

## **Thèse n°2 sur les systèmes électriques fortement décarbonés**

**Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie**

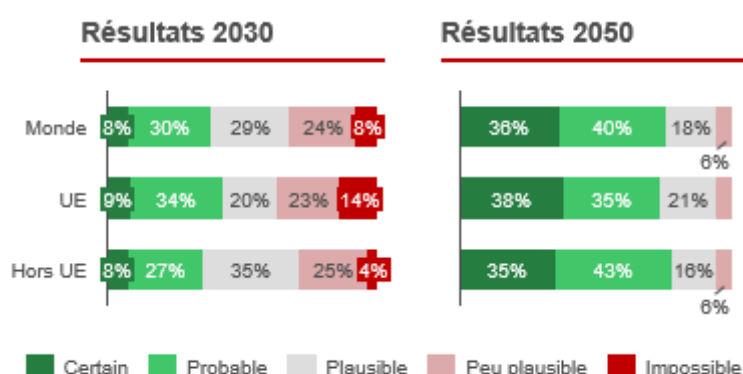
Mai 2018



## I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

a. A l'échelle mondiale, le développement des nouvelles capacités électriques sera très majoritairement renouvelable. Au sein des pays développés, des systèmes électriques très fortement décarbonés (>80%) émergeront à terme, au plus tard à l'horizon 2050  
b. et seront compétitifs (par rapport au thermique fossile) dans les zones interconnectées comme a fortiori dans les ZNI.

### a) Systèmes électriques décarbonés



- A l'horizon 2030 les avis sont encore partagés sur cette thèse**, avec 40-45% d'avis positifs en fonction des zones géographiques mais aussi plus d'un tiers d'avis négatifs et un pourcentage d'avis « Impossible » atteignant plus de 10% en Europe. L'atteinte de systèmes électriques à plus de 80% décarbonés à cette échéance assez proche paraît en effet difficilement réalisable aux yeux d'une partie du panel, ce qui explique la majorité des réserves exprimées, et en particulier les avis « Impossible ». Les commentaires mettent bien en avant le coût des ENR qui a « chuté de manière considérable et est maintenant très compétitif », mais également l'intermittence de ces moyens de production et leur intégration coûteuse au réseau lorsqu'elles atteignent des taux très élevés de pénétration. Par ailleurs « les solutions politiques mises en œuvre ne donnent pas encore de certitudes sur le fait que de nouvelles capacités fossiles ne seront pas construites et mises sur le réseau à horizon 2030 », en particulier dans les pays en développement qui pourraient continuer à en construire de manière massive pour répondre à l'augmentation de leur demande. A court et moyen terme, une partie du panel met donc en doute le fait que les nouvelles capacités soient « très majoritairement renouvelables » dans les pays en développement.
- A l'horizon 2050 en revanche un large consensus émerge en faveur de la thèse, avec environ 75% d'avis positifs.** L'importance de la baisse des coûts des solutions de stockage (notamment saisonnier) est mise en avant dans les commentaires comme nécessaire pour atteindre des pourcentages de production décarbonée de l'ordre de 80% sans une part élevée du nucléaire, ainsi que l'importance des prix du CO2. Les rôles potentiels des technologies de CCS et du nouveau nucléaire sont également soulignés dans un nombre plus marginal de commentaires.

#### Extraits des commentaires :

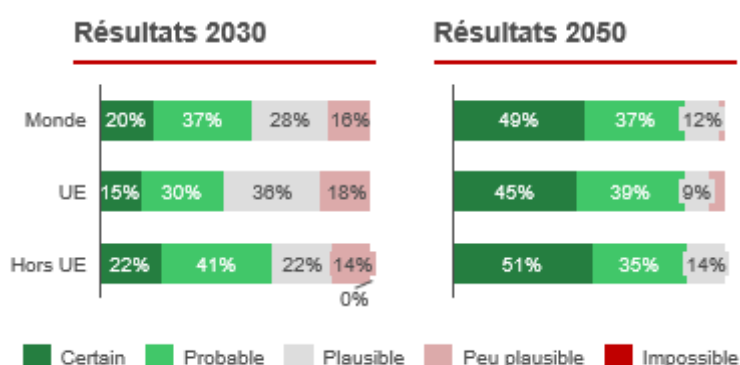
➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- “As prices for renewable energy sources continue to decline worldwide, this category of generation will become the dominant form of new resources. Additionally, much progress has been made on the integration of variable renewable generation into the grid, both at the transmission and distribution grid levels. Further advances and price declines in energy storage technologies will accelerate this trend over the next 10 to 12 years.”
- “The only significant countervailing force to this trend is the political power of the fossil fuel industry. Other factors - the economics, the technology, the increasing frequency and severity of extreme weather events and the needs of people most affected by greenhouse gas impacts - will create an accelerating trend toward renewable power generation.”
- “The time period to 2030 is too short for a deep energy transformation that is required to shift towards deep decarbonization with more than 80% of carbon-free energy production even if penetration of renewable energy penetrates with higher rates compared to what we have seen so far. However, with more ambitious energy and climate policies this is likely to be achieved by 2050.”
- “Storage of power from low carbon systems is a key to achieving a percentage over 80.”

➤ **Réserves exprimées :**

- “These scenarios are technically very plausible, but the political realization is currently not yet there to give us certainty that fossil will not be built and locked in. Especially in the 2030 timeframe.”

## b) Compétitivité ENR



- **Cette thèse génère dès 2030 une majorité d'avis positifs**, certains commentaires soulignant que « la parité réseau est déjà atteinte dans certaines zones ». Cependant **des incertitudes persistent, notamment parmi les répondants européens qui n'atteignent que ~45% d'avis positifs contre plus de 60% hors Europe**. Cet écart entre les européens et non européens est attribuable au fait que les systèmes interconnectés européens sont très efficaces, ce qui rend plus difficile d'envisager des systèmes très fortement ENR compétitifs à échéance aussi courte. Les répondants européens relèvent que même si les LCOE des renouvelables sont ou vont devenir à court terme compétitifs par rapport aux énergies fossiles, « le service complet délivré » par les moyens de production renouvelables est très différent, et qu'à horizon 2030 la compétitivité d'un système électrique très majoritairement ENR n'est pas évidente. Cela est particulièrement vrai en l'absence de taxation carbone élevée et dans les pays où les ressources naturelles en gaz sont abondantes.
- **Le consensus en faveur de la thèse est en revanche très marqué à horizon 2050, de manière homogène en Europe et dans le reste du monde**, avec des taux de certitude élevés (>40%). Des conditions sont évoquées, comme une « valeur [élevée] de l'externalité CO2 dans

les marchés », la poursuite de la baisse des coûts des ENR et la chute des coûts du stockage. Il est également souligné qu'atteindre un système 100% ENR est plus difficile qu'un système 80% ENR, et certains commentaires estiment que dans un système 80% ENR il restera probablement – même à 2050 – des capacités fossiles minoritaires qui ne tourneront que rarement, en guise de « back-up » et éventuellement pour fournir des services systèmes.

#### **Extraits des commentaires :**

##### ➤ **Verbatim en faveur de la thèse :**

- « Ils seront d'autant plus compétitifs si des décisions politiques sur la taxation des émissions de CO2 viennent accompagner cette transition. »
- *“They would be cost competitive now, except for the fact that we've not been able to quantify in a compelling way some of the main benefits of low-carbon and the costs of high-carbon energy systems. For example, resilience is mentioned often in the power sector but thus far we don't have a good definition or a way to quantify its value. If low-carbon doesn't "pencil out" it's mainly because we don't have the right pencil.”*
- *“They are already competitive, and as the penetration of renewables exceeds 50% in the next decade or so, even the need for additional energy storage and network strengthening will still see renewables as being more competitive.”*

##### ➤ **Réserves exprimées :**

- *“The answer for 2030 will depend on the cost of battery storage and systems for maintaining reliability on a grid with high penetrations of non-dispatchable renewables. Clearly a solvable problem, hence its plausibility.”*
- *“The answer depends on the structure of the system, but renewable energies do not provide a constant supply of energy, and can vary with conditions. Solar for example will not provide much energy during night-time. The improvement of battery technologies will be much more important for non-interconnected areas where the geographic sparseness makes for example recharging of electric car batteries more difficult owing simply to few recharging stations being available. However, these problems are known and many efforts are underway to manage the load in such situations. I anticipate by 2050 the core issues will have been resolved.”*

