

Monographie n°1 sur la compétitivité des moyens de production renouvelables et les conséquences sur le système électrique

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018



Synthèse

- 1. On constate depuis quelques années une forte baisse des coûts de production des énergies renouvelables électriques, portée en particulier par une baisse des coûts d'investissement, avec des résultats d'appels d'offres proches des prix du marché de gros y compris en Europe**

L'ensemble des ENR électriques et en particulier les filières solaires photovoltaïques et éoliennes (on-shore et off-shore) ont connu ces dernières années une amélioration significative de leurs coûts de production (LCOE¹), liée notamment à une baisse des coûts d'investissements. Dans certaines régions fortement ensoleillées ou ventées, les LCOE des projets les plus récents sont même inférieurs à ceux des sources de production thermiques historiques (ex : 16 €/MWh en Arabie Saoudite, 20 €/MWh au Chili pour le solaire PV au sol, 28 €/MWh pour l'éolien onshore au Maroc). En Europe et en France, les prix sortis des derniers appels d'offres solaires (en France, AO CRE 4 – centrales au sol : 62,5 €/MWh, en Allemagne, 43 €/MW AO février 2018) ou éoliens (43 €/MWh en Espagne, 46 €/MWh en Allemagne) se rapprochent aussi des prix du marché de gros. Ces chiffres absolus sont à considérer avec prudence car ils ne représentent pas toujours les coûts complets de production, pour des raisons qui varient en fonction des pays (coûts de raccordement compris ou pas, postes de coûts mutualisés, subventions intégrées aux offres, dates de mises en service éloignées et pénalités relativement faibles pour non-réalisation, etc.), mais ils illustrent bien la baisse des coûts des filières renouvelables.

- 2. La baisse des coûts des renouvelables devrait se poursuivre à moyen terme, permettant d'envisager des coûts de production des ENR (coûts « directs ») inférieurs aux coûts de production des moyens de production thermiques classiques à moyen terme. Toutefois, cette tendance n'entraîne pas la compétitivité des moyens de production renouvelable à service rendu identique, et n'implique pas la fin du besoin de subventions.**

Les différentes études prospectives s'accordent aujourd'hui sur des perspectives supplémentaires de baisse des coûts d'investissement à horizon 2030 de 20 à 50% dans la filière PV et 10 à 35% dans la filière éolienne, qui devraient se traduire par une baisse d'un ordre de grandeur proche du coût complet direct de production. Ces perspectives permettent d'envisager des LCOE des ENR proches ou inférieurs aux coûts variables des moyens de production thermiques classiques à une échéance, dépendant de l'évolution des prix des commodités et du CO₂, relativement proche (horizon 2020-2030).

Le service rendu au système électrique par la production fatale des ENR est différent de et inférieur à celui des centrales thermiques dont la production est contrôlable, même si les phénomènes de foisonnement climatique réduisent en partie la variabilité de la production renouvelable dans les grands systèmes interconnectés. La comparaison seule des LCOE ne permet donc pas de refléter une notion de compétitivité relative des moyens de production, sauf à imaginer une capacité de stockage importante et à bas prix garantissant la disponibilité de la production ENR pour la gestion de l'équilibre offre-demande. En outre, le fait que les ENR atteignent des coûts de production inférieurs au prix moyen du marché de gros ne signifie pas qu'elles pourront se passer de mécanismes de soutien : en effet, dès que la production ENR n'est plus marginale en volume, les périodes de forte production ENR sont fréquemment les périodes connaissant les plus bas prix sur le marché de gros. Ainsi des ENR à faibles coûts de production pourraient quand même nécessiter des subventions pour être rentables en vente directe sur le marché de gros.

¹ Levelized Cost Of Electricity

3. Si la baisse des coûts des renouvelables n'est pas suffisante pour établir la notion de compétitivité des ENR, elle a néanmoins pour conséquence que la prédominance des ENR parmi les nouvelles capacités électriques installées à moyen et long terme fait aujourd'hui consensus, dans toutes les régions du monde.

A l'échelle mondiale, la « part de marché » des ENR dans ces nouvelles capacités est estimée, selon les scénarios de l'AIE, entre 50 et 90% à horizon 2040, et à 62% dans le scénario de référence « *New policies* ». Ce rythme de développement devrait ainsi faire passer la part des ENR dans la production électrique (ie en volume) de 23% en 2015 à environ 40% en 2040 dans ce scénario.

L'évolution de la proportion du nucléaire dans le mix électrique à moyen et long-terme est, au contraire très contrastée selon les régions du monde. Certains pays à forte croissance économique et démographique (et donc confrontés à des prévisions de forte hausse de la demande électrique) mettent en œuvre aujourd'hui (ou planifient) des plans de développement importants de nouvelles capacités nucléaires (en particulier la Chine, l'Inde et certains pays du Moyen-Orient). Les pays avec un parc nucléaire historique important s'engagent plutôt, soit dans une stratégie de maintien du niveau de capacité actuel à moyen terme via la prolongation de la durée de vie du parc existant (ex : Etats-Unis, Royaume-Uni notamment), soit dans une sortie annoncée du nucléaire (Allemagne, Suisse notamment). Le scénario « *New policies* » de l'AIE prévoit une hausse de ~25% des capacités nucléaires installées au niveau mondial à l'horizon 2040 par rapport à 2016.

Conséquence des deux points précédents, la part des énergies fossiles dans la production électrique mondiale est amenée à diminuer à long terme (50% en 2040 dans le scénario « *New policies* » de l'AIE vs. 66% aujourd'hui). En volume absolu dans ce scénario, la consommation de charbon resterait à peu près stable, avec une forte baisse dans les pays développés et une hausse dans les pays en développement, alors que la consommation de gaz augmenterait de 45%.

4. Cette croissance soutenue des ENR électriques aura un impact majeur sur le système électrique dans son ensemble, tant du point de vue de sa structure, que de la gestion de son équilibre.

Cette tendance de fond de développement des ENR devrait modifier en profondeur la structure des systèmes électriques en accélérant la transformation déjà engagée aujourd'hui d'un système actuel très centralisé en un système largement décentralisé : à l'échelle européenne en 2030, 45 à 50% de la capacité installée devrait être raccordée sur le réseau BT/MT vs. ~25% aujourd'hui.

Cette décentralisation du système électrique devrait engendrer une diminution des volumes transités par le réseau de transport, même si une partie de l'électricité produite en distribution sera refoulée sur le réseau de transport. A l'échelle du système électrique français, la production décentralisée non raccordée au réseau de transport devrait représenter entre 30 et 45% de la consommation nationale à horizon 2035 (vs. ~9% en 2016), et jusqu'à 50% à plus long terme (2050).

L'augmentation des ENR fatales dans le mix électrique français et européen engendrera une hausse du besoin de flexibilité. A horizon 20 ans, le besoin de flexibilité infra-journalier pour garantir l'équilibre offre-demande du système électrique français devrait être multiplié par 2.

En sus du besoin de flexibilité, l'atteinte d'une part élevée d'ENR fatales et intermittentes dans le mix de production devrait aussi engendrer des périodes de plus en plus fréquentes de surplus de production au niveau national (et donc *a fortiori* de « refoulement » des réseaux de distribution vers le réseau de transport). Ce phénomène restera limité en France d'ici 2030 (de l'ordre de quelques pourcents de la production en surplus, avec des occurrences de quelques dizaines heures à 300-400 heures par an), mais il pourrait prendre de l'ampleur à plus long-terme (2050), rendant potentiellement pertinent le développement de nouvelles formes de flexibilité / stockage comme le *power-to-gas*.

Au-delà de l'impact sur la gestion de l'équilibrage du système électrique, la croissance des ENR dans le mix devrait avoir un impact sur le prix du marché de gros, dont la volatilité devrait fortement croître. Ces phénomènes, couplés à l'émergence probable de contrats d'achat long-terme directs entre producteurs ENR et consommateurs (PPA), soulèvent la question de la pertinence du signal prix du marché de gros à moyen terme et plus généralement du *market design* adapté pour garantir le développement des moyens de production nécessaires à l'équilibre du système. Un marché de capacité, s'il est bien conçu pour assurer un signal prix de long terme, peut constituer une première réponse à cette problématique.

5. **Enfin, le développement significatif des ENR soulève aussi la question de la soutenabilité vis-à-vis des ressources en matières premières et en particulier en terres rares. S'il existe un risque conjoncturel de pénurie des terres rares lié à l'ajustement de la capacité de production à la demande (et donc un risque prix), la majorité des études s'accordent sur le fait que la transition énergétique ne devrait pas être confrontée à long terme à une pénurie de ressources physiques en terres rares. Leur production est aujourd'hui très majoritairement issue de Chine, mais l'exploitation des gisements européens (Groenland et Suède) – selon des procédés industriels limitant l'impact environnemental de cette activité – est actuellement à l'étude.**

SYNTHESE.....	2
I. SCENARIOS EXISTANTS DANS LE MONDE, EN EUROPE ET EN FRANCE.....	7
1) UNE CROISSANCE SIGNIFICATIVE DES ENR ELECTRIQUES QUELLE QUE SOIT LA ZONE GEOGRAPHIQUE.....	7
2) DES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DE LA PART DU NUCLEAIRE DANS LE MIX TRES CONTRASTEES SELON LES GEOGRAPHIES.....	10
a) <i>Nouveau nucléaire</i>	10
b) <i>Prolongation du parc existant</i>	12
c) <i>Sortie du nucléaire</i>	14
3) UN POIDS DES ENERGIES FOSSILES EN DECROISSANCE RELATIVE EN EUROPE ET DANS LE MONDE.....	15
II. TENDANCES ACTUELLES ET LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES COUTS DES ENR ELECTRIQUES	16
1) LES RESULTATS DES APPELS D'OFFRES RECENTS DEMONTRENT UNE BAISSSE TRES IMPORTANTE DES PRIX AFFICHES POUR LA PRODUCTION ENR.....	16
2) LES COUTS DE PRODUCTION DES ENR DEVRAIENT CONTINUER A DECROITRE A MOYEN TERME.....	18
a) <i>Solaire PV</i>	18
b) <i>Eolien onshore</i>	20
c) <i>Eolien offshore</i>	21
III. COMPARAISON DES COUTS DE PRODUCTION DES ENR ET DES MOYENS DE PRODUCTION THERMIQUES, ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES.....	22
1) DES LCOE DE NIVEAUX SIMILAIRES NE SONT PAS EQUIVALENTS A LA NOTION DE COMPETITIVITE DES ENR FACE A LA PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE.....	22
2) LES LCOE DES ENR DEVRAIENT ATTEINDRE UN NIVEAU SIMILAIRE OU INFERIEUR A CEUX DE LA PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE A ASSEZ COURTE ECHEANCE.....	24
3) ...NEANMOINS DU POINT DE VUE DU SYSTEME ELECTRIQUE, LA COMPETITIVITE DES ENR INTERMITTENTES N'EST PAS DEMONTREE.....	28
IV. IMPACTS A MOYEN ET LONG TERME D'UN FORT DEVELOPPEMENT DES ENR SUR LA STRUCTURE DU SYSTEME ELECTRIQUE ET SA GESTION	29
1) LE DEVELOPPEMENT DES ENR INTERMITTENTES ENTRAINE UNE AUGMENTATION DE LA PART DE LA CAPACITE INSTALLEE SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION.....	29
2) L'AUGMENTATION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE DEVRAIT OCCASIONNER UNE DIMINUTION DES VOLUMES TRANSPORTES.....	31
3) UNE AUGMENTATION DES BESOINS D'EQUILIBRAGE / DE FLEXIBILITE.....	32
4) UNE NOUVELLE PROBLEMATIQUE DE SURPLUS DE PRODUCTION A ANTICIPER.....	39
V. SOUTENABILITE A LONG TERME D'UN DEVELOPPEMENT MASSIF DES ENR VIS-A-VIS DES RESSOURCES EN TERRES RARES	42
VI. ANNEXES	50
1) GLOSSAIRE.....	50
2) LISTE DES FIGURES.....	50

3) BIBLIOGRAPHIE	52
------------------------	----

I. Scénarios existants dans le monde, en Europe et en France

1) Une croissance significative des ENR électriques quelle que soit la zone géographique

La majorité des scénarios énergétiques envisagent aujourd'hui un développement de nouvelles capacités largement dominé par les énergies renouvelables, quelle que soit la zone géographique considérée.

