land-of-opportunity-for-renewable-energy>.
- MASEN. (2020, Février 2020). *Programme des énergies renouvelables. (Groupedetravail, Intervieweur)*
- Ministère de l'énergie, des mines et de l'environnement. (2020, Février). *Programme des énergies renouvelables. (Groupe de travail, Intervieweur)*
- Ministerio de Energia. (2015). Energy 2050 - Chile's Energy Policy - Executive Summary. *Santiago: Government of Chile.*

N.Kezibri. (2018). Thèse de doctorat. *Mines ParisTech*.

Nasirov, S., Cruz, E., Agostini, C., & Silva. (2019). Policy Makers' Perspectives on the Expansion of Renewable Energy Sources in Chile's Electricity Auctions. *Santiago: Energies*.

*New Energy Update*. (2019, November 27). Chile CSP developer predicts world's lowest price in June. Retrieved from New Energy Update: <https://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/chile-csp-developer-predicts-worlds-lowest-price-june>.

*Oeko-Institut*. (2016). Projected EEG costs up to 2035. A study commissioned by Agora Energiewende. *Berlin: Agora Energiewende*.

*Offshore Wind Industry Council*. (2019). The UK Offshore Wind Industry: Supply Chain Review. *Offshore Wind Industry Council*.

ONEE. (2019b, JUILLET). Récupéré sur CA ONEE: [http://www.onep.ma/news/2019/CA-2019/Dos-spec-CA-ONEE\\_Fr.pdf](http://www.onep.ma/news/2019/CA-2019/Dos-spec-CA-ONEE_Fr.pdf)

ONEE. (2018b). Chiffres clés 2018.

ONEE. (2020, Février). *Programme des énergies renouvelables*. (Groupedetravail, Intervieweur)

ONEE. (2018a). Rapport d'activités 2017.

ONEE. (2019a). Rapport d'activités 2018.

*Oxford University*. (2020, May 04). Oxford Smith School of Enterprise and the Environment. Récupéré sur SSEE: <https://www.smithschool.ox.ac.uk/publications/wpapers/workingpaper20-02.pdf>

Parnell. (2020, March 13). How UK Fight for Offshore Wind Jobs Could Reset the Supply Chain. Retrieved from *greentechmedia.com*: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-uk-fight-for-offshore-wind-jobs-could-reset-supply-chain>.

Proano, M. (2018, July 9). Is an energy revolution underway in Chile? Retrieved from *energytransition.org*: <https://energytransition.org/2018/07/is-an-energy-revolution-underway-in-chile/>.

R. Lavergne, I. Pavel et I. Fauchoux. (2019, Mars). *Stockage stationnaire de l'électricité*. Conseil Général de l'Economie .

Ramos Miranda, Natalia A. (2019, October 30). In Chile's Atacama Desert, a cautionary tale for bold renewable energy vows. Retrieved from *Reuters*: <https://www.reuters.com/article/us-chile-energy-solar/in-chiles-atacama-desert-a-cautionary-tale-for-bold-renewable-energy-vows-idUSKBN1X9132>.

RAP. (2019). *Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen*. *Berlin: Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project*.

RAP. (2015). Report on the German power system. Version 1.2 Study commissioned by Agora Energiewende. *Brussels: The Regulatory Assistance Project*.

REN21. (2020). *Global Status Report*.

REN21. (2019). *Renewables 2019, Global Status Report*.

*Renewable UK. (2017). Offshore Wind Industry Investment in the UK - 2017 Report on Offshore Wind UK Content. . Renewable UK.*

*RES Legal. (2020, March 30). res-legal.eu. Retrieved from res-legal.eu/search-by-country/germany.*

*SolarPowerEurope. (2019). Global Market Outlook 2019-2023.*

*University of oxford. (2020, May 05). University of Oxford. Récupéré sur News & Events : Building back better: A net-zero emissions recovery Green COVID-19 recovery packages will boost economic growth and stop climate change: <https://www.ox.ac.uk/news/2020-05-05-building-back-better-net-zero-emissions-recovery-green-covid-19-recovery-packages>*

*Welisch. (2019). The market environment for CSP projects in Europe (D6.1) - a report compiled within the H2020 project Market Uptake of Solar Thermal Electricity through Cooperation (MUSTEC). Madrid: Centro de Investigaciones Energeticas.*