<b>I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD .....</b>	<b>2</b>
a) <i>Systèmes électriques décarbonés</i> .....	2
b) <i>Compétitivité ENR</i> .....	3
<b>II. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE .....</b>	<b>7</b>
1) SI LES ENERGIES RENOUVELABLES (ENR) SONT DEJA LARGEMENT PRIVILEGIEES DANS LES DEVELOPPEMENTS DE NOUVELLES CAPACITES DANS LES PAYS DEVELOPPES, LES EVOLUTIONS RECENTES DES PLANS STRATEGIQUES DES PRINCIPAUX PAYS EN DEVELOPPEMENT (CHINE ET INDE NOTAMMENT) MONTRENT QU'ELLES SONT EN PASSE DE LE DEVENIR DES AUJOURD'HUI A L'ECHELLE MONDIALE .....	7
2) PLUSIEURS ETUDES RECENTES, AVEC UNE APPROCHE ET MODELISATION GLOBALE DU SYSTEME ELECTRIQUE, CONCLUENT A LA FAISABILITE D'UN MIX ELECTRIQUE FORTEMENT DECARBONE (>80%) ET COMPETITIF (PAR RAPPORT AU THERMIQUE FOSSILE) A HORIZON 2050 .....	8
3) CES CONCLUSIONS POSITIVES SONT EN PARTICULIER VRAIES POUR LES ZONES NON INTERCONNECTEES DANS LESQUELLES LE COUT DE L'ALTERNATIVE AUX ENERGIES RENOUVELABLES EST PLUS ELEVE .....	11
4) SI LA COMPETITIVITE EST CREDIBLE POUR UN SYSTEME AVEC UN TAUX DE PENETRATION DE L'ORDRE DE 80% ENR, ELLE PARAIT EN REVANCHE MOINS ACCESSIBLE POUR UN SYSTEME S'APPROCHANT DU 100% ENR, LES SURCOUTS « MARGINAUX » LIES AU STOCKAGE (PERMETTANT LA COUVERTURE PAR LES ENR DES DERNIERS % DE LA CONSOMMATION) CROISSANT DE MANIERE QUASI EXPONENTIELLE A L'APPROCHE DU 100%.....	13
<b>III. ARGUMENTS NUANÇANT OU ALLANT A L'ENCONTRE DE LA THESE .....</b>	<b>14</b>
1) DANS LES DIFFERENTES ETUDES ANALYSEES, LA COMPETITIVITE COMPAREE DES DIFFERENTS SYSTEMES ELECTRIQUES N'EST PAS UNE COMPETITIVITE « INTRINSEQUE » (I.E. HORS TAXE) MAIS SUPPOSE UNE TAXATION ELEVEE DU CARBONE .....	14
2) LA COMPETITIVITE D'UN MIX TRES FORTEMENT DECARBONE EST JUGEE ACCESSIBLE MAIS POUR DES PRIX DES COMMODITES PLUS ELEVES QUE LES PRIX ACTUELS .....	14
3) LA COMPETITIVITE D'UN MIX ELECTRIQUE TRES FORTEMENT DECARBONE NECESSITE UNE AUGMENTATION SIGNIFICATIVE DE LA FLEXIBILITE DE LA DEMANDE (A LA HAUSSE COMME A LA BAISSSE) PAR RAPPORT AU NIVEAU ACTUELLEMENT CONNU (NOTAMMENT POUR LIMITER LE RECOURS AU STOCKAGE), DONT LES COUTS SONT INCERTAINS	15
4) LES COUTS D'ADAPTATION DU RESEAU POUR LA MISE EN ŒUVRE DE TELS SYSTEMES ELECTRIQUES SONT INCERTAINS ET VARIABLES SELON LES ETUDES .....	15
5) LE DEVELOPPEMENT MASSIF DES CAPACITES RENOUVELABLES NECESSITERA UN BESOIN DE FONCIER IMPORTANT QUI POURRAIT ACCROITRE LES DIFFICULTES LIEES A L'ACCEPTABILITE .....	17
6) LA FORTE PENETRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DU STOCKAGE POURRAIT ACCENTUER LE RISQUE DE PENURIE COURT TERME DE RESSOURCES ET DE DEPENDANCE A CERTAINS PAYS CLES .....	17
<b>IV. ANNEXES.....</b>	<b>19</b>
1) SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE « UN MIX ELECTRIQUE 100% RENOUVELABLE ? ANALYSES ET OPTIMISATIONS » DE L'ADEME (2015) .....	19
a) <i>Présentation de l'étude</i> .....	19
b) <i>Principales hypothèses structurantes</i> .....	19
2) SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE « RENEWABLES VERSUS FOSSIL FUELS – COMPARING THE COSTS OF ELECTRICITY SYSTEMS » D'AGORA ENERGIEWENDE (2017).....	20

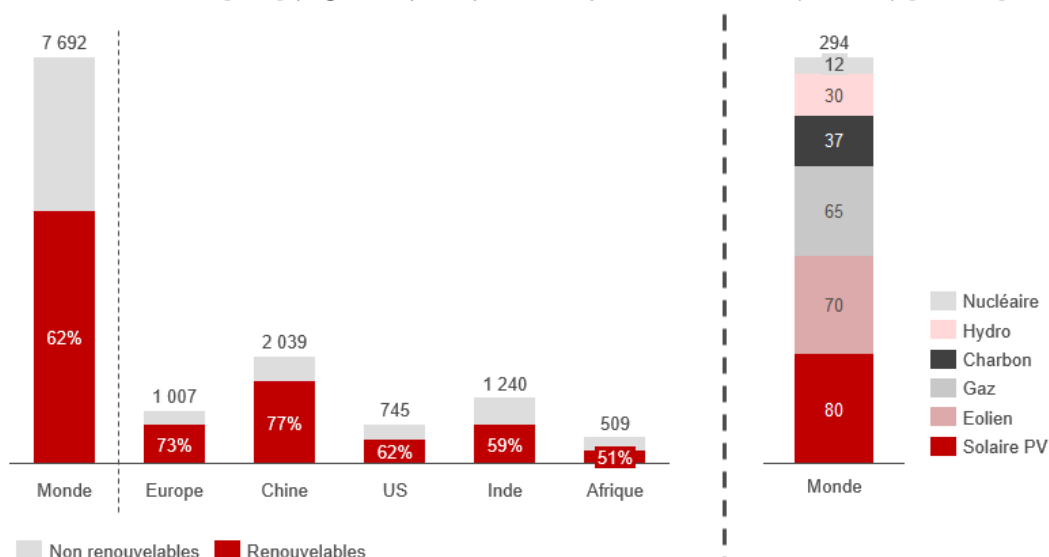
a) <i>Présentation de l'étude</i> .....	21
b) <i>Principales hypothèses structurantes</i> .....	21
3) GLOSSAIRE .....	22
4) LISTE DES FIGURES.....	22
5) BIBLIOGRAPHIE .....	23

## II. Arguments en faveur de la thèse

### 1) Si les énergies renouvelables (ENR) sont déjà largement privilégiées dans les développements de nouvelles capacités dans les pays développés, les évolutions récentes des plans stratégiques des principaux pays en développement (Chine et Inde notamment) montrent qu'elles sont en passe de le devenir dès aujourd'hui à l'échelle mondiale

Les énergies renouvelables sont déjà largement privilégiées dans les pays développés et devrait continuer de l'être : selon le scénario de référence *New Policies* de l'AIE<sup>1</sup>, entre 2017 et 2040 62% des nouvelles capacités installées au niveau mondial seront renouvelables. L'effort viendra ainsi des pays développés (73% des nouvelles capacités européennes seront renouvelables selon le scénario de l'AIE) mais aussi nécessairement des pays en développement comme la Chine et l'Inde (voir Figure 1)

Figure 1 : Ajouts cumulés de capacités de production par région dans le scénario *New Policies* de l'AIE entre 2017 et 2040 [GW] (à gauche), et rythme moyen d'installation (à droite) [GW/an]



Source : AIE – 2017 – « World Energy Outlook »

La Chine et l'Inde présentent déjà à plus court terme des plans stratégiques ambitieux concernant les énergies renouvelables. En Chine, les énergies renouvelables devraient couvrir 50% des ~1000 TWh d'augmentation prévue de la demande entre 2016 et 2020. L'Inde quant à elle présente un plan de développement des capacités renouvelables très ambitieux avec 100 GW additionnels de solaire et 60 GW d'éolien à horizon 2022<sup>2</sup>, permettant ainsi de couvrir ~75% des 374 TWh d'augmentation de la demande nationale. Si la crédibilité des ~18 GW de capacités solaires à installer par an peut être questionnée, cet objectif témoigne néanmoins d'une ambition certaine dans le développement de nouvelles capacités renouvelables.

<sup>1</sup> Le scénario « Sustainable Development » de l'AIE comprend des proportions de capacités renouvelables encore supérieures. Ce scénario permet d'atteindre les objectifs de développement humain de l'ONU, dont la limitation à 2 degrés du réchauffement de la Terre.

<sup>2</sup> Le plan indien de la *Central Electricity Authority* et les objectifs chinois du *13<sup>th</sup> Five Year Plan*, sont détaillés dans la monographie n°1 sur la compétitivité des moyens de production renouvelables et les conséquences sur le système électrique.

## 2) Plusieurs études récentes, avec une approche et modélisation globale du système électrique, concluent à la faisabilité d'un mix électrique fortement décarboné (>80%) et compétitif (par rapport au thermique fossile) à horizon 2050

Les arguments principaux en faveur de cette thèse sont les trajectoires de baisse des coûts impressionnantes qu'ont connues ces dernières années les énergies renouvelables et le stockage [cf. [monographie n°1 sur la compétitivité relative des moyens de production électrique et les conséquences sur le réseau](#)]. Ces éléments seuls ne sont néanmoins pas suffisants pour évaluer la compétitivité d'un mix électrique fortement ENR. La gestion de l'équilibre offre-demande des systèmes actuels est largement différente de celle d'un système à forte proportion ENR (>80%), majoritairement intermittente. L'analyse de la compétitivité doit donc inclure le système dans son ensemble et modéliser tous les coûts liés à l'équilibre entre l'offre et la demande et comparer le coût complet d'un MWh électrique livré<sup>3</sup>.