L'AIE (International Energy Agency) propose chaque année un World Energy Outlook (WEO) qui étudie pour les décennies à venir les grandes évolutions du monde de l'énergie, et en particulier du mix de production d'électricité, en modélisant l'offre et la demande d'énergie dans chaque région. L'édition 2017 du WEO met en avant 2 scénarios de mix de production d'électricité (voir Figure 1)² :

- Le scénario « *New Policies* » (NP) qui repose sur les engagements nationaux (« *Nationally Determined Contributions* ») établis dans le cadre de l'accord de Paris.
- Le scénario « *Sustainable Development* » (SD), qui limite le réchauffement climatique à 2°C avec une probabilité de 50%.

Quel que soit le scénario, la part des ENR dans les nouvelles capacités installées sera significative, allant jusqu'à environ 90% dans le scénario *Sustainable Development* à l'horizon 2040.

Ainsi, selon les projections de l'AIE, la part des renouvelables (hydroélectricité comprise) pourrait atteindre 30 à 60% de l'électricité produite au niveau mondial en 2040, en fonction des scénarios (voir figure 1). D'autres scénarios mondiaux, comme l'Energy Outlook de BP 2017, envisagent également une forte augmentation de la part des renouvelables dans le mix de production électrique : les ENR intermittentes passent de 7% du mix électrique mondial en 2015 à 20% en 2035, les renouvelables hydroélectricité comprise atteignant environ 35% des volumes générés à cet horizon.

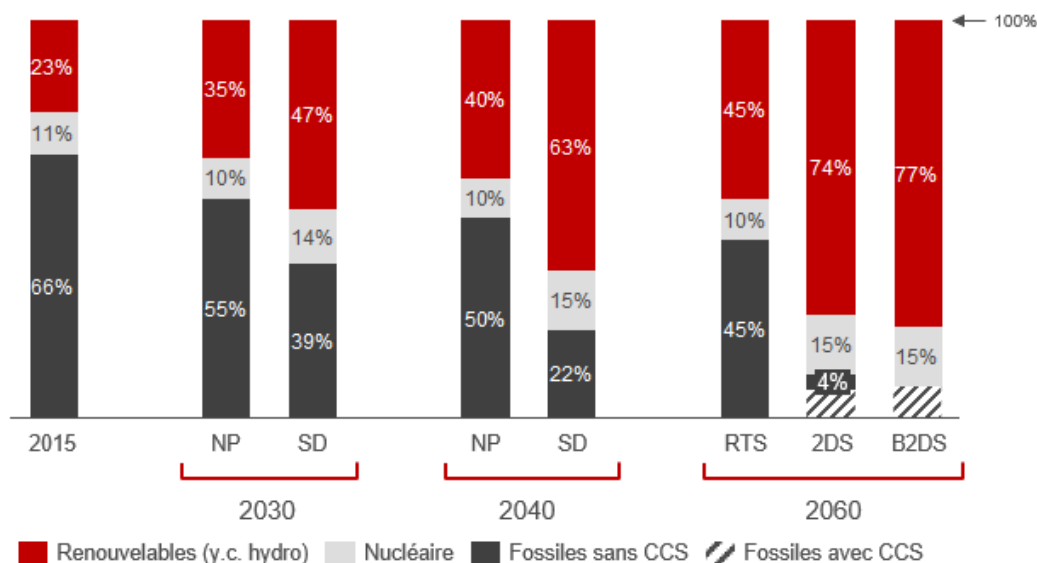
Dans la figure 1 sont également représentés, à l'horizon 2060, les scénarios de l'ETP de l'AIE³ :

- Le « *Reference Technology Scenario* » (RTS), devrait mener à un réchauffement global de l'ordre de 2,7°C en 2100, et prévoit que 45% de l'électricité produite en 2060 le sera à partir de sources renouvelables.
- Le scénario 2DS, qui offre une probabilité de 50% de limiter le réchauffement climatique à 2°C en 2100. Ce scénario suppose une réduction de 70% des émissions de CO₂ du secteur énergétique d'ici 2060, 74% de l'électricité provenant de sources renouvelables.
- Le scénario B2DS explore la possibilité de limiter le réchauffement à moins de 2 degrés en 2100, en atteignant le zéro-émissions nettes en 2060. Dans ce scénario, 77% de l'électricité produite en 2060 provient de sources renouvelables, et les technologies CCS (« *Carbon Capture and Storage* ») couvrent 100% des capacités thermiques fossiles restantes.

² AIE 2017, World Energy Outlook

³ AIE 2017, ETP (Energy Technology Perspectives)

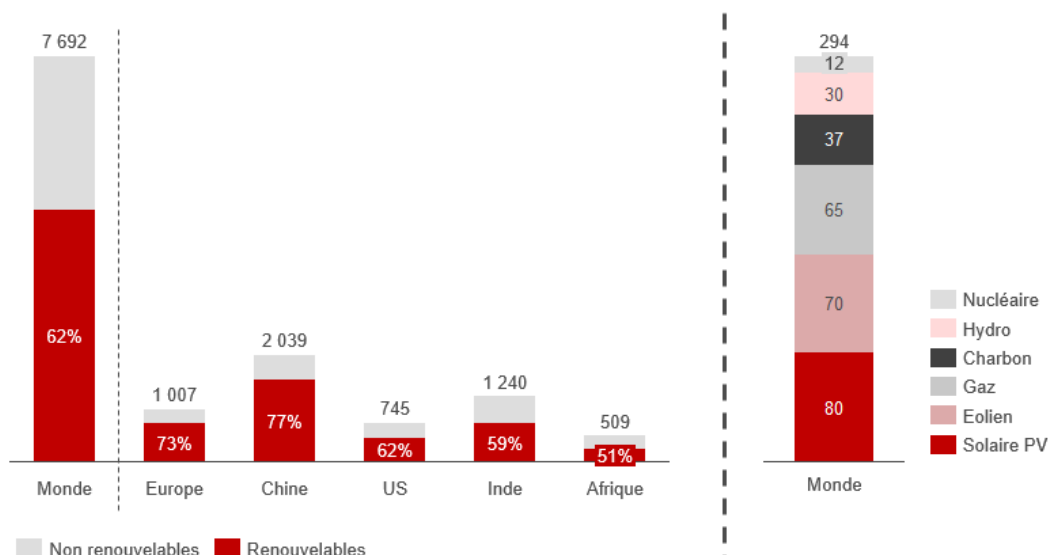
Figure 1 : Projections de mix de production d'électricité en % du **volume** total produit selon les scénarios de l'AIE (World Energy Outlook 2017 en 2030 et 2040, ETP 2017 en 2060)



Source : AIE – 2017 – « World Energy Outlook»; AIE – 2017 – Energy Technology Perspectives

Dans le cadre du scénario *New Policies*, 62% des nouvelles capacités installées au niveau mondial entre 2017 et 2040 sont renouvelables. Sur les 4780 GW de nouvelles capacités renouvelables installées, près de 50% seraient installées en Inde et en Chine, où les ENR représenteraient 77% des nouvelles capacités installées (voir Figure 2). L'Europe présenterait une part similaire (73%) des ENR dans ses nouvelles capacités, contre 62% aux USA et 50% en Afrique.

Figure 2 : 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]

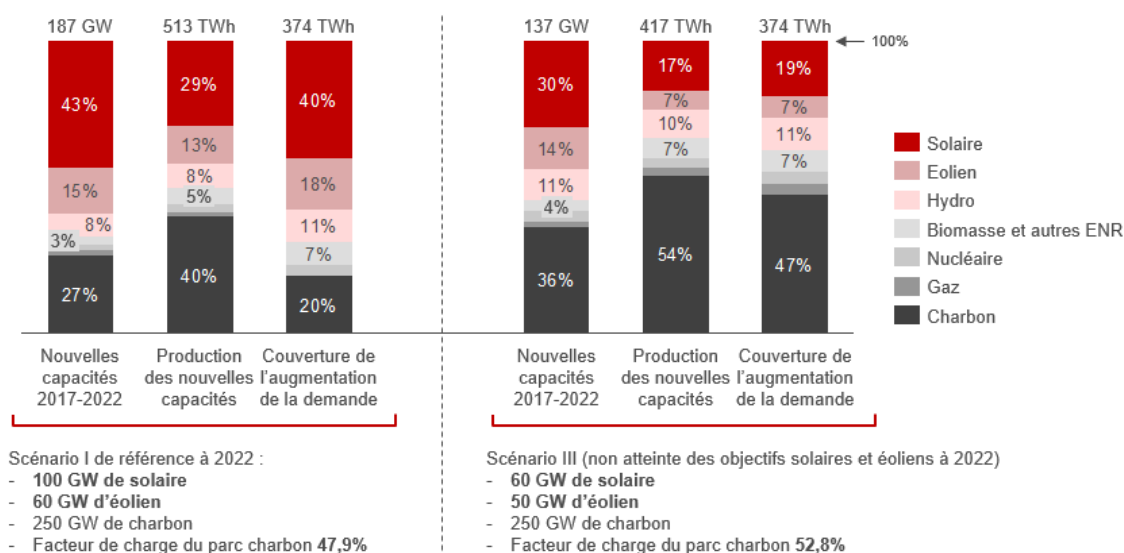


Source : AIE – 2017 – « World Energy Outlook»

Dans une perspective plus court terme, les technologies renouvelables sont désormais majoritaires pour les nouvelles installations dans les 3 à 5 années à venir, même dans les pays en voie de développement tels que l'Inde et la Chine (voir figure 3 et 4). En Chine, les énergies