*World Bank Group and Clean Technology Found. The Middle East and North Africa Concentrated Solar Power Knowledge and Innovation Program.*

*World Bank Group. (2019). Lessons from the Power Sector Reforms, the case of Morocco, August 2019.*

*World Bank Group. (2014). Review of the South Africa Renewable Energy IPP Process. Washington DC: World Bank Institute.*

*World Bank. (2018). Morocco - Noor Solar Power Project : additional financing à retrouver sur : <https://documents.banquemondiale.org/fr/publication/documents-reports/documentdetail/138481528687821561/morocco-noor-solar-power-project-additional-financing>.*

*World Resources Institute. (2013). Mobilizing Climate Investment - The Role of International Climate Finance in Creating Readiness for Scaled-Up, Low-Carbon Energy. Washington DC: World Resource Institute.*

*Zainab Usman, Tayeb Amegroud. (2019). Lessons learned from the Power Sector Reforms, the case of Morocco.*

*Zuberbühler et al, U. S. (2015). 'Power-to-Gas : Technical progress and perspectives'. 9th IRES Conference. Düsseldorf.*

## Liste des figures

Figure 01 : Part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité, fin 2018 .....	8
Figure 02 : Part de l'électricité renouvelable dans les villes, 2017.....	9
Figure 03 : Nombre de pays avec des politiques .....	10
Figure 04 : Capacité additionnelle en électricité renouvelable .....	11
Figure 05 : Coût moyen actualisé commercial de l'électricité .....	12
Figure 06 : Evolution des coûts de production de l'électricité .....	12
Figure 07 : Capacité mondiale en solaire CSP par pays et par région, 2008-2018 .....	14
Figure 08 : Capacité mondiale en éolien marin par région, 2008-2018.....	15
Figure 09 : Investissement dans les nouvelles capacités énergétiques, 2018.....	16
Figure 10 : Investissement dans l'énergie renouvelable par technologie, 2018 .....	17
Figure 11 : Energie renouvelable dans la consommation totale finale d'énergie, par secteur, 2017.....	18
Figure 12 : Investissement pour l'accès à l'électricité hors réseau, 2013-2018.....	19
Figure 13 : L'électricité renouvelable, plus grand vecteur énergétique en 2050 .....	22
Figure 14 : Demande totale en énergie primaire, 2018.....	23
Figure 15 : Electricité produite par source d'énergie, 2018.....	24
Figure 16 : Investissements en combustibles par secteur en Afrique Subsaharienne et moyenne des besoins en investissements selon le scénario des politiques actuelles.....	28
Figure 17 : Situation actuelle des énergies renouvelables dans les pays ciblés.....	36
Figure 18 : Les quatre piliers de la politique énergétique 2050 du Chili.....	51
Figure 19 : Processus de participation "Energy 2050" .....	54
Figure 20 : Axes stratégiques de la feuille de route 2035 et 2050 dérivés des visions du sous-secteur jusqu'en 2050 .....	55
Figure 21 : Fonctionnement du marché allemand de l'électricité.....	60
Figure 22 : Exigences de contenu local et allocation des dépenses.....	75
Figure 23 : REIPPPP – Sociétés privées impliquées dans l'évaluation.....	80

Figure 24 : Type de créanciers des trois premiers tours du REIPPPP .....	82
Figure 25 : Capacité CSP en Espagne par année .....	88
Figure 26 : Distribution des investissements pour une centrale de 50 MW à miroirs cylindro- paraboliques .....	91
Figure 27 : Détails des pourcentages d'investissement qui restent en Espagne pour une centrale CSP avec stockage.....	92
Figure 28 : Organisation du secteur de l'électricité au Maroc.....	105
Figure 29 : Projets solaires et éoliens réalisés et en cours d'exploitation.....	108
Figure 30 : Consommation finale totale d'énergie par secteur.....	114
Figure 31 : Part des énergies renouvelables dans la consommation totale finale en énergie, 2000-2016.....	115
Figure 32 : Les technologies solaires et éoliennes.....	119
Figure 33 : Schéma récapitulatif du programme solaire Noor.....	120
Figure 34 : Les technologies solaires CSP.....	120
Figure 35 : Les technologies solaires CSP utilisées à travers le monde .....	121
Figure 36 : Tendances des coûts d'électricité actualisés et des prix d'adjudications des CSP, 2010-2022.....	123
Figure 37 : Prévisions de l'expansion des énergies renouvelables à l'horizon 2050.....	124
Figure 38 : Courbe de charge d'une journée type selon la saison été/hiver (Année 2012) ....	125
Figure 39 : Comparaison du LCoE CSP vs PV (6 heures de stockage), 2015-2030 (NREL,2016) .....	127
Figure 40 : Production d'électricité par source, 1973-2017 .....	129
Figure 41 : Evolution de la demande en MW sur la période 2015-2030.....	130
Figure 42 : Croissance de la consommation énergétique (kWh/habitant.an) .....	130
Figure 43 : Répartition de l'énergie injectée par nature de combustible, 2018.....	132
Figure 44 : Plan de MASEN pour atteindre 52% à l'horizon de 2030.....	133
Figure 45 : Le cluster solaire.....	137