Plusieurs études ont déjà effectué ce type de comparaisons : à l'échelle française l'Ademe, en 2015, a réalisé l'étude « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations ». En Allemagne, *Agora Energiewende* a réalisé en Juillet 2017 une étude<sup>4</sup> comparant les coûts d'un système électrique fortement renouvelable aux coûts d'un système fossile<sup>5</sup>. Au delà de la France et l'Allemagne, plusieurs études de ce type ont été réalisées à l'échelles des zones non interconnectées (ZNI), par exemple par l'Irena<sup>6</sup>. Bien que ces études ne discutent pas des trajectoires nécessaires pour arriver aux systèmes électriques modélisés et aux résultats décrits et ne prennent donc pas en compte les éventuels coûts échoués, elles permettent d'obtenir une comparaison relative entre plusieurs mix électriques à un horizon long terme (2050), et fournissent ainsi des informations sur la compétitivité relative d'un système fortement renouvelable.

Les principales conclusions de ces études sont décrites ci-après. Plus de détails sont présentés en annexe du document.

L'étude de l'Ademe analyse les impacts techniques et économiques d'une part importante du mix électrique assurée par les énergies renouvelables au sein du système électrique français à horizon 2050. Cela est réalisé à travers plusieurs scénarios de mix électrique (un scénario à 40% ENR et 55% nucléaire, puis 3 scénarios à 80%, 95% et 100% d'énergies renouvelables dans le mix électrique).

**L'étude met en avant deux conclusions principales :**

- **Les coûts complet total du MWh électrique livré de l'électricité sont très proches d'un scénario à l'autre** (entre 2 et 4% d'écart)
- **Le scénario à 80% d'énergies renouvelables est le plus compétitif. Il est notamment plus compétitif que le scénario à 40% ENR et 55% de nucléaire** (+5€/MWh de différence), mais inclut néanmoins dans le mix électrique 5% de la production d'origine fossile (gaz naturel) en plus que les scénarios « 95% ENR » et « 40% ENR + 55% nucléaire »

---

<sup>3</sup> Incluant les coûts d'investissement dans le parc de production, dans l'amélioration du réseau et le développement de moyens de flexibilité (stockage et flexibilité de la consommation)

<sup>4</sup> Agora Energiewende - 2017 - « *Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems* »

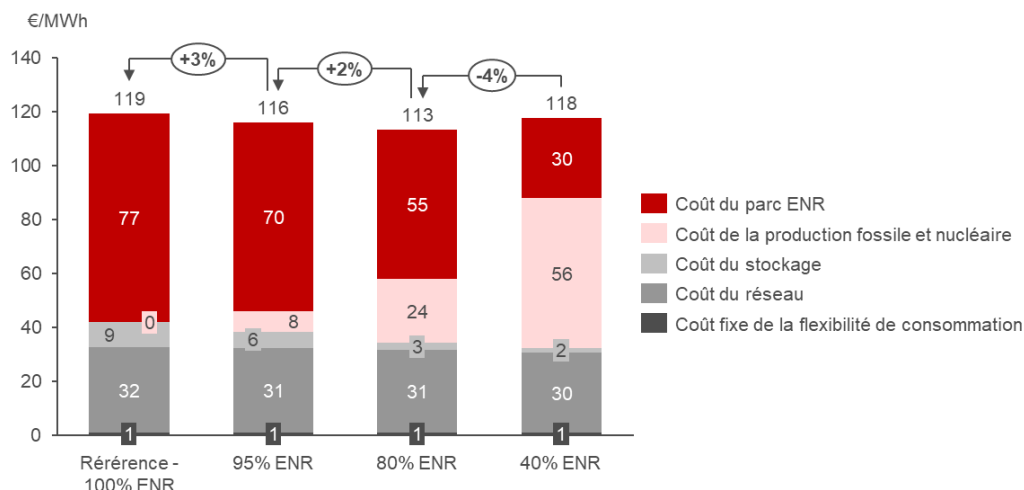
<sup>5</sup> Ces études se sont inspirées d'une étude réalisée par le NREL en 2012 pour les Etats-Unis, non détaillée ici car plus ancienne.

<sup>6</sup> Irena – 2017 - « *National Energy Roadmaps for Islands* »



Pour chaque scénario, l'étude fournit le coût complet de l'électricité (voir Figure 2). Ce coût est constitué du coût de la flexibilité, des coûts liés au réseau, des coûts du stockage, des coûts liés à la production thermique fossile et nucléaire ainsi que ceux du parc d'énergies renouvelables. Dans tous les scénarios, un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t est pris en compte.

Figure 2 : Evolution du coût complet de l'électricité<sup>7</sup> selon 4 scénarios



Source : Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »

En Juillet 2017, *Agora Energiewende* a publié une étude similaire à celle de l'Ademe, comparant les coûts du système électrique allemand à partir de plusieurs scénarios de mix électrique :

- 2 scénarios 95% ENR différenciés simplement par le type de solution de stockage mise en œuvre (principalement *power to gas* (P2G) ou un équilibre entre P2G et batteries)
- 2 scénarios 33% ENR différenciés par l'énergie fossile principale assurant le reliquat de production (principalement charbon ou principalement gaz naturel)

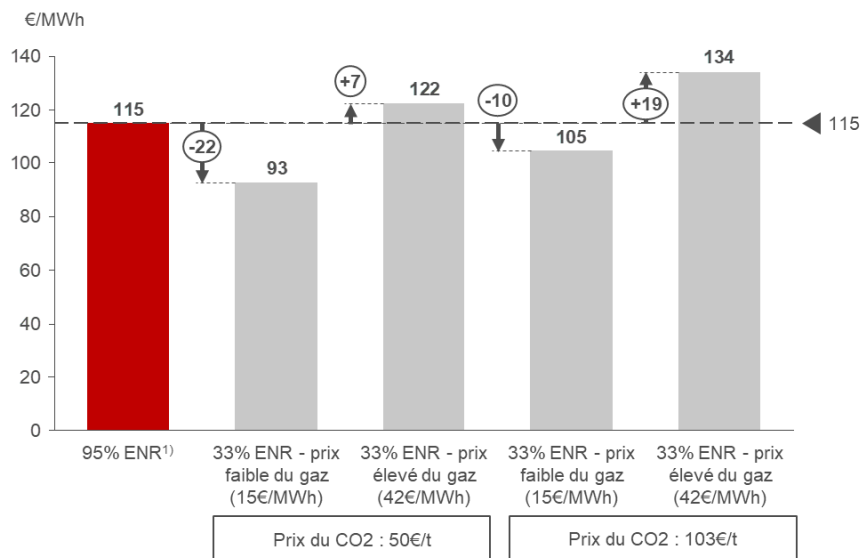
A partir de ces mix, l'impact de l'évolution des prix du CO<sub>2</sub> et des commodités<sup>8</sup> a été analysé.

L'étude permet ainsi de comparer le coût complet d'un MWh d'électricité livré (incluant les coûts d'investissement dans le parc de production, dans l'amélioration du réseau et le développement de moyens de flexibilité) selon les différents scénarios (voir Figure 2). La comparaison des coûts présentée se focalise sur les scénarios les plus compétitif : le scénario à 95% d'énergie renouvelable avec batteries (noté par la suite « 95% ENR »), comparé au scénario à 33% d'énergies renouvelable au gaz. L'objectif est d'analyser l'impact des prix du CO<sub>2</sub> et du gaz sur ces scénarios.

<sup>7</sup> Incluant les coûts d'investissement dans le parc de production, dans l'amélioration du réseau et le développement de moyens de flexibilité (stockage et flexibilité de la consommation) – euros 2015

<sup>8</sup> Le détail des scénarios est présenté en annexe

Figure 3 : Evolution du coût complet de l'électricité<sup>9</sup> selon quatre scénarios



1) Pour le scénario à 95% ENR, l'hypothèse de prix du CO2 utilisée est 100€/t – La variation du coût est néanmoins négligeable lorsque l'on passe à 50€/t

Source : Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems », Analyse E-CUBE Strategy Consultants