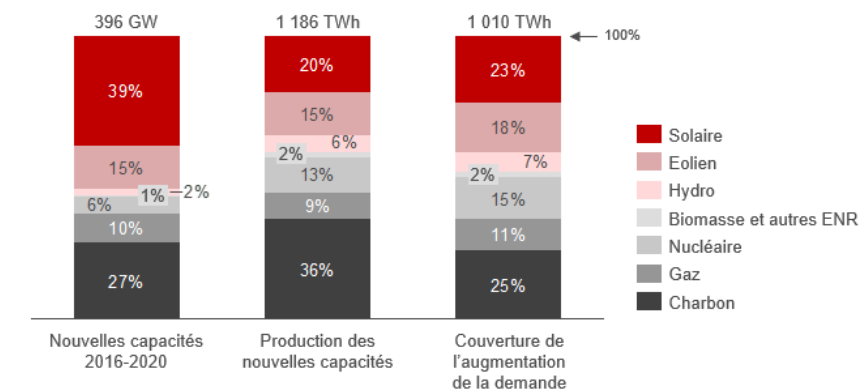
renouvelables devraient couvrir 50% de l'augmentation prévue de la demande entre 2016 et 2020, contre seulement 25% pour les centrales à charbon dont les facteurs de charge devraient continuer à baisser dans un contexte général de surcapacité installée. En Inde, le scénario de référence à horizon 2022 de la *Central Electricity Authority* prévoit des capacités installées de 100 GW de solaire et 60 GW d'éolien. Dans de telles conditions, les énergies renouvelables couvriraient ~75% de l'augmentation de la demande nationale, et le facteur de charge du parc à charbon (auquel ~50 GW déjà en construction seront quoi qu'il arrive ajoutés d'ici 2022) chuterait d'environ 60% aujourd'hui à 47,9% en 2022. Cependant la crédibilité de ce scénario peut être mise en doute, l'atteinte des 100 GW de solaire en 2022 impliquant un rythme moyen d'installation de ~18 GW/an dans les cinq années à venir pour l'Inde. Dans le scénario le moins optimiste de la *Central Electricity Authority*, qui envisage les moyens à mettre en œuvre si les objectifs solaire et éolien ne sont pas atteints, les renouvelables ne couvriraient plus que 44% de la hausse de la demande, et le charbon en couvrirait presque la moitié.

Figure 3 : Nouvelles capacités, production des nouvelles capacités, et couverture de la hausse de la demande par technologie en Inde entre 2017 et 2022



Source : Central Electricity Authority, 2016, Draft National Electricity Plan; Central Statistics Office - Government of India, 2017, Energy Statistics 2017; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 4 : Nouvelles capacités, production des nouvelles capacités, et couverture de la hausse de la demande par technologie en Chine entre 2016 et 2020



Source : IEA, 2016, China's 13th Five Year Development Plan; IEA, 2017, World Energy Outlook; Agora Energiewende, 2017, Energy Transition in the Power Sector in China : State of Affairs in 2016; Press releases; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

2) Des perspectives d'évolution de la part du nucléaire dans le mix très contrastées selon les géographies

La France est le 2^{ème} pays du monde en nombre de réacteurs nucléaires, lesquels produisent ~75% de l'électricité nationale. La place du nucléaire en France est amenée à évoluer, l'actuel gouvernement fixant un objectif de baisse de la part du nucléaire à 50% dans le mix électrique français à un horizon encore à déterminer (la LTECV annonçait initialement cet objectif pour 2025) et la LTECV plafonnant la capacité installée autorisée en France à 63,2 GW.

Le contexte à l'international est, pour une majorité des zones géographiques, différent du contexte français. Les perspectives d'évolution de la part du nucléaire dans le mix électrique sont en effet très hétérogènes. Trois situations peuvent être distinguées :

- a) **Nouveau nucléaire : les pays ayant des plans importants de développement de nouveau nucléaire. Les constructions de nouveaux réacteurs aujourd'hui envisagées sont principalement localisées en Asie (Extrême Orient, Moyen Orient et Asie du Sud). Ces pays sont de deux types :**
 - les pays en forte croissance (démographique, économique et donc énergétique) comme la Chine ou l'Inde
 - les pays ayant un parc nucléaire historique déjà bien développé et qui gardent (ou envisagent) comme objectif long terme une part importante du nucléaire dans leur mix électrique (nécessitant donc un développement important de nouvelles capacités) comme la Russie;
- b) **Prolongation du parc existant : les pays avec un historique nucléaire qui continuent d'envisager un maintien du nucléaire dans le mix à moyen terme** (Etats-Unis, Royaume-Uni, Japon notamment) principalement avec une stratégie de prolongation du parc existant et, de manière plus limitée et encore incertaine, de développement de nouveau nucléaire
- c) **Sortie du nucléaire : les pays avec un historique nucléaire qui se sont engagés dans la sortie du nucléaire à court/moyen terme** (Allemagne, Suisse, Belgique) ou à plus long terme (Corée du Sud)

a) Nouveau nucléaire

Fin 2016, 61 réacteurs étaient en construction dans 13 pays, pour une capacité électrique additionnelle de 59 GWe pour la prochaine décennie⁴. Sur ces 61 réacteurs en construction, 20 sont en Chine et plus globalement 70% sont en Asie. De plus, à l'heure actuelle, 160 nouveaux réacteurs sont planifiés ou commandés pour une capacité totale de 168 GWe et plus de 300 sont proposés.

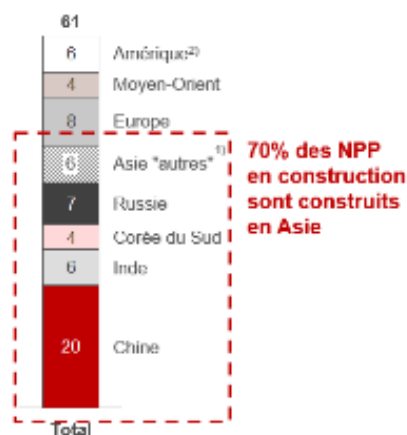
⁴ World Nuclear Association WNA

Ces projets de développement de nouveaux réacteurs (mises en service projetées à horizon 2030 et 2050) sont **principalement localisés dans des pays émergents où une forte croissance de la consommation électrique est attendue et une politique de développement de nouveau nucléaire est mise en place pour pouvoir répondre à cette demande future**. Les principaux pays à avoir des plans ambitieux de développement de nouveau nucléaire sont notamment la **Chine et l'Inde**. Ces pays ont de fortes ambitions de développement de capacités de production sur tous les types d'énergie et pas seulement nucléaire.

- La **Chine**, afin de répondre à une demande électrique croissante et à des enjeux forts de pollution atmosphérique, affiche des objectifs ambitieux de construction de nouveau nucléaire afin de produire une électricité décarbonée : **objectif de 58 GWe à horizon 2020-2021** (soit une croissance de 70% de la capacité installée en 2016 de 33,8 GWe). La Chine a par ailleurs des objectifs importants de développement de la capacité de production renouvelable (objectif de 680 GWe à horizon 2020, soit 140 GWe additionnels à installer).
- De même, **l'Inde affiche des objectifs de développement de nouveau nucléaire ambitieux : 14,6 GWe à horizon 2024 et 63 GWe à horizon 2032** par rapport à une capacité installée de 6,2 GWe. L'Inde a également d'ambitieux objectifs sur le développement des renouvelables (éolien et PV) et a récemment annoncé un objectif de 175 GW à horizon 2022⁵ (afin de l'atteindre, il est nécessaire d'installer 15 GW/an de PV sur les 5 prochaines années).

Figure 5 : Répartition des NPP en construction par pays [# NPP]

RÉPARTITION DES NPP EN CONSTRUCTION PAR PAYS [# NPP]



1) Inclut : Taiwan, Japon, Pakistan

2) Dont 2 constructions admises aux Etats-Unis

Source: IAEA, World Nuclear Association

Focus pays n°1 : la Chine

A l'heure actuelle, l'électricité est principalement produite par des combustibles fossiles (70% en 2016, majoritairement au charbon) en Chine. La Chine est actuellement caractérisée par une croissance rapide qui donne lieu à une croissance forte de la demande électrique du pays et de la pollution atmosphérique. Les pouvoirs publics ont de fait mis en place depuis 2014 des objectifs de réduction des émissions de CO2 et de développement de la production d'électricité non carbonée (15% à horizon 2020).

Fin 2016, la capacité de production nucléaire installée était de 33,6 GWe (soit 2% de la capacité installée du pays) et le gouvernement chinois affiche actuellement des objectifs ambitieux de développement de nouveau nucléaire. En effet, depuis 2014 l'objectif de capacité installée à horizon 2020 est de 58 GWe, objectif qui a été confirmé par le 13ème plan sur 5 ans dans lequel il est programmé de certifier entre 6 et 8 nouveaux réacteurs par an à partir de 2016. Néanmoins cet objectif de capacité installée ne pourra probablement pas être atteint avant 2021, des retards par rapport aux plannings prévus étant survenus.

L'accident de Fukushima, bien qu'il n'ait pas remis en question la majorité des projets de développement, a eu un impact fort sur la politique de développement avec un renforcement important des politiques de sûreté nucléaire du pays, mesure d'autant plus clé pour la Chine que ce pays développe plusieurs types de technologies de réacteurs. Par ailleurs, à l'heure actuelle, le

⁵ Renewable energy prospects for India, IRENA, Mai 2017 (working paper)

développement des ENR en Chine ne remet pas non plus en question les objectifs de développement de nucléaire du pays, la Chine faisant face à une forte croissance de la consommation électrique (+6%/an entre 2011 et 2015)

A moyen et plus long terme, la WNA (*World Nuclear Association*) recense des projets de développement (en construction, planifiés ou proposés) qui atteignent ~150 GWe à horizon 2030 et encore plus à horizon 2050.

D'autre part, la **Russie a des plans de développement de nouveau nucléaire afin de renouveler un parc existant développé et mature. En effet, 8 réacteurs sont actuellement en construction (dont deux SMR – *Small and Medium Reactors*), 26 sont planifiés avec des mises en service avant 2031, et 22 réacteurs supplémentaires ont été proposés officiellement.** Par ailleurs, la Russie étend la durée d'exploitation de son parc existant sur des durées de 15 ans (durées d'exploitation initiales fixées à 30 ans) voire 30 ans pour les VVER les plus récents.

b) Prolongation du parc existant

Certains pays comme les Etats-Unis, le Royaume-Uni et le Japon optent pour une stratégie de prolongation de la durée de vie de leurs installations, ce qui permet de conserver un parc de production décarbonée à moindre niveau d'investissements. Ces pays ont par ailleurs des politiques de développement de nouveau nucléaire limitées et incertaines.