Figure 46 : Paramètres de compétitivité au Maroc comparés aux moyennes de la région MENA et d'un groupe benchmark de pays.....	139
Figure 47 : Exigences en investissements vs complexité technologique pour l'industrie CSP	140
Figure 48 : Opportunités pour le développement d'une industrie autour du CSP .....	141
Figure 49 : Investissements requis vs complexité technologique pour l'industrie du PV.....	142
Figure 50 : Opportunités pour le développement d'une industrie autour du PV .....	143
Figure 51 : Evaluation du potentiel des technologies CSP et PV.....	144
Figure 52 : Emplois créés par les sources d'énergies renouvelables.....	145
Figure 53 : Emplois générés au Maroc par les technologies renouvelables .....	146
Figure 54 : Classification des systèmes de stockage de l'énergie électrique.....	150
Figure 55 : Niveau de maturité des systèmes de stockage de l'électricité.....	151
Figure 56 : Résultats de l'enquête sur les prix des batteries lithium-ion : moyenne pondérée en volume .....	154
Figure 57 : Positionnement de différents systèmes de stockage .....	154
Figure 58 : Schéma de principe de Power to Gas.....	163
Figure 59 : Capacités et durées de stockage de l'électricité par différents moyens.....	169
Figure 60 : Illustration de la stratégie de stockage court et long terme pour établir l'équilibre entre la production et la demande d'électricité.....	170
Figure 61 : Concept du Power-to-Gas imaginé par Hashimoto et al.....	171
Figure 62 : Pilote Energiepark Mainz.....	175
Figure 63 : Exemple de planification des périodes de fonctionnement de l'installation, .....	176
Figure 64 : Concept EMO.....	177
Figure 65 : Unité Power-to-Gas de 250kW conçue par Etogas et ZSW, efficacité exprimée par rapport au PCI du gaz produit.....	179
Figure 66 : Exemple de la réponse temporelle du démonstrateur Audi en régime transitoire .....	181
Figure 67 : Concepts du système électrolyseur multi-mégawatt proposés par AREVA H2Gen, Siemens et ITM Power .....	182
Figure 68 : Modèle financier de MASEN pour les projets solaires.....	201
Figure 69 : Graphe résultat ONEE.....	205

## Liste des tableaux

Tableau 01 : Capacités installées en énergies solaire et éolienne 2017-2019.....	10
Tableau 02 : Evolution des coûts de l'électricité produite par les énergies solaires et éoliennes .....	16
Tableau 03 : Exemples de coopération institutionnelle avec l'Afrique .....	32
Tableau 04 : Facteurs clés de succès issus du Benchmarking.....	38
Tableau 05 : Changements dans la conception des enchères depuis 2014.....	52
Tableau 06 : Installations solaires en exploitation.....	109
Tableau 07 : Installations solaires en projet.....	110
Tableau 08 : Installations éoliennes en exploitation.....	112
Tableau 09 : Installations éoliennes en projet.....	113
Tableau 10 : Répartition de l'électricité vendue en 2017 - 2018 .....	132
Tableau 11 : Emplois au complexe Noor Ouarzazate .....	147
Tableau 12 : Comparaison entre les différentes technologies de stockage/ .....	153
Tableau 13 : Projets Green Energy Park .....	161
Tableau 14 : Projets Green Smart Building Park .....	162
Tableau 15 : Production d'hydrogène au Maroc.....	164
Tableau 16 : Comparaison des caractéristiques des deux technologies d'électrolyse basse température .....	172
Tableau 17 : Pilotes de démonstration PtH2 .....	174
Tableau 18 : Pilotes de démonstration PtSNG .....	180