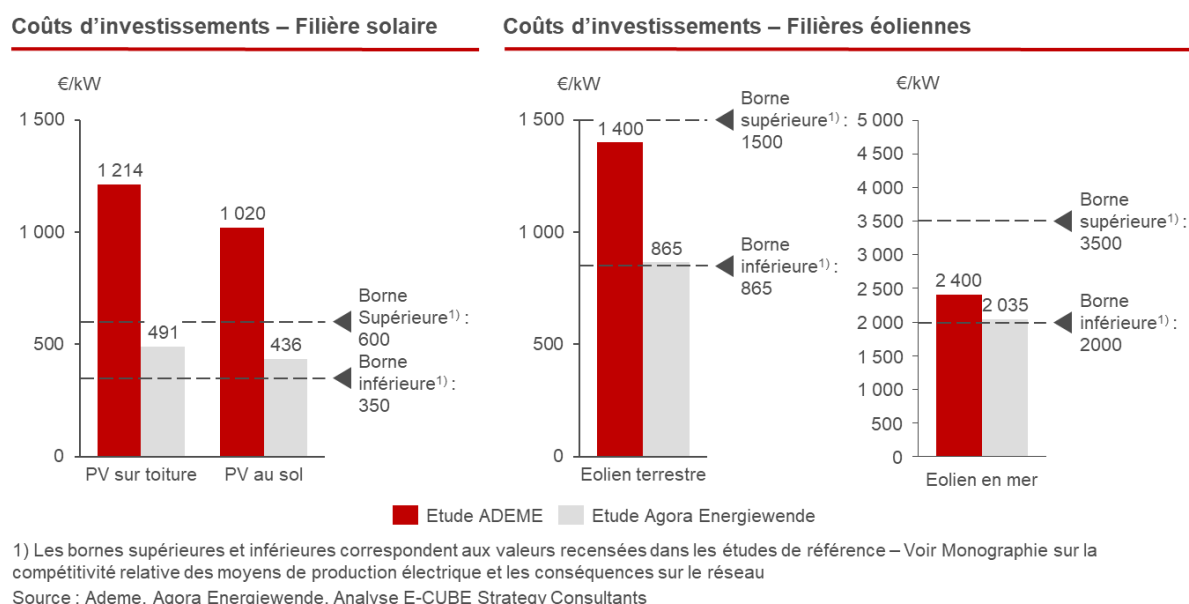
Les résultats de l'étude (Figure 3) montrent la compétitivité d'un système 95% ENR dans certaines conditions, mais mettent aussi en avant la forte dépendance aux prix du CO2 et des commodités pour atteindre cette compétitivité (voir partie III).

Globalement, ces deux études permettent de conclure qu'à **l'échelle d'un pays européen, la compétitivité d'un mix très fortement renouvelable (~80% ou supérieur) par rapport à un mix minoritairement renouvelable (~30-40% ENR - fondé principalement sur une base nucléaire et/ou fossile) n'est pas garantie mais semble plausible à long terme (horizon ~30 ans (2050))**

Ces conclusions sont renforcées par certaines hypothèses pouvant être jugées conservatrices, notamment concernant les coûts des technologies. L'étude de l'Ademe, qui date de 2015, utilise des coûts d'investissement supérieurs aux projections actuellement publiées pour 2030 (+50% par rapport à la borne haute des études de référence pour le photovoltaïque sur toiture par exemple – voir Figure 4 et [monographie n°1 sur la compétitivité relative des moyens de production électrique et les conséquences sur le réseau](#)). L'accélération de la baisse des coûts des renouvelables va ainsi dans le sens d'une amélioration de la compétitivité des scénarios présentant une part importante d'énergies renouvelables dans leur mix. L'étude réalisée par *Agora Energiewende*, plus récente, utilise des projections de coûts d'investissements plus bas mais cohérentes avec les études de référence.

<sup>9</sup> Incluant les coûts d'investissement dans le parc de production, dans l'amélioration du réseau et le développement de moyens de flexibilité (stockage et flexibilité de la consommation) – euros 2017

Figure 4 : Hypothèses de coûts d'investissement du photovoltaïque retenues dans les études de l'Ademe et d'Agora Energiewende



De la même façon concernant les coûts des technologies de stockage : pour le stockage court terme (batteries ou CAES), l'Ademe utilise une hypothèse de ~750 €/kW pouvant également être jugée conservatrice par rapport aux prévisions actuelles. Ceci pourrait rehausser la compétitivité des scénarios renouvelables de l'Ademe. Ceci est confirmé par la valeur retenue par l'étude *Agora Energiewende* de 640€/kW. Pour le stockage inter saisonnier, les hypothèses retenues par les deux études ([500-700] €/kW pour l'Ademe et [500-630] €/kW pour Agora Energiewende) sont cohérentes avec les perspectives d'évolution des coûts estimées dans les études de référence sur le sujet<sup>10</sup>.

Certaines des hypothèses retenues dans ces études peuvent au contraire paraître « optimistes », ces éléments sont discutés en partie II.

### 3) Ces conclusions positives sont en particulier vraies pour les zones non interconnectées dans lesquelles le coût de l'alternative aux énergies renouvelables est plus élevé

Certains systèmes isolés sont marqués par un fort développement de capacités renouvelables : par exemple, la Réunion bénéficiait déjà de 34% de production de renouvelable en 2016<sup>11</sup>, et d'un objectif de 100% d'énergies renouvelables à 2030<sup>12</sup>. De la même façon, à Hawaï, un plan de développement permettant d'atteindre 100% d'énergie renouvelable entre 2030 et 2040 a été validé par le régulateur PUC. Ce plan détaille des développements conséquents de nouvelles capacités solaires et éoliennes (~900 MW d'ici 2021<sup>13</sup>). L'intermittence sera compensée par une flexibilisation importante de la

<sup>10</sup> Notamment avec l'étude ADEME-GrDF-GRTGaz « Power to Gas » qui estime les coûts d'installation à [500-1000] €/kW à l'horizon 2030

<sup>11</sup> EDF – 2016 – « Bilan électrique SEI 2016 »

<sup>12</sup> Objectifs de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)

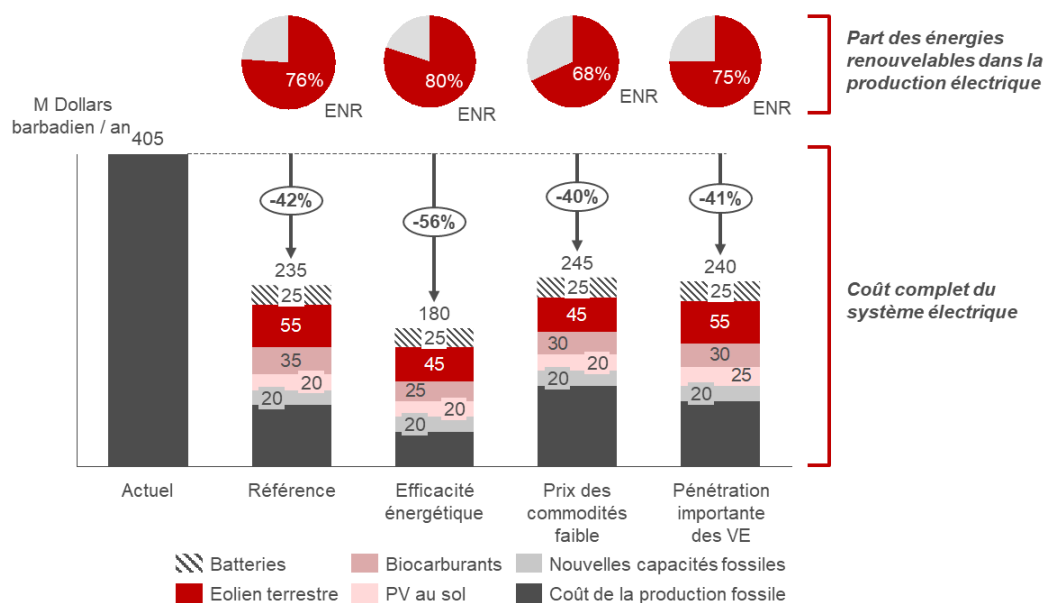
<sup>13</sup> Les 870MW de capacités additionnelles sont composées de ~720MW de solaire (dont 50% au sol) et ~160MW d'éolien terrestre.

demande (115 MW d'effacements à 2021)<sup>14</sup>, par le développement de stockage, principalement par batteries (2700 MW attendus d'ici à 2030<sup>15</sup> sur la principale île de l'archipel), ainsi que grâce à la biomasse et aux biocarburants.

Ces objectifs ambitieux s'appuient sur un rationnel économique, la compétitivité d'un tel mix étant crédible à plus court terme dans certaines zones non interconnectées. Ces zones sont caractérisées par des coûts de production de l'électricité hors énergies renouvelables plus élevés (en moyenne 326€/MWh dans les ZNI françaises en 2015 contre 55€/MWh en métropole<sup>16</sup>) favorisant ainsi la rentabilité des énergies renouvelables. A titre de comparaison, le dernier appel d'offre de la CRE sur les installations photovoltaïque avec stockage en zones non interconnectées (AO ZNI) a entraîné un tarif d'achat de 113,6 €/MWh.

Cela est modélisé par l'IRENA à l'échelle de certaines îles dans le rapport « *National Energy Roadmaps for Islands* » publié en 2017. Par exemple pour l'île de la Barbade : cette île des Antilles a un mix électrique fortement dominé par les produits pétroliers importés ce qui entraîne un coût complet de production d'un MWh électrique élevé (~280 \$/MWh<sup>17</sup>) et une dépendance forte aux prix du pétrole. L'étude de l'IRENA est basée sur une modélisation du système électrique du pays afin d'établir un mix électrique optimal permettant de minimiser le coût complet de production électrique à l'horizon 2030. L'étude est basée sur 4 scénarios : le scénario de référence basé sur une consommation électrique constante, un scénario « efficacité énergétique » prenant en compte une réduction de 30% de la consommation électrique par rapport au niveau de 2014, un scénario au prix des commodités faible et enfin un scénario de plus forte pénétration des véhicules électriques<sup>18</sup>.