- Aux Etats-Unis :

- A date, la **NRC**, Commission de Régulation Nucléaire (*Nuclear Regulatory Commission*), a **accordé des renouvellements à 89 réacteurs** (sur un parc total de 99 réacteurs) afin d'étendre leurs durées d'exploitation de 40 à 60 ans (prolongations de 20 ans). En 2016, la NRC a étendu de 20 ans la durée de vie de 6 réacteurs (à Braidwood, LaSalle, grand Gulf et Fermi) et à 2 réacteurs en 2017 (à South Texas).
- Seuls 4 nouveaux réacteurs sont planifiés, et leur réalisation reste incertaine à la suite de la faillite de Westinghouse, le constructeur sélectionné pour les réacteurs en question

- Au Royaume-Uni, les scénarios prospectifs National Grid⁶ projettent une capacité de production nucléaire en 2050 entre 5 et 20 GWe. Dans ce contexte :

- **EDF Energy** a déjà validé avec l'autorité de régulation (*Office for Nuclear Regulation*) l'extension de la durée de vie de sa flotte d'AGR pour des durées allant de 5 ans à 10 ans (7 ans pour Hinkley Point B et Hunterston B⁷, 5 ans pour Heysham-1 et Hartlepool et 10 ans pour Dungeness, Heysham-2 et Torness⁸).
- un projet est lancé à Hinkley Point, deux autres projets sont à l'étude, leur réalisation étant encore incertaine (Moorside et Wylfa)

- Au Japon, la situation est différente car le pays est en phase de redémarrage de ses installations après l'accident de Fukushima en 2011. Toute la production nucléaire avait en effet été suspendue après l'accident, et de nouvelles normes de sûreté fixées. 5 réacteurs ont déjà redémarré, 21 autres sont en attente d'une autorisation de redémarrer de la *Nuclear Regulation Authority*. Néanmoins, le Japon n'envisage pas une sortie du nucléaire à court/moyen terme : son « *Plan for Electricity Generation to 2030* », approuvé en 2015 par le gouvernement, projette une part du nucléaire en 2030 à 20-22%⁹. Cela représente une baisse par rapport à la part du

⁶ Future Energy Scenarios 2017, National Grid, Juillet 2017

⁷ EDF confirms seven-year life extensions for nuclear plants, The Telegraph, 2012, <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/9720953/EDF-confirms-seven-year-life-extensions-for-nuclear-plants.html>

⁸ EDF Energy extends lives of UK AGR plants, World Nuclear News, 2016, <http://www.world-nuclear-news.org/C-EDF-Energy-extends-lives-of-UK-AGR-plants-1602164.html>

⁹ World Nuclear Association – Nuclear Power in Japan

nucléaire dans le mix de production avant l'accident de Fukushima (~30% en 2010), mais le rôle du nucléaire dans l'indépendance énergétique du pays, la baisse des émissions de CO₂, et la maîtrise des prix de l'électricité (particulièrement élevés au Japon depuis Fukushima, en raison des imports de combustibles fossiles), est également souligné à plusieurs reprises dans ce document.

Focus pays n°2 : le Royaume-Uni

Le Royaume-Uni a actuellement 15 réacteurs en exploitation (capacité de ~9 GWe, qui ont produit 65,1 TWh en 2016 soit 20,4% de la consommation électrique annuelle du pays).

Le pays fait partie des géographies les plus matures en termes de programme nucléaire, la première génération de réacteurs (12 réacteurs Magnox) ayant déjà été définitivement arrêtés avant fin 2016. Les 15 réacteurs en exploitation sont des AGR (*Advanced Gas-cooled Reactors*) arrivent aussi en fin de vie, bien qu'EDF Energy ait déjà validé la prolongation de la durée d'exploitation d'une partie de sa flotte (extensions de 5 à 10 ans).

Les scénarios publiés par National Grid en juillet 2017 montrent que 14,5 GWe de nouveau nucléaire à l'horizon 2035 sont nécessaires pour que le Royaume-Uni respecte ses engagements dans l'Accord de Paris pour limiter le réchauffement climatique à 2 degrés¹⁰. L'objectif initial annoncé par le gouvernement portait sur le développement de 16 GWe de nouvelles capacités nucléaires à l'horizon 2025¹¹, afin de répondre aux besoins électriques. Cet objectif semble aujourd'hui hors de portée, la mise en service des premières capacités de nouveau nucléaire étant prévues autour de 2025 à Hinkley Point C. Cependant l'objectif en volume semble être maintenu¹², si l'échéance en est repoussée, et des sites de développement de nouveaux réacteurs¹³ ont été identifiés : un projet est lancé à Hinkley Point (construction du réacteur C), deux autres projets sont à l'étude, leur réalisation étant encore incertaine (Moorside et Wylfa) :

- Projet lancé à Hinkley Point : EDF Energy sélectionné pour le développement de deux réacteurs EPR pour une capacité de 1630 MWe par réacteur.
- Projets à l'étude (incertain). Ces projets font aujourd'hui face à des incertitudes à cause de la faillite de Westinghouse qui remet en question le projet de Moorside et, à cause de la baisse de consommation énergétique et électrique au Royaume-Uni conjuguée au développement d'ENR :
 - Moorside : Nu-Generation (Westinghouse et Engie) initialement sélectionné pour construire 3 réacteurs AP-1000. Suite à la faillite de Westinghouse, le gouvernement cherche des investisseurs pour le projet de réacteurs à Moorside. KEPCO pourrait être un potentiel investisseur en tant que constructeur de réacteurs, mais il apparaît peu probable que KEPCO construise des AP-1000 (technologie Westinghouse).
 - Wylfa : Horizon Nuclear (Hitachi) est en cours de certification de sa technologie ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*) pour les sites de Wylfa et Oldbury. Le premier réacteur ABWR à Wylfa (licence demandée par Horizon Nuclear en 2017) pourrait être mis en service en 2025 (sur un total de 4 planifiés – 2 à Wylfa et 2 à Oldbury)

De plus, dans certains pays ayant déjà des parcs installés et des programmes nucléaires matures, certains réacteurs font l'objet de **projets d'augmentation de capacité** ce qui a pour effet d'augmenter la capacité nationale installée¹⁴. De nombreux NPP aux **Etats-Unis, en Suisse, en Espagne, en Finlande et en Suède** ont par exemple vu augmenter leur capacité de production (pour un total de

¹⁰ National Grid, 2017, Future Energy Scenarios

¹¹ Annoncé par les ministres, et non inclus dans un texte de loi. Dérivant néanmoins du « *Draft National Policy Statement for Nuclear Power Generation* » (2009) qui estime qu'une part importante des 25GWe à construire (hors renouvelable) proviendra du nucléaire (+60GWe à horizon 2025 dont ~35GWe proviendra de renouvelable)

¹² Nuclear Advanced Manufacturing Research Center, <http://namrc.co.uk/intelligence/uk-new-build-plans/>

¹³ The World Nuclear Industry status report 2017, Mycle Schneider Consulting, Paris, Septembre 2017

¹⁴ World Nuclear Association

~9GWe d'augmentation. Aux Etats-Unis par exemple, la NRC a autorisé 140 projets d'augmentation de capacité sur les réacteurs existants depuis 1977 pour une augmentation de capacité totale de ~6,5GWe.

c) Sortie du nucléaire

- En réponse à l'accident de Fukushima, **l'Allemagne a décidé dès 2011 une sortie du nucléaire** avec la fermeture des 8 réacteurs les plus anciens de son parc et la décision de fermer les 9 restants à horizon 2022.
- La Suisse a voté, en mai 2017, une révision de la loi sur l'énergie **qui interdit la construction de centrales nucléaires**, vise à réduire la consommation d'électricité et promeut les énergies renouvelables. Cette **révision signe la sortie à moyen terme du nucléaire**, avec la fermeture progressive des centrales au fur et à mesure de leur obsolescence (les centrales existantes pourront rester en service tant que leur sûreté sera garantie).
- La Belgique a décidé une sortie du nucléaire dès 2025.
- La Suède envisage également à moyen/long terme de remplacer sa capacité de production nucléaire par des capacités de production renouvelables (horizon 2040-2050). Actuellement, le pays soutient une prolongation de la durée de vie de ses réacteurs (à 60 années d'exploitation) et a, comme précisé précédemment, augmenté la capacité de production de ses réacteurs afin de pallier la fermeture des 2 plus anciens réacteurs (à Barseback).
- En Corée du Sud, la récente élection du président Moon-Jae en Mai 2017 a remis en question la place future du nucléaire. Plusieurs décisions récentes préparent une sortie du pays du nucléaire : l'annonce récente de la fermeture de Wolsong 1, les annonces de la fermeture des centrales après 40 ans d'exploitation des autres réacteurs sud-coréens¹⁵, l'arrêt des développements de nouveau nucléaire (le président sud-coréen a néanmoins validé en octobre 2017, la finalisation de la construction des deux réacteurs de Shin-Kori 5&6 prévues en 2021 et 2022).

Ces tendances différenciées par pays permettent d'envisager comme **scénario le plus réaliste à ce jour un maintien (scénario de référence de l'AIEA) ou une légère augmentation (scénario central de l'AIE) de la capacité nucléaire mondiale à l'horizon 2030**. Selon l'AIEA, la capacité nucléaire mondiale installée pourrait être stable à horizon 2030 (~390GWe) et en légère augmentation à horizon 2050 (~420GWe, +8%, avec néanmoins une incertitude bien plus importante à horizon 2050). Selon le scénario New Policies de l'AIE¹⁶ en revanche, la capacité nucléaire mondiale passerait de 404 GWe installés en 2015 à ~470 GWe à horizon 2030 (soit une augmentation d'environ 15%), et 516 GWe à horizon 2040 (soit une augmentation de 28% par rapport à 2015).

La situation est différenciée par géographie dans ces scénarios aux horizons 2040 et 2050 :

- **Forte croissance de la capacité installée en Extrême Orient** (+116 GWe en Chine dans le scénario central de l'AIE), en **Asie du Sud** (+33 GWe en Inde), et au **Moyen Orient** (+18 GWe)
- **Légère croissance en Russie** (+26%) pour l'AIE, **stabilité en Europe de l'Est** pour l'AIEA
- **Légère baisse en Amérique du Nord** (-13%) pour l'AIE, plus conséquente pour l'AIEA (-18%)
- **Nette baisse dans l'Union Européenne** (-34% pour l'AIE et -31% pour l'AIEA)

Au-delà de ces scénarios de référence, ces institutions proposent également des visions plus optimistes du développement des capacités de production nucléaires à horizon 2030 et 2050 (« *High scenario* » de l'AIEA, scénario *Sustainable Development* de l'AIE) fondés sur un maintien du rythme de croissance de l'économie et de la consommation électrique en particulier en Asie et sur une place importante accordée au nucléaire dans l'atteinte des objectifs de réduction des gaz à effets de serre. Dans le *high scenario* de l'AIEA, la capacité installée à horizon 2030 est estimée à ~600GW soit une augmentation

¹⁵ The World Nuclear Industry status report 2017, Mycle Schneider Consulting, Paris, Septembre 2017

¹⁶ AIE, 2017, World Energy Outlook

de ~58% par rapport à aujourd'hui. Le scénario *Sustainable Development* de l'AIE prévoit environ 720 GWe installés en 2040, soit une augmentation de 78% par rapport à 2015.

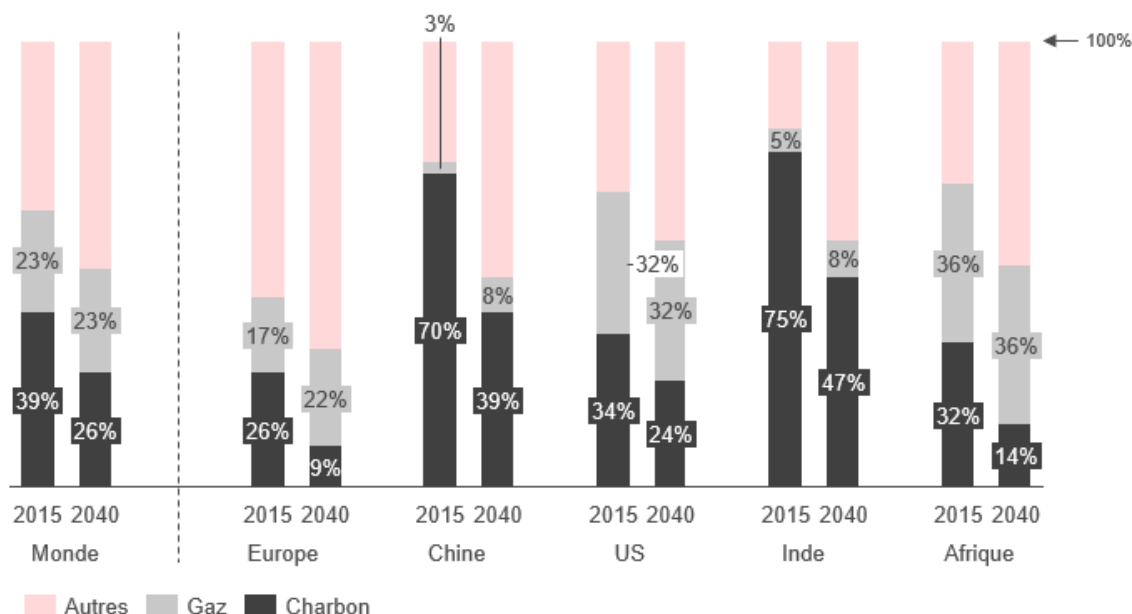
3) Un poids des énergies fossiles en décroissance relative en Europe et dans le monde

Conséquence des deux points précédents, la part des énergies fossiles dans la production électrique mondiale est amenée à diminuer à long terme (50% en 2040 dans le scénario de référence « *New policies* » de l'AIE vs. 66% en 2015) malgré une augmentation globale des capacités installées et avec ici aussi une disparité forte entre les régions.

La figure 1 présentée au paragraphe I.1) montre que quel que soit le scénario de l'AIE envisagé, la part des énergies fossiles dans la production mondiale d'électricité devrait baisser. Le scénario *Sustainable Development* envisage que seulement 22% de la production mondiale d'électricité soit de source fossile en 2040. Le charbon supporte l'essentiel de cette baisse, la part du gaz dans la production mondiale d'électricité demeurant en revanche proche de son niveau actuel (figure 3).

Cette baisse de la part des fossiles n'est pas nécessairement accompagnée d'une baisse des capacités installées correspondantes (et des volumes générés en valeur absolue) dans toutes les zones. Si les capacités de production charbon vont diminuer en Europe, aux US, et plus généralement dans les pays de l'OCDE, elles vont en revanche augmenter légèrement au niveau mondial, et augmenter nettement dans certains pays comme en Inde. Les capacités installées en gaz vont augmenter dans presque toutes les zones entre 2015 et 2040.

Figure 6 : Evolution des parts du gaz et du charbon dans la production d'électricité entre 2015 et 2040, par géographie, dans le scénario *New Policies* de l'AIE



Source : AIE – 2017 – « World Energy Outlook »

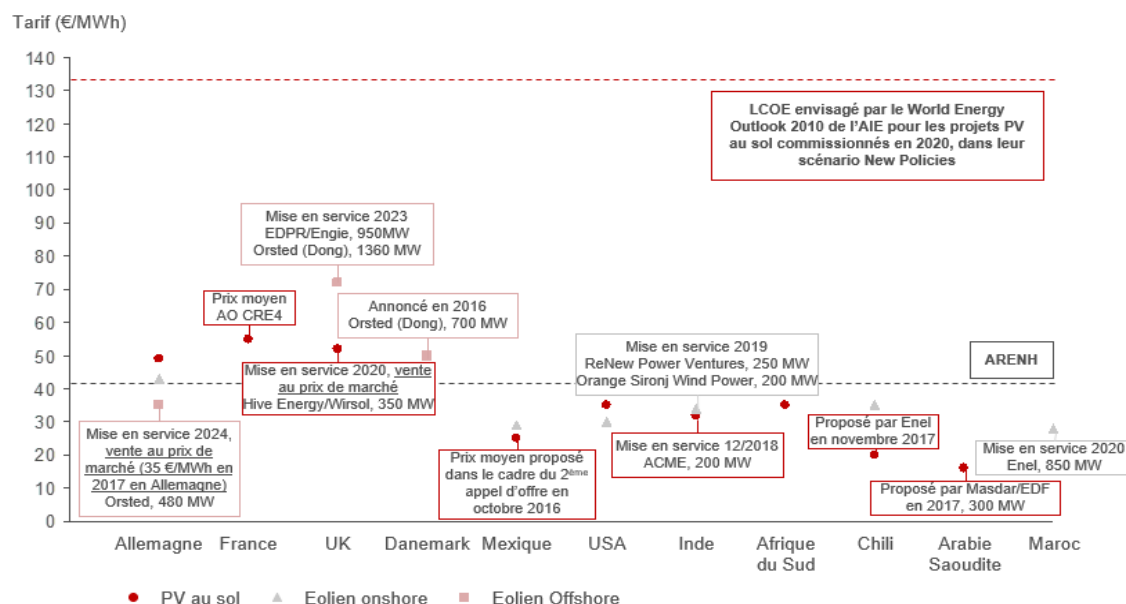
II. Tendances actuelles et les perspectives d'évolution des coûts des ENR électriques

1) Les résultats des appels d'offres récents démontrent une baisse très importante des prix affichés pour la production ENR

L'ensemble des ENR électriques et en particulier les filières solaires photovoltaïques et éoliennes (*onshore* et *offshore*) ont connu ces dernières années une amélioration significative de leurs coûts de production, liée notamment à une baisse des coûts d'investissements.

L'AIE relève entre 2010 et 2016 une baisse du LCOE moyen de 70% pour le solaire PV et de 25% pour l'éolien terrestre¹⁷. Les appels d'offres les plus récents, en Europe comme en Asie et en Amérique, ont ainsi vu émerger des tarifs particulièrement bas pour l'ensemble des technologies renouvelables, reflétant des coûts de production (en coûts complets directs¹⁸) proches ou inférieurs à ceux des sources de production thermique historiques dans certaines régions fortement ensoleillées ou ventées : le solaire au sol est descendu jusqu'à 16 €/MWh dans un projet proposé en Arabie Saoudite, tandis que l'éolien *onshore* a atteint 43 €/MWh en Allemagne et en Espagne, 34 €/MWh en Inde et 28 €/MWh au Maroc. L'éolien *offshore* a également connu une baisse importante des prix affichés, avec 72 €/MWh offshore au Royaume-Uni, 50 €/MWh au Danemark et 50 €/MWh au Danemark (figure 6). Des parcs offshore dont l'électricité sera vendue au prix de marché sans subventions ont également été annoncés en Allemagne à l'automne 2017. Il en est de même pour des parcs solaires au Royaume-Uni. La chute des prix du solaire PV au sol notamment a eu lieu beaucoup plus rapidement que ne l'avaient anticipé les scénarios de l'AIE entre 2010 et 2020.

Figure 7 : Exemples de résultats des derniers appels d'offres pour le développement de capacités renouvelables dans le monde



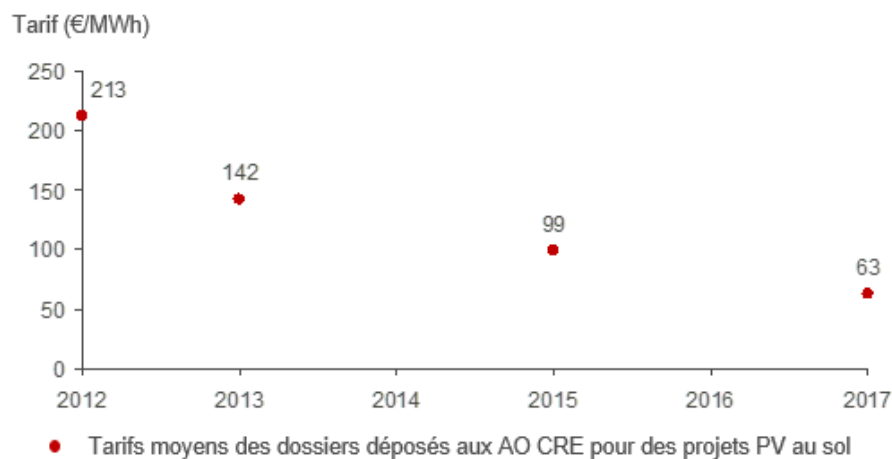
Sources : Revue de presse, analyse E-Cube Strategy Consultants – 2017

¹⁷ AIE, 2017, World Energy Outlook 2017

¹⁸ Hors coûts supplémentaires d'intégration des ENR au réseau électrique, c'est-à-dire à niveau de service rendu au système inférieur pour les ENR par rapport aux centrales à production contrôlable

Dans le cas de la France, le tarif moyen proposé dans les dossiers déposés (et non seulement des dossiers retenus) dans le cadre des appels d'offre CRE, pour des projets solaires photovoltaïques au sol, est passé de plus de 200 €/MWh en 2012 à 63 €/MWh en 2017 (figure 7).

Figure 8 : Décroissance des prix moyens proposés dans le cadre des appels d'offre CRE pour des projets PV au sol, entre 2012 et 2017



Sources : CRE, analyse E-Cube Strategy Consultants – 2017

Les résultats chiffrés de l'ensemble de ces résultats d'appels d'offre sont cependant à nuancer, pour plusieurs raisons :

- Ces résultats d'appel d'offre ne sont pas nécessairement le reflet exact des coûts de production non subventionnés (LCOE).
 - o Aux Etats-Unis par exemple, NREL fait état au premier trimestre 2017 de coûts de production de l'ordre de 30 à 40 USD/MWh (c'est-à-dire le résultat d'appel d'offres présenté dans la figure précédente) **ITC (federal Investment Tax Credit) comprise**. Sans l'ITC, le LCOE réel s'élève à entre 45 et 65 USD/MWh¹⁹.
 - o Autre exemple dans le cas des parcs éoliens offshore non subventionnés en Allemagne : l'électricité sera vendue au prix de marché (~35 €/MWh actuellement). Mais plusieurs éléments amènent à considérer ce résultat avec prudence :
 - Ces valeurs annoncées ne prennent pas en compte les coûts de raccordement, qui s'élèvent à 10-15 €/MWh, et bénéficient d'effets d'échelle avec la présence de parcs subventionnés situés à proximité, qui permettent de mutualiser/absorber certains postes de coûts (O&M notamment).
 - Ce projet prévoit une mise en service en 2024, et pourrait constituer – en regard d'indemnités libératoires relativement faibles jusqu'à 24 mois avant la date théorique de mise en service²⁰ – une prise d'option, dans l'attente d'une baisse des CAPEX et de ruptures technologiques sur la puissance des éoliennes dans les prochaines années. Cependant de nouveaux résultats d'appels d'offres à

¹⁹ NREL, US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017

²⁰ Le *German Offshore Wind Energy Act* prévoit une garantie de soumission de l'offre de 100 €/kW, soit ~155 M€ dans le cas du parc de 1550 MW dont la production doit être vendue au prix de marché par Orsted ; la pénalité libératoire en cas de non présentation d'une preuve de financement 24 mois avant la date théorique de mise en service est de 30% de la garantie de soumission, soit ~47 M€ si Orsted décide en 2022 de ne pas réaliser le projet

prix de marché pour l'éolien offshore aux Pays-Bas en décembre 2017 (sites *Hollandse Kust Zuid I* et II), avec une mise en service prévue en 2022, viennent renforcer la confiance du secteur dans ces perspectives de baisse des coûts.