Figure 5 : coût complet du système électrique barbadien en fonction de plusieurs scénarios



<sup>14</sup> Hawaiian Electric Companies' – 12/2016 – "PSIPs Update Report"

<sup>15</sup> Utilitydive – 2017 – "Hawaiian Electric takes first steps to utility-scale commercial energy storage"

<sup>16</sup> CRE – 2016 – « Rapport d'activité » et IGF, Conseil général de l'environnement et du développement durable, Conseil général de l'économie – 10/2017 – « Revue de dépenses péréquation tarifaire de l'électricité avec les zones non interconnectées »

<sup>17</sup> NREL – 2015 – « Energy Transition Initiative: Island Energy Snapshot - Barbados »

<sup>18</sup> Cette étude ne fait pas l'objet d'une publication complète, il est ainsi difficile de détailler pleinement les hypothèses retenues par l'IRENA dans sa simulation

La modélisation du système électrique de l'île effectuée par l'Irena permet de montrer que des systèmes fortement renouvelables<sup>19</sup> sont bien plus compétitifs que le système actuel (40 à 56% moins cher que le système actuel fossile pour des taux de production renouvelable variant entre 68% et 80% selon les scénarios).

- 4) Si la compétitivité est crédible pour un système avec un taux de pénétration de l'ordre de 80% ENR, elle paraît en revanche moins accessible pour un système s'approchant du 100% ENR, les surcoûts « marginaux » liés au stockage (permettant la couverture par les ENR des derniers % de la consommation) croissant de manière quasi exponentielle à l'approche du 100%**

L'augmentation des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique engendre un besoin d'outils de flexibilité, et notamment de stockage. Dans l'étude de l'Agora comme dans celle de l'Ademe, l'atteinte d'un taux d'énergies intermittentes très important entraîne un besoin de stockage significativement supérieur aux besoins évalués dans les scénarios à plus faible pénétration. Cela est notamment lié à un besoin important de stockage intersaisonnier (power-to-gas) augmentant de manière non linéaire à l'approche des 100% ENR. En effet, la saisonnalité des consommations (plus fortes l'hiver que l'été) non concomitante avec celle de la production ENR solaire en particulier, fait apparaître, dans un scénario très fortement ENR (95% ou supérieur), un besoin de stockage intersaisonnier important qui reste limité pour un mix avec un taux d'ENR plus faible (80%).

Dans son étude, l'ADEME estime la capacité de stockage supplémentaire nécessaire pour passer d'un mix 40% ENR à 80% ENR à 6 GW de stockage infra-journalier uniquement (en supposant 7 GW de STEP disponibles dans tous les cas) alors que le passage d'un système 80% ENR à 100% ENR (resp. 95%) implique une capacité additionnelle estimée à 21 GW (resp. 12 GW) très majoritairement sous forme de stockage intersaisonnier.

De même, dans son scénario 95% ENR, l'Agora estime le besoin de stockage supplémentaire (vs. 33% ENR) entre 36 GW (scénario principalement P2G) et 53 GW (scénario équilibré batteries P2G).

Rapporté à la capacité d'énergies intermittente installée (Figure 6, graphique de droite), le besoin en stockage hors STEP<sup>20</sup> augmente de façon exponentielle lorsque la part d'énergies renouvelables s'approche de 100%.

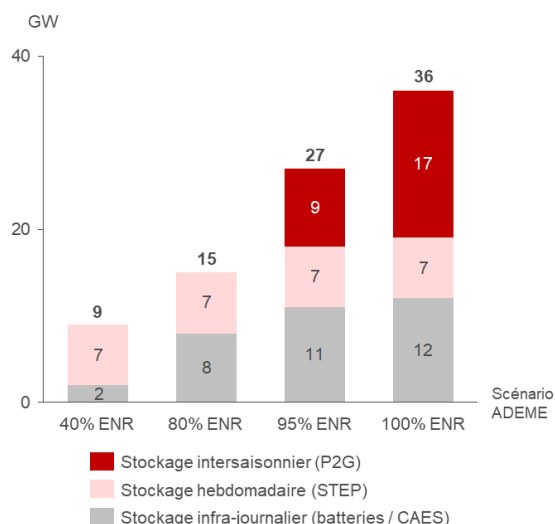
---

<sup>19</sup> Les capacités renouvelables sont photovoltaïques mais aussi éoliennes. Dans les régions cycloniques comme à la Barbade, les capacités éoliennes sont adaptées à des vents plus violents qu'en métropole

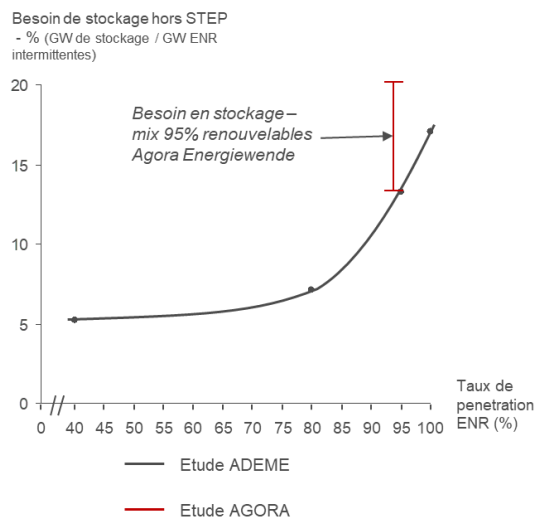
<sup>20</sup> Le potentiel de STEP est exploité à son maximum dans chacun des scénarios, il n'y a ainsi pas de dépendance entre le besoin de flexibilité et les capacités de STEP installée

Figure 6 : Evolution du besoin de stockage en fonction de la part du mix électrique assurée par les énergies renouvelables en capacité installée (graphique de gauche) et en % de capacité d'énergies renouvelables intermittentes (graphique de droite)

#### ETUDE ADEME – Evolution de la capacité de stockage installée [GW]



#### ETUDES ADEME ET AGORA - Evolution du besoin de stockage en fonction du taux de pénétration des ENR



Source : Ademe, Agora Energiewende, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

### III. Arguments nuancant ou allant à l'encontre de la thèse

L'analyse des études susmentionnées permet néanmoins de mettre en avant certaines nuances vis-à-vis des résultats « positifs » validant la thèse étudiée. Nous présentons ci-après les principaux points de discussions / critiques, le détail des hypothèses utilisées dans chacun des scénarios étant présenté en annexe.

#### 1) Dans les différentes études analysées, la compétitivité comparée des différents systèmes électriques n'est pas une compétitivité « intrinsèque » (i.e. hors taxe) mais suppose une taxation élevée du carbone

Dans les études analysées, la compétitivité d'un système électrique très fortement renouvelable repose sur un prix du CO<sub>2</sub> significativement plus élevé que le prix actuel du marché européen ETS (*a minima* ~50 €/t voire plus). L'analyse d'*Agora Energiewende* montre l'impact d'une variation du prix du CO<sub>2</sub> sur le coût complet de différents systèmes électriques et conclut à la non-compétitivité d'un système 95% ENR sans une valeur élevée du CO<sub>2</sub>, de l'ordre de 50 €/t *a minima* dans un scénario de prix élevé des commodités (voir Figure 3). L'étude de l'ADEME se fonde quant à elle sur une hypothèse de prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/t.

#### 2) La compétitivité d'un mix très fortement décarboné est jugée accessible mais pour des prix des commodités plus élevés que les prix actuels

A l'instar des conclusions sur le prix du CO<sub>2</sub>, l'étude Agora montre que la compétitivité d'un système électrique très fortement ENR (à 95%) en Europe ne serait atteinte que dans un scénario d'augmentation des prix du gaz naturel et du charbon par rapport aux prix de marché observés actuellement (par ailleurs historiquement bas) (voir Figure 3) :

- Dans un scénario de prix élevé du gaz (42 €/MWh – correspondant à un prix élevé mais seulement ~20% supérieur au prix maximum observé sur ces 10 derniers années<sup>21</sup>), le scénario « 95% ENR » est plus compétitif quel que soit le prix du CO<sub>2</sub> (même nul) ; une augmentation du prix du CO<sub>2</sub> renforce cette compétitivité (+7 €/MWh d'écart de coûts globaux lorsque la tonne de CO<sub>2</sub> atteint 50€/t, +19 €/MWh à 103€/t)
- Dans un scénario de prix faible du gaz naturel (15 MWh – correspondant à un niveau proche des prix actuellement connus en Europe, historiquement bas), le scénario « 95% ENR » n'est pas compétitif, et ce même lorsque les prix du CO<sub>2</sub> sont élevés (-10 €/MWh de différence entre les deux scénarios (95% ENR vs. prix du gaz faible avec 103 €/t CO<sub>2</sub>))

### 3) La compétitivité d'un mix électrique très fortement décarboné nécessite une augmentation significative de la flexibilité de la demande (à la hausse comme à la baisse) par rapport au niveau actuellement connu (notamment pour limiter le recours au stockage), dont les coûts sont incertains

L'étude de l'ADEME estime un système 80% ENR plus compétitif mais sous une hypothèse de développement significatif de la flexibilité de la demande (hors systèmes de stockage), à la hausse (**22 GW pris en hypothèse dans l'étude ADEME vs. une capacité limitée à 8-9 GW aujourd'hui<sup>22</sup>**) comme à la baisse (**8 GW pris en hypothèse dans l'étude ADEME vs. 3 à 4 GW estimés disponibles aujourd'hui par RTE – principalement pour des problématiques de gestion de la pointe hivernale**). Cela permet de limiter les coûts induits par l'intermittence de la production ENR pour la gestion de l'équilibre offre /demande (coûts du stockage à mettre en œuvre, du dimensionnement du parc de production pilotable et des réseaux).