- Le contexte macro-économique actuel est particulier : les coûts du capital constatés actuellement sont ainsi faibles dans l'ensemble des géographies, de l'ordre de 4 à 5% en général pour les projets solaires PV.
- Pour certains des résultats mentionnés, ces LCOE sont obtenus dans des conditions particulièrement favorables.
 - o C'est le cas par exemple des projets de parcs éoliens offshore non subventionnés allemands, qui sont situés dans une zone exceptionnellement favorable (vitesse moyenne du vent >10 m/s ; à titre de comparaison, aux US, le NREL²¹ identifie de telles zones uniquement à proximité des côtes du nord de la Californie ; la côte Est américaine dans son ensemble ne bénéficie d'aucune zone aussi favorable à proximité du continent).

Malgré ces « caveats », force est de constater que la décroissance des coûts de production des ENR a globalement fortement accéléré ces dernières années, à un rythme plus soutenu qu'envisagé il y a encore quelques années.

2) Les coûts de production des ENR devraient continuer à décroître à moyen terme

A l'échelle mondiale comme européenne et française, le coût de production des énergies renouvelables devrait continuer à diminuer à moyen terme, principalement porté par la baisse des coûts d'investissement liée aux effets d'échelle attendus sur la production.

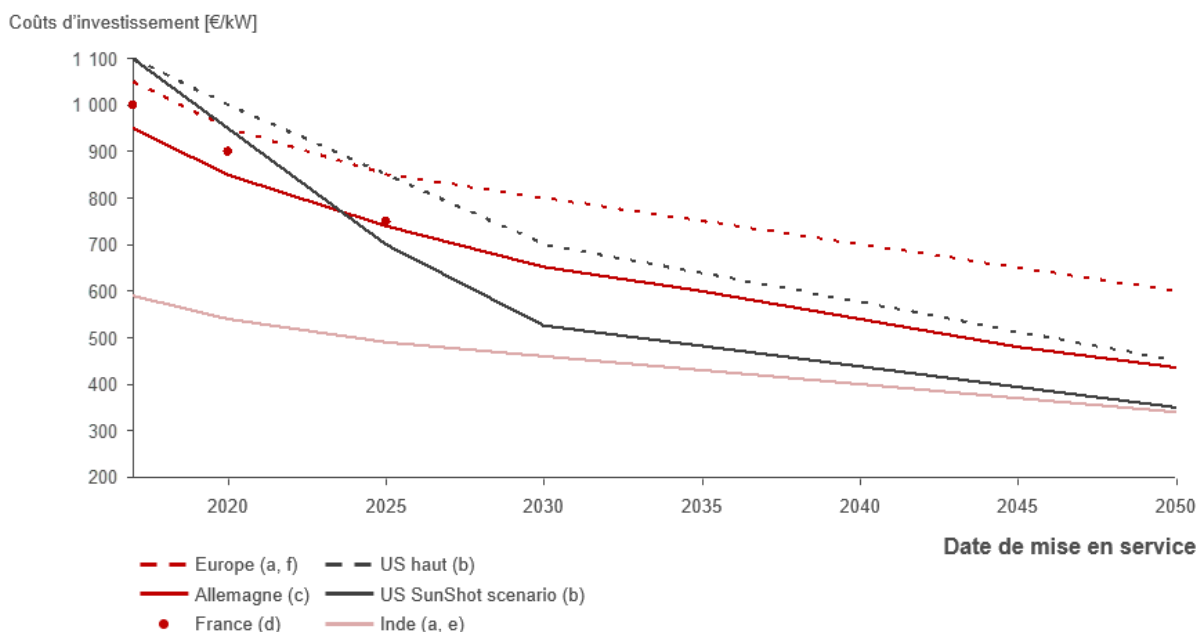
a) Solaire PV

Les différentes études prospectives²² s'accordent aujourd'hui sur des perspectives de baisse des coûts d'investissement pour les systèmes solaires PV au sol, comprises entre 20% et 50% à horizon 2030, et entre 40 et 70% à l'horizon 2050, par rapport à 2017.

²¹ NREL, Annual Technology baseline, 2017

²² Les études prises en référence ici et dans les paragraphes suivants sur l'éolien onshore et offshore sont les publications les plus récentes de l'AIE (World Energy Outlook 2016), du NREL pour les US (National Renewable Energy Lab, SunShot 2030 for PV 2017, Annual Technology Baseline 2016), de l'Agora Energiewende pour l'Allemagne (Renewables versus fossil fuels 2017)

Figure 9 : Trajectoires des coûts d'investissement dans le solaire PV au sol, selon les géographies, pour les projets mis en service à l'année N



Sources : (a) AIE, World Energy Outlook, 2017; (b) NREL, SunShot 2030 for PV, 2017; (c) Agora Energiewende, Renewables versus fossil fuels, 2017; (d) Enerplan ADEME, Etude des retombées socio-économiques du développement de la filière française, 2017; (e) GTM; (f) analyse E-Cube Strategy Consultants

L'Agora Energiewende²³ propose une décomposition des sources de réduction des coûts d'investissement unitaires dans son scénario central (représenté en figure 7) :

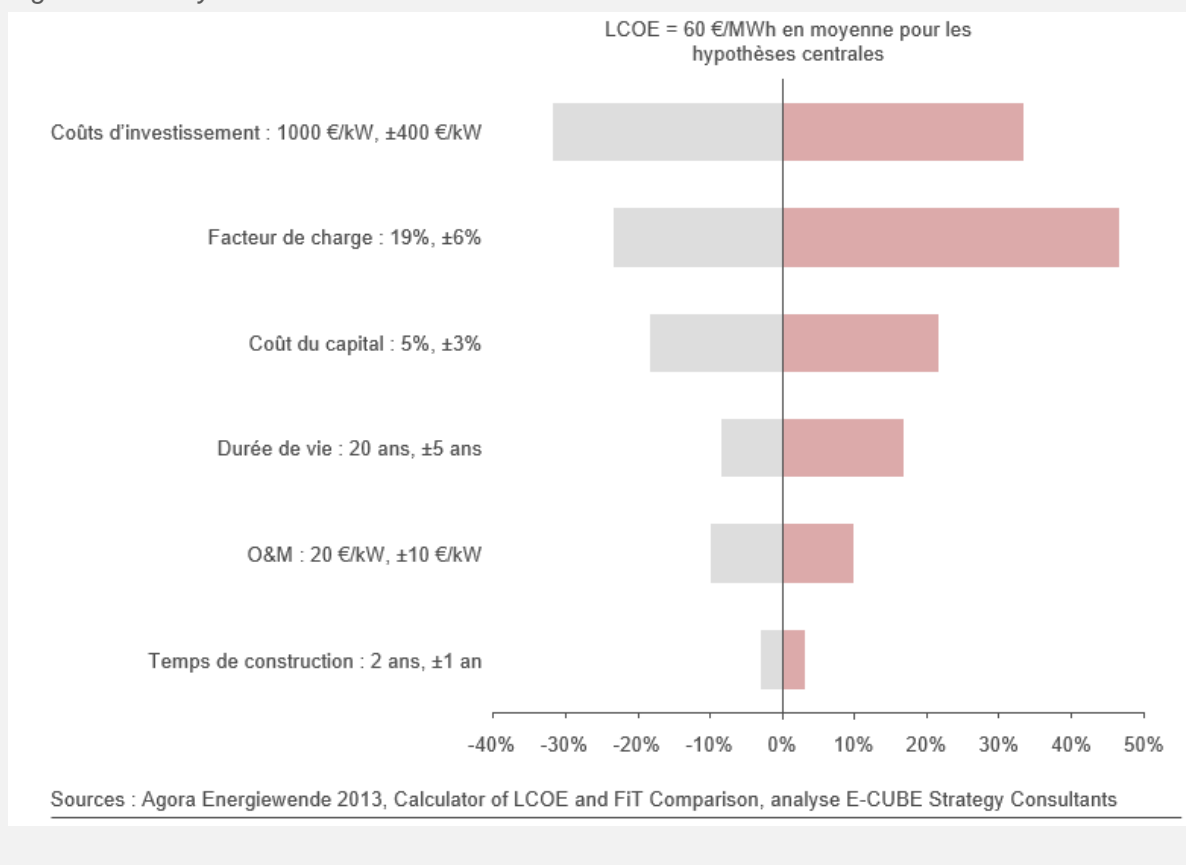
- **La réduction des coûts des modules PV et onduleurs, due à l'effet d'échelle (learning curve), expliquerait environ les deux tiers de la baisse des coûts d'investissement au kW installé.**
- Le reste (environ un tiers de la baisse totale des CAPEX) serait attribuable à la réduction des coûts BOS (Balance of System costs, en particulier structure de montage, câblage DC, coûts d'installation et infrastructure), en grande partie grâce à une amélioration de l'efficacité des modules PV.

Divergences dans les estimations du LCOE :

La quantification de la baisse des coûts du solaire PV en termes de LCOE (Levelized Cost of Electricity) fait l'objet de nombreuses analyses : l'AIE, Bloomberg New Energy Finance, le Fraunhofer Institute, ne sont que quelques exemples d'institutions proposant des trajectoires de coûts du PV dans les décennies à venir. Ces analyses, si elles convergent sur la tendance générale à la baisse grâce à la réduction des coûts d'investissement, peuvent cependant présenter des projections, voire des évaluations actuelles du LCOE assez différentes, à la fois en moyenne mondiale et par pays, ce qui est principalement dû aux hypothèses retenues dans les différents cas pour le calcul du LCOE. L'analyse de sensibilité présentée ci-dessous (figure 8) montre en effet que les coûts d'investissement, le facteur de charge retenu, et le coût du capital ont une influence particulièrement forte sur le LCOE obtenu.

²³ Agora Energiewende, Current and Future cost of PV, 2015

Figure 10 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire PV au sol

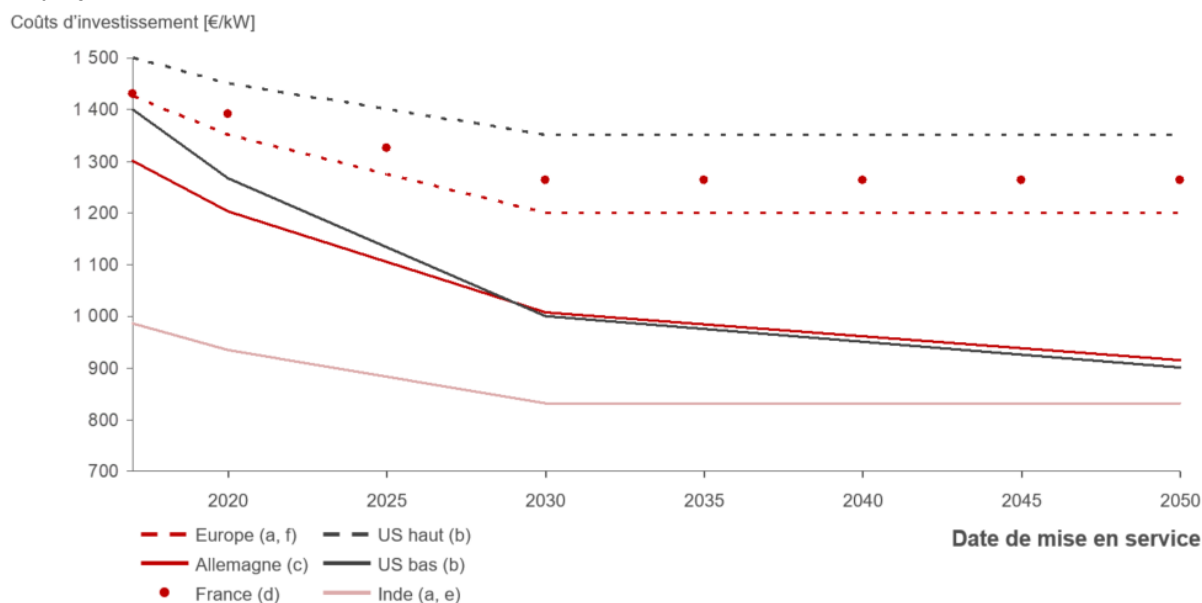


b) Eolien onshore

Les coûts d'investissement pour l'éolien onshore devraient également continuer à diminuer au niveau mondial, dans une moindre mesure cependant par rapport au solaire PV. L'analyse de la bibliographie récente, des scénarios existants, indiquent une baisse des CAPEX pouvant aller jusqu'à environ 25-30% à l'horizon 2030, et jusqu'à ~40% à l'horizon 2050 dans les scénarios optimistes de l'Agora Energiewende et du NREL.

Aux Etats-Unis, le NREL envisage des valeurs à horizon 2050 autour de 900 €/kW (valeur similaire à celle présentée par l'Agora Energiewende pour l'Allemagne) dans son scénario le plus optimiste.

Figure 11 : Trajectoires des coûts d'investissement dans l'éolien onshore, selon les géographies, pour les projets mis en service à l'année N

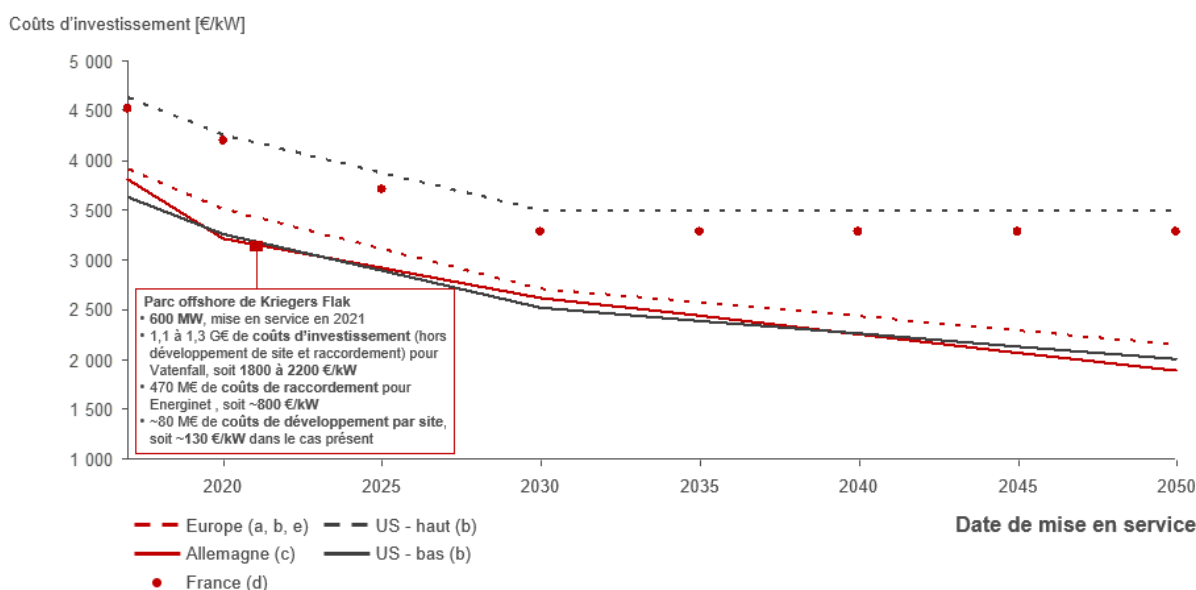


Sources : Sources : (a) IEA, World Energy Outlook, 2017; (b) NREL, Annual Technology Baseline, 2017; (c) Agora Energiewende, Renewables versus fossil fuels, 2017; (d) E-CUBE, Etude BiPS Eolien pour l'ADEME, 2017; (e) GTM; (f) analyse E-Cube Strategy Consultants

c) Eolien offshore

Enfin la filière éolienne offshore devrait également connaître une baisse importante des coûts d'investissement, de l'ordre de 30% dans un scénario pessimiste à environ 50% dans les scénarios les plus optimistes du NREL et de l'Agora Energiewende. Les scénarios optimistes convergent à la fois pour l'Europe et les US vers des coûts d'investissement complets de l'ordre de 2500-3000 €/kW à l'horizon 2030 (figure 10), coûts de raccordement et de développement de site compris.

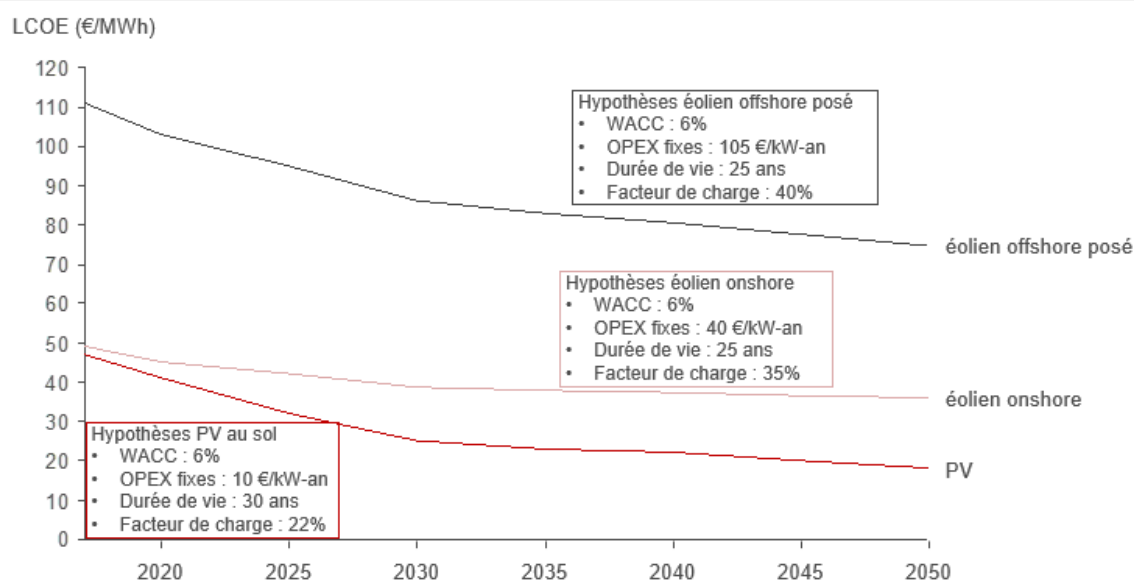
Figure 12 : Trajectoires des coûts complets d'investissement dans l'éolien offshore, selon les géographies, **coûts de raccordement compris** et pour les projets mis en service à l'année N



Sources : (a) AIE World Energy Outlook, 2017; (b) NREL, Annual Technology Baseline, 2017; (c) Agora Energiewende, Renewables versus fossil fuels, 2017; (d) E-CUBE, Etude BiPS Eolien pour l'ADEME, 2017; (e) analyse E-Cube Strategy Consultants

Trajectoires de LCOE des ENR aux USA²⁴ pour les scénarios bas de CAPEX du NREL :

Figure 13: Evolution des LCOE du solaire PV au sol, de l'éolien onshore et de l'éolien offshore aux US, pour les scénarios bas de CAPEX du NREL, les autres facteurs étant pris constants dans le temps, entre 2017 et 2050



Sources : Agora Energiewende 2013, Calculator of LCOE and FIT Comparison; NREL 2017, Annual Technology Baseline; NREL, 2016, PV Project Finance in the United States; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

III. Comparaison des coûts de production des ENR et des moyens de production thermiques, état des lieux et perspectives

1) Des LCOE de niveaux similaires ne sont pas équivalents à la notion de compétitivité des ENR face à la production thermique classique

Au-delà des considérations de coûts des ENR présentées en partie II, et des comparaisons de LCOE que nous pourrions présenter par la suite, la production fatale des ENR intermittentes ne rend pas au système électrique les mêmes services que celle – contrôlable – des centrales thermiques classiques. Par exemple un parc photovoltaïque ne contribuera pas au passage de la pointe hivernale de 19h, à moins d'une capacité de stockage importante associée. De manière générale, la production fatale des ENR, décorrélée de la demande, ne participe pas aux services systèmes, complexifie la gestion de l'équilibre offre-demande et entraîne notamment des coûts de réseau supplémentaires, à moins de disposer d'une capacité de stockage suffisante pour rendre la production ENR contrôlable. **Sauf à supposer que cette capacité de stockage est disponible à très bas prix – ce qui n'est pas actuellement le cas – la comparaison seule des LCOE des ENR et de la production thermique ne permet donc pas de refléter une notion de compétitivité relative des moyens de production pour le système électrique dans son ensemble.**

²⁴ Outre les trajectoires de CAPEX, les autres valeurs prises en hypothèses pour les calculs de LCOE (WACC, OPEX, durée de vie des installations et facteur de charge) sont également choisies spécifiquement pour correspondre au cas US, et sont issues de la littérature fournie par le NREL