L'étude de l'Ademe prend bien en compte un coût total de 450 M€/an soit ~15€/kW/an pour un pilotage de la demande résidentielle (principalement), lié au pilotage de la charge des véhicules électriques. Cette hypothèse de coût de la modulation de la demande reflète l'ordre de grandeur des coûts de mise en œuvre des effacements industriels aujourd'hui (prix de sortie de l'appel d'offre effacement ces dernières années) mais est moins élevée que le coût complet estimé des effacements diffus aujourd'hui. L'étude considère que le pilotage des usages s'effectue sans coût variable<sup>23</sup>. Cette mobilisation à faible coût reste incertaine aujourd'hui, ce qui explique la démarche de l'Agora de non prise en compte de flexibilité de la demande.

En revanche, ni l'Ademe ni l'Agora ne prennent en compte les possibilités offertes par le *vehicle to grid*, qui pourrait contribuer à faible coût à l'équilibre d'un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes.

### 4) Les coûts d'adaptation du réseau pour la mise en œuvre de tels systèmes électriques sont incertains et variables selon les études

<sup>21</sup> IEA – WEO 2017 - Moyenne des prix annuels d'importation du gaz en Europe. Pour l'année 2012, on atteint ~35€/MWh

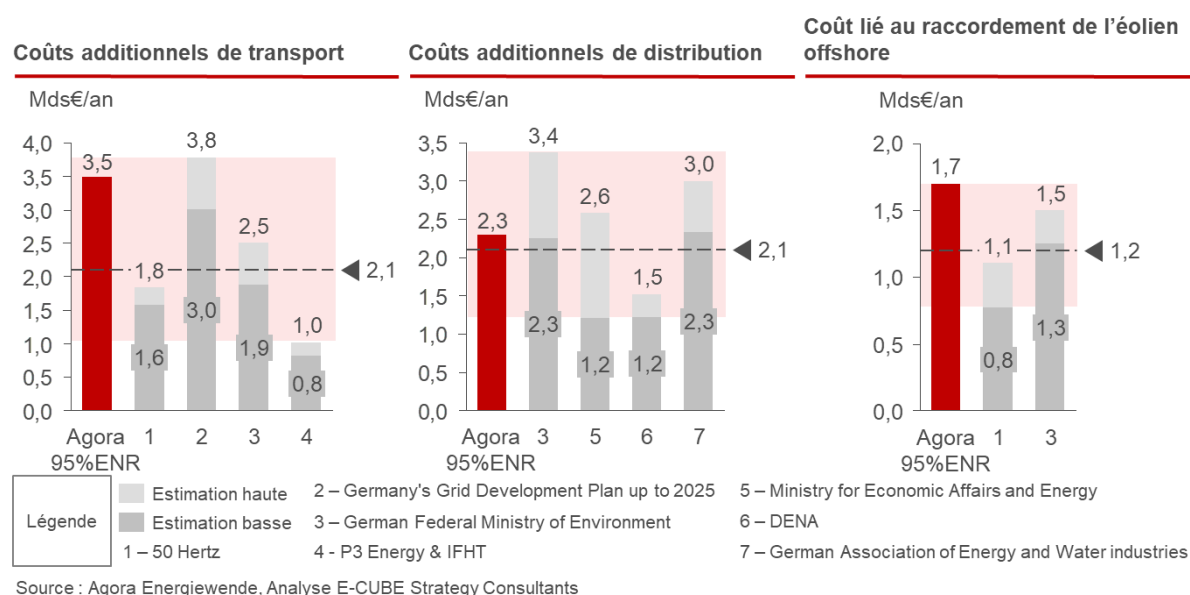
<sup>22</sup> Principalement lié au parc installé de ballons d'eau chaude (source RTE bilan 2014)

<sup>23</sup> Cette hypothèse est justifiée par le fait que les usagers sont incités à la flexibilité à travers une tarification avantageuse ou une réglementation contraignante et techniquement par le développement d'une seconde génération de compteurs communicants



Les études de l'Agora et de l'Ademe se fondent sur une approche différente concernant les coûts liés au réseau : la modélisation de l'Ademe établie des capacités d'échange inter-régionales sur le réseau de grand transport<sup>24</sup> auxquels elle attribue un coût capacitaire issu des données de 2013 (33 M€/GW). Les coûts du réseau de distribution hors raccordement<sup>25</sup>, dont l'évolution reste incertaine, ont été estimés constants. Dans l'étude d'Agora Energiewende, les coûts sont estimés grâce à une revue des études les plus récentes étudiant les coûts de réseau additionnels dus à la pénétration des énergies renouvelables. Cela permet à Agora Energiewende d'obtenir une évaluation des coûts additionnels<sup>26</sup> dans le cas d'un système fortement renouvelable (voir Figure 7).

Figure 7 : benchmark des coûts additionnels de réseau dans un scénario fortement renouvelable réalisé par Agora Energiewende



Ces méthodologies de détermination des coûts de réseaux conduisent à des investissements supplémentaires de réseau dus aux ENR plus faibles dans l'étude de l'Ademe que dans celle de l'Agora : dans le cas de l'Ademe, l'augmentation des coûts de réseaux est de 6% pour le passage d'un système 40% ENR à 95%, contre une augmentation de 26%<sup>27</sup> dans l'étude Agora pour un passage d'un système 33% ENR à 95% ENR. Si l'approche de l'Ademe peut sembler sous-estimer les coûts liés au réseau, il est néanmoins important de différencier le contexte allemand, où le développement des capacités éoliennes s'est effectué de manière localisée et éloignée des principaux centres de consommation, du contexte français, où le schéma S3REnR vise à optimiser le développement de nouvelles capacités de production en fonction des capacités du réseau existant [cf. [thèse sur l'impact de la transition énergétique sur les réseaux électriques](#)].

<sup>24</sup> Le réseau infra-régional, ou réseau de répartition est pris à coût constant par rapport à 2013

<sup>25</sup> Le coût de raccordement est inclus dans les CAPEX pour chaque filière

<sup>26</sup> Ces coûts additionnels sont ajoutés à un coût total de ~20 Mds €/an dans le cas d'un système électrique fossile à l'horizon 2050 (basé sur une augmentation de 10% par rapport aux coûts actuels).

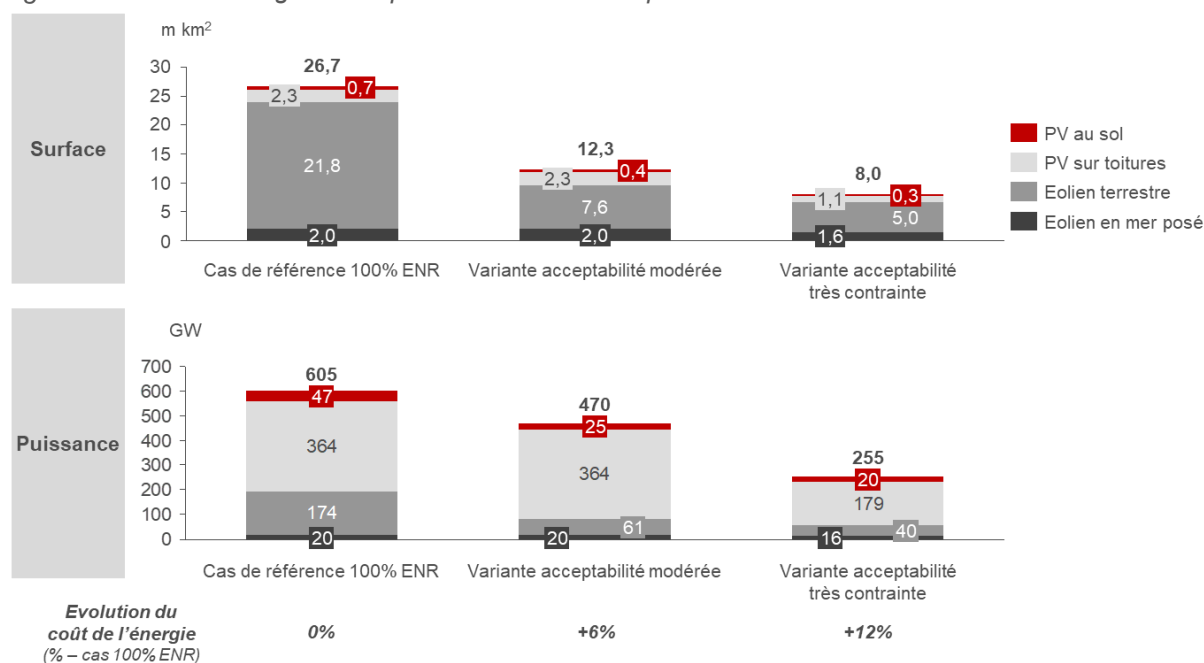
<sup>27</sup> Pour *Agora Energiewende*, le pourcentage d'évolution est basé sur les coûts de réseau diminués des coûts de raccordement du parc Offshore, ces coûts n'étant pas comptabilisés dans les coûts de réseau mais dans la partie Parc ENR dans l'étude de l'Ademe. Le coût pour le scénario 33% n'est pas communiqué dans l'étude et a été extrapolé à partir des coûts communiqués pour les cas 100% fossile et 95% ENR.



## 5) Le développement massif des capacités renouvelables nécessitera un besoin de foncier important qui pourrait accroître les difficultés liées à l'acceptabilité

L'Ademe étudie les questions d'acceptabilité dans son étude, tout d'abord en estimant le gisement maximum exploitable pour chacune des filières. Cette démarche est effectuée en excluant, en fonction des filières, les zones non propices à cause de leur topographie (altitude, pente...), de leur nature (zones humides, plages...), ou de contraintes législatives (couloir militaire pour l'éolien, zones protégées...). Cette première étape permet d'établir une zone potentiellement disponible, à laquelle est appliquée un ratio d'acceptabilité (10% pour l'éolien terrestre, 5% pour le PV au sol, entre 1 et 5% pour le PV sur toiture<sup>28</sup>, 5% pour l'éolien en mer) pour obtenir un gisement en surface. Ce gisement a ensuite été réduit dans les variantes à « acceptabilité modérée » ou « acceptabilité très contraintes », entraînant une augmentation du coût de l'énergie jusqu'à 12% additionnel lorsque le gisement est divisé par ~2. La surface totale obtenue dans le cas de référence atteint ~26 000 km<sup>2</sup> soit 4% du territoire français.

Figure 8 : Evolution du gisement par filière selon l'acceptabilité et évolution en termes de coûts



Source : Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », Analyse E-CUBE Strategy Consultants

A titre de comparaison à propos des requis fonciers et de leur acceptabilité, l'Allemagne présente déjà pour le solaire photovoltaïque un taux d'installation 12 fois plus importants que la France avec ~120 kW/km<sup>2</sup> (contre ~10 kW/km<sup>2</sup> en France). Pour l'éolien terrestre, le Danemark et l'Allemagne atteignent déjà respectivement ~100kW/km<sup>2</sup> et ~140kW/km<sup>2</sup> (contre ~20 kW/km<sup>2</sup> en France)<sup>29</sup>.

## 6) La forte pénétration des énergies renouvelables et du stockage pourrait accentuer le risque de pénurie court terme de ressources et de dépendance à certains pays clés

<sup>28</sup> En fonction du type de bâtiment

<sup>29</sup> Source : RTE, Fraunhofer ISE, Danish Energy Agency, capacités installée fin 2017 (France : 7,3 GW de solaire, 13,0 GW d'éolien, 643 801 km<sup>2</sup> – Allemagne : 42,8 GW de solaire, 50,3 GW d'éolien terrestre, 357 376 km<sup>2</sup> – Danemark : 4,2GW d'éolien terrestre, 43 094km<sup>2</sup>)

La mise en place de ces systèmes accentuerait la demande en capacités de production renouvelables et en actifs de stockage, ce qui renforcerait ainsi la problématique liée aux ressources évoquée d'une part dans la [monographie n°1 sur la compétitivité relative des moyens de production électrique et les conséquences sur le réseau](#) et d'autre part dans la [monographie n°2 sur le stockage d'électricité](#). Aussi bien pour les ENR avec les ressources en terres rares que pour le stockage par batteries avec les ressources en Lithium et Cobalt, le risque lié aux ressources ne concerne pas la problématique de pénurie « physique » lié au gisement mais plutôt des problématiques de pénurie court terme et de dépendance. La forte augmentation de la demande pourrait nécessiter un ajustement de la capacité de production à la demande et ainsi créer un risque prix. De plus, la production de ces ressources est dépendante de certains pays clés : pour les terres rares, le marché mondial est actuellement contrôlé par la Chine. Pour le cobalt, l'approvisionnement dépend de la stabilité politique de la République Démocratique du Congo, qui détient ~62% des réserves.

**Enfin, ces limites montrent que la compétitivité d'un système très fortement renouvelable (~80%) par rapport à un mix minoritairement renouvelable (~30-40%ENR) sera un challenge dépendant de plusieurs facteurs (prix du carbone et des commodités élevés, développement significatif de la flexibilité de la demande, coûts du réseau). Néanmoins, les comparaisons de compétitivité effectuées à l'échelle française et dans les pays voisins montrent que cette compétitivité semble plausible pour des taux de pénétration de l'ordre de ~80% ENR à horizon 2050 et à plus court terme dans certaines géographies comme les ZNI.**

## IV. Annexes

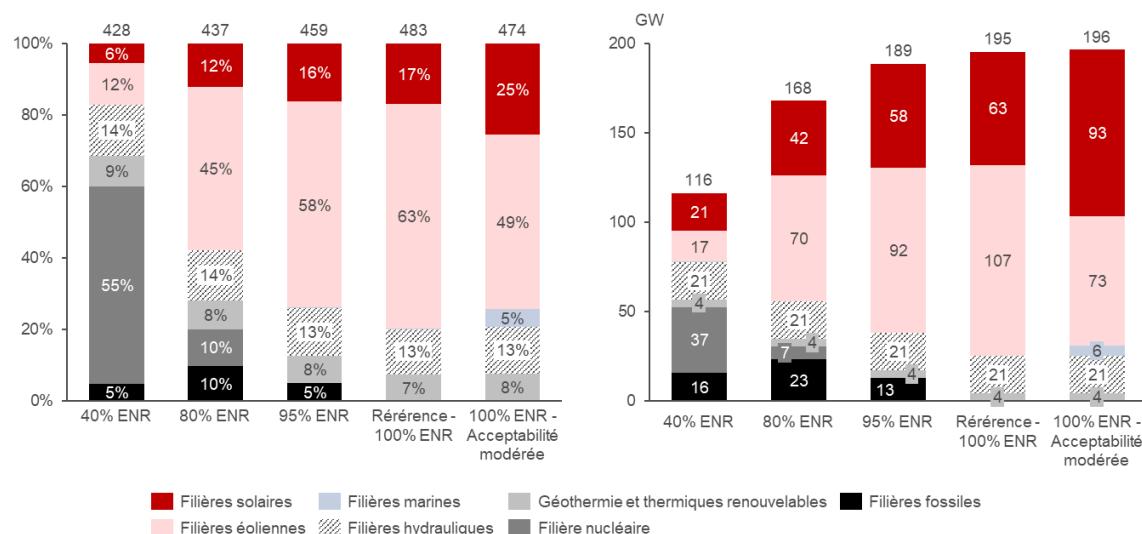
### 1) Synthèse de l'étude « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » de l'Ademe (2015)

#### a) Présentation de l'étude

L'étude de l'Ademe vise à analyser les impacts techniques et économiques d'une part importante du mix électrique assurée par les ENR au sein du système électrique français (>80% dans le mix de production électrique) à long-terme (horizon 2050). Cette analyse est réalisée à travers une modélisation du système électrique (parc de production et de stockage par filière et région, capacité d'échange inter-régionale...) dont la gestion est simulée sur un an au pas de temps horaire. L'étude compare ainsi les indicateurs économiques issus de plusieurs scénarios de mix électrique. Un scénario de référence a été établi par l'Ademe, fondé sur un mix électrique fourni à 100% par des énergies renouvelables et sur une demande électrique de 422TWh en 2050, en baisse par rapport aux 473TWh de 2016. A partir de ce scénario de référence, 14 variantes ont été établies en fonction de la part du mix assurée par les énergies renouvelables, de l'appropriation sociétale, des évolutions technico-économiques, puis en fonction de certains paramètres particuliers (climat, demande pilotable...).

A titre illustratif pour 5 scénarios principaux : 100%, 95%, 80%, 40% ainsi que le scénario de référence avec une acceptabilité modérée :

Figure 9 : Part de l'énergie produite (en % - graphique de gauche) et capacité installée (en GW – graphique de droite) en 2050 selon 5 scénarios de l'Ademe



Source : Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »

L'acceptabilité modérée se traduit ainsi par une limitation du gisement des grandes centrales au sol (divisé par ~2) et de l'éolien terrestres (divisé par ~3), cela est compensé par une part plus importante de filières PV sur toiture ainsi que par l'apparition des filières marines, plus coûteuses.

#### b) Principales hypothèses structurantes

Les hypothèses structurantes prises dans l'étude sont les suivantes :

	Hypothèse	Référence Ademe 2050
Paramètres technologiques	<b>Coûts d'investissement des technologies :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Photovoltaïque (Sol / Toiture)</li> <li>• Eolien terrestre</li> <li>• Eolien en Mer (Posé / Flottant)</li> <li>• Stockage court terme</li> <li>• Stockage inter-saisonnier</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1020€/kW au sol / 1214€/kW sur toiture</li> <li>• ~1400 €/kW</li> <li>• ~2400 €/kW / ~2700€/kW</li> <li>• ~750€/kW</li> <li>• [500-700] €/kW</li> </ul>
	<b>Coûts du nucléaire :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• LCOE de l'énergie nucléaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 80€/MWh</li> </ul>
	<b>Potentiel pilotage de la demande</b>	22GW à la hausse <sup>30</sup> , 8GW à la baisse pour un coût total annualisé de 450M€/an
	<b>Interconnexions et foisonnement ENR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 14 à 23GW à l'export – 11 à 16 à l'import</li> <li>• 56 TWh échangés à l'export, la même quantité à l'import (21 TWh ENR et 35 fossile) en utilisant les données climatiques locales</li> </ul>
Paramètres économiques	<b>Coût du CO2</b>	100€/t
	<b>Coût des commodités</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gaz</li> <li>• Charbon</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 45€/MWh</li> <li>• 12,5€/MWh</li> </ul>
	<b>Coût de financement</b>	5,25%
Paramètres comportementaux	<b>Evolution de la consommation</b>	Stable à 422 TWh <sup>31</sup> (l'augmentation due aux nouveaux usages est compensé par l'efficacité énergétique)

Concernant le foisonnement des énergies intermittentes, l'étude de l'Ademe prend en compte le foisonnement des énergies intermittentes à l'échelle européenne. Les échanges sont fondés sur un mix de 80% d'énergies renouvelable dans les pays voisins (mix de l'*European Climate Foundation* à 2050). En se basant sur les capacités d'interconnexion du Nouveau Mix de RTE à 2030 les échanges sont modélisés en fonction des données météorologiques historiques pour atteindre 56TWh échangés (en imports et en exports). La modélisation permet ainsi de réduire les capacités requises, une approche plus contraignante aurait pu être, à l'image d'*Agora Energiewende*, de ne pas considérer les interconnexions.

## 2) Synthèse de l'étude « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems » d'Agora Energiewende (2017)

<sup>30</sup> La flexibilité à la hausse désigne ici le pilotage de la demande à la hausse (augmentation de la consommation comprenant le véhicule électrique, l'eau chaude sanitaire ainsi que les usages blancs), la flexibilité à la baisse concerne les capacités d'effacement (limité aux effacement résidentiels liés au chauffage)

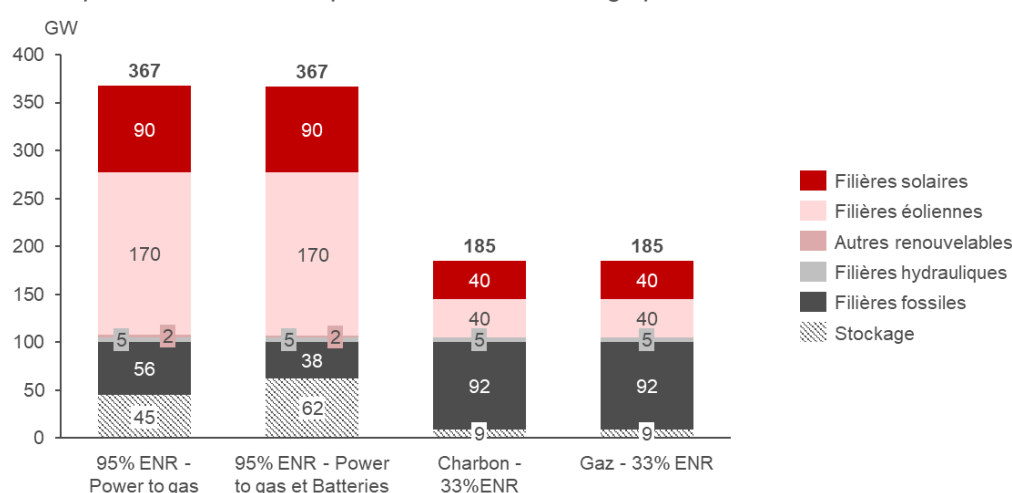
<sup>31</sup> Une variante à 510 TWh a aussi été calculée par l'Ademe. Cette augmentation de 21% de la demande électrique se traduit par une augmentation du 5% du coût complet de l'électricité

## a) Présentation de l'étude

En Juillet 2017, *Agora Energiewende* a réalisé une étude comparant les coûts d'un système électrique fortement renouvelable par rapport aux coûts d'un système fossile pour l'Allemagne. Cette étude adopte une approche similaire à celle réalisée par l'Ademe : une modélisation du système électrique a été effectuée (parc de production, de stockage à l'échelle de l'Allemagne), afin de comparer les indicateurs économiques issus de plusieurs scénarios. L'étude établit d'abord plusieurs scénarios en fonction du mix électrique, parmi lesquels 4 scénarios principaux<sup>32</sup> (voir Figure 10) :

- Deux scénarios à 33% de la consommation assurée par des énergies renouvelables – l'un orienté gaz (scénario « Gaz – 33% ENR »), l'autre charbon (scénario « Charbon-33% ENR »)
- Deux scénarios à 95% de la consommation assurée par des sources renouvelables – avec ou sans stockage court terme par batteries (scénario « 95% ENR – Power to gas » et « scénario 95% ENR Power to gas et batteries »)

Figure 10 : Capacités installées de production et de stockage par scénarios



Source : Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

Dans cette étude, plusieurs variantes des scénarios principaux ont aussi été établies, cette fois-ci focalisé sur deux paramètres clés : le prix du CO<sub>2</sub> (variations de 20, 50 et 103€/t à 2050) et le prix des combustibles (~15€/MWh PCI vs ~42€/MWh PCI pour le gaz).

## b) Principales hypothèses structurantes

Les hypothèses structurantes prises dans l'étude sont les suivantes :

<sup>32</sup> D'autres scénarios, ne faisant pas intervenir d'énergies renouvelables ont été aussi traités mais ne sont pas détaillés dans notre analyse

	Paramètres	Référence Ademe 2050
Paramètres technologiques	<b>Coûts d'investissement des technologies :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Photovoltaïque (Sol / Toiture)</li> <li>• Eolien terrestre</li> <li>• Eolien en Mer</li> <li>• Stockage court terme</li> <li>• Stockage intersaisonnier</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 400€/kW au sol / 500€/kW sur toiture</li> <li>• ~900 €/kW</li> <li>• ~1300 €/kW</li> <li>• ~640 €/kW</li> <li>• [500-630] €/kW</li> </ul>
	<b>Potentiel pilotage de la demande</b>	Non pris en compte
	<b>Interconnexions et foisonnement ENR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0</li> </ul>
Paramètres économiques	<b>Coût du CO2</b>	Variable : 20, 50 et 103€/t
	<b>Coût des commodités</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gaz</li> <li>• Charbon</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Variable : entre 14,9 et 42,1 €/MWh</li> <li>• Variable : entre 5,4 et 15,4 €/MWh</li> </ul>
	<b>Coût de financement</b>	Non précisé
Paramètres comportementaux	<b>Evolution de la consommation</b>	Stable à 550 TWh (l'augmentation due aux nouveaux usages est compensée par l'efficacité énergétique)

### 3) Glossaire

- **ENR** : énergie renouvelable
- **PV** : photovoltaïque
- **LCOE** : Levelized Cost of Energy
- **P2G, PtG** : Power To Gas
- **STEP** : Stations de Transfert d'Énergie par Pompage
- **CAPEX** : « *capital expenditure* », dépense d'investissements
- **IEA** : « *International Energy Agency* », Agence Internationale de l'Énergie
- **ZNI** : Zones non interconnectées

### 4) Liste des figures

- Figure 1 : Ajouts cumulés de capacités de production par région dans le scénario New Policies de l'AIE entre 2017 et 2040 [GW] (à gauche), et rythme moyen d'installation (à droite) [GW/an] ..... 7
- Figure 2 : Evolution du coût complet de l'électricité selon 4 scénarios ..... 9
- Figure 3 : Evolution du coût complet de l'électricité selon quatre scénarios..... 10
- Figure 4 : Hypothèses de coûts d'investissement du photovoltaïque retenues dans les études de l'Ademe et d'Agora Energiewende ..... 11
- Figure 5 : coût complet du système électrique barbadien en fonction de plusieurs scénarios 12
- Figure 6 : Evolution du besoin de stockage en fonction de la part du mix électrique assurée par les énergies renouvelables en capacité installée (graphique de gauche) et en % de capacité d'énergies renouvelables intermittentes (graphique de droite) ..... 14

- Figure 7 : benchmark des coûts additionnels de réseau dans un scénario fortement renouvelable réalisé par Agora Energiewende ..... 16
- Figure 8 : Evolution du gisement par filière selon l'acceptabilité et évolution en termes de coûts ..... 17
- Figure 9 : Part de l'énergie produite (en % - graphique de gauche) et capacité installée (en GW – graphique de droite) en 2050 selon 5 scénarios de l'Ademe ..... 19
- Figure 10 : Capacités installées de production et de stockage par scénarios ..... 21

## 5) Bibliographie

Ademe – 2015 – « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »

Agora Energiewende – 2017 – « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

Ademe, GRTGaz, GrDF – 2014 – « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire »

EDF – 2016 – « Bilan électrique SEI 2016 »

IRENA - 2017 - « National Energy Roadmaps for Islands »

NREL – 2015 – « Energy Transition Initiative: Island Energy Snapshot - Barbados »

Energy Division – 2017 – « Final Draft of the Barbados National Energy Policy »

Hawaiian Electric Companies' – 12/2016 – « PSIPs Update Report »