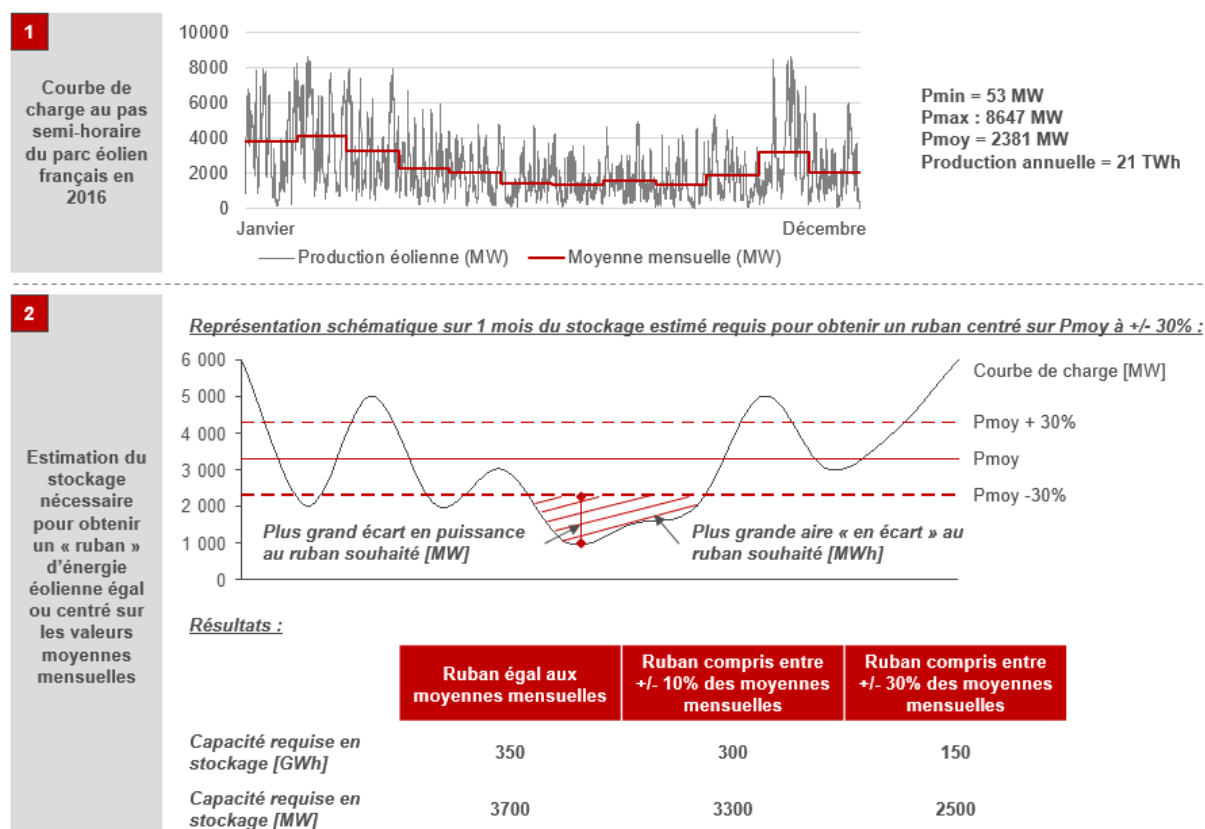
Pour illustrer cette notion, la figure 12 présente des estimations de la quantité de stockage qui serait nécessaire pour lisser la production éolienne française en 2016, afin d'obtenir un ruban par morceaux d'énergie éolienne, égal aux moyennes mensuelles (ou centré autour de ces moyennes). Les surcoûts liés au stockage en sont déduits, selon différentes hypothèses de durée de vie et de coût unitaire du stockage, et selon la précision du ruban souhaité. **Ce surcoût rapporté à la production éolienne (supposée constante et égale à celle de 2016) va d'environ 500 €/MWh pour obtenir un ruban strictement équivalent aux moyennes mensuelles dans des conditions actuelles de coût et durée de vie du stockage, à environ 50 €/MWh pour obtenir un ruban centré sur les moyennes mensuelles à +/- 30% près, dans des hypothèses réalistes à horizon 2030 (15 ans et 100 €/kWh).**

Ces estimations sont uniquement destinées à fournir des ordres de grandeur, cette analyse impliquant certaines hypothèses simplificatrices :

- Aucun foisonnement avec d'autres technologies de production n'est pris en compte, et seul le stockage électro-chimique est envisagé
- La contrainte réelle ne serait pas d'obtenir un ruban mais de maintenir l'équilibre offre-demande, en tenant compte de la flexibilité de cette demande et du système électrique dans son ensemble
- Nous estimons la capacité en stockage requise pour lisser la production en mesurant la quantité d'énergie maximale à fournir d'une traite par le stockage pour maintenir le ruban souhaité de production, d'après la courbe de charge de 2016

Néanmoins ces estimations permettent d'illustrer la différence à attendre en termes de coûts de l'électricité entre une énergie éolienne intermittente et une énergie éolienne disponible en base.

Figure 14 : Analyse de la courbe de charge 2016 de l'énergie éolienne en France, estimation du stockage requis pour lisser la production, et des surcoûts associés



3	Dédution du surcoût lié au stockage pour obtenir un « ruban » d'énergie éolienne égal ou centré sur les valeurs moyennes mensuelles	Hypothèse de durée de vie des batteries [années]	Hypothèses de coût unitaire du stockage [€/kWh]	Surcoût rapporté au productible sur la durée de vie [€/MWh]	Ruban égal aux moyennes mensuelles		Ruban compris entre +/- 10% des moyennes mensuelles		Ruban compris entre +/- 30% des moyennes mensuelles	
					10	15	10	15	10	15
					300	100	300	100	300	100
					505	112	424	94	220	49

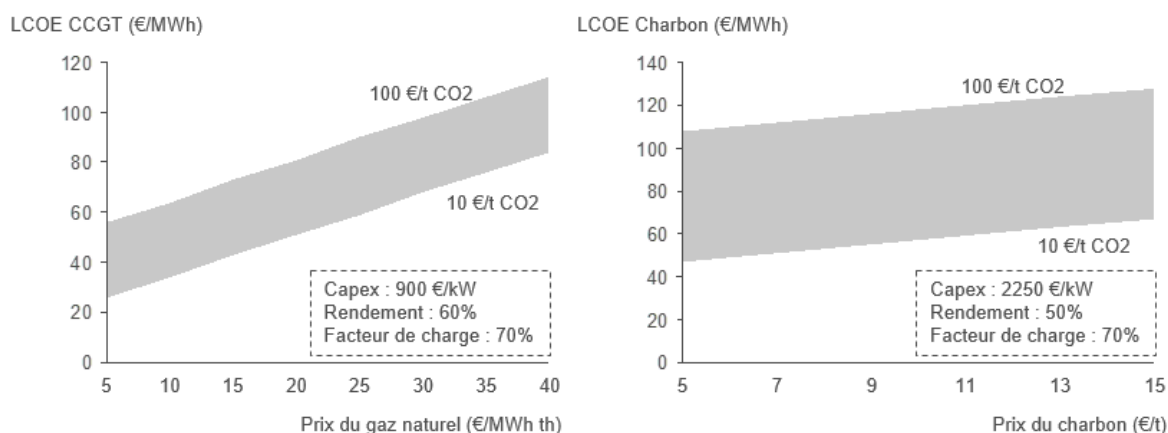
Source : Open data RTE 2017 ; Analyses E-CUBE Strategy Consultants

2) Les LCOE des ENR devraient atteindre un niveau similaire ou inférieur à ceux de la production thermique classique à assez courte échéance...

La baisse supplémentaire attendue des coûts d'investissement dans les énergies renouvelables devrait se traduire par une baisse d'un ordre de grandeur similaire du LCOE de ces ENR. Elles pourraient ainsi, sous certaines conditions (notamment prix des commodités et taxation carbone), atteindre des coûts de production « directs »²⁵ similaires ou inférieurs aux centrales thermiques classiques (charbon, gaz, nucléaire), à une échéance assez courte (2020 à 2030 selon les géographies – voire déjà atteinte dans des zones favorables aux ENR).

Pour comparer les LCOE des moyens de production thermiques classiques aux LCOE des ENR, les LCOE pour la production à base de gaz naturel et de charbon ont été estimés en se plaçant dans des cas de forte utilisation de ces moyens de production (facteurs de charge de 70% pris en hypothèse). Les bandeaux dessinés en figure 11 illustrent la gamme de LCOE pour ces deux moyens de production en fonction du prix du combustible, et pour un prix de la tonne de CO₂ variant entre 10 et 100 euros.

Figure 15 : LCOE pour les nouvelles capacités CCGT et Charbon en fonction des prix des commodités et du CO₂, (à coût du capital égal à 5%, et pour une utilisation importante (en base) des moyens thermiques)



Source : Agora Energiewende 2013, Calculator of LCOE and FIT Comparison, analyse E-CUBE Strategy Consultants

²⁵ Hors coûts supplémentaires d'intégration des ENR au réseau électrique, c'est-à-dire à niveau de service rendu au système inférieur pour les ENR par rapport aux centrales à production contrôlable

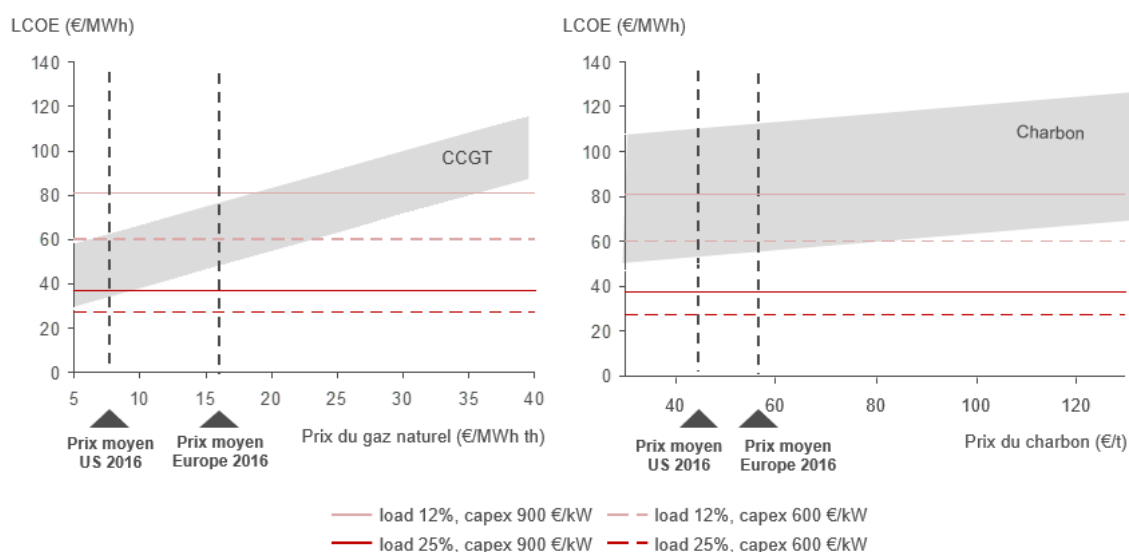
Afin d'évaluer le positionnement des coûts de production du solaire PV (en coût complet direct²⁶) par rapport à la production thermique classique, nous comparons le LCOE du solaire PV au sol aux bandeaux de la figure 11, pour les mêmes conditions d'utilisation des moyens thermiques et de coût du capital. Pour illustrer les différentes conclusions pouvant être tirées, en fonction des géographies et de la trajectoire de baisse des coûts d'investissement, 4 valeurs du LCOE PV sont placées sur les graphes (figure 12) pour comparaison avec la production thermique :

- Le LCOE calculé dans une zone à faible ensoleillement (facteur de charge égal à 12%)
 - o pour un coût d'investissement de 900 €/kW (ie une valeur proche de celles aujourd'hui atteintes en Allemagne)
 - o pour un coût d'investissement de 600 €/kW (ie une valeur envisagée à plus ou moins long terme par tous les scénarios)
- Le LCOE calculé dans une zone bénéficiant d'un fort ensoleillement (facteur de charge 25%)
 - o pour un coût d'investissement de 900 €/kW
 - o pour un coût d'investissement de 600 €/kW

La conclusion générale est que dans les zones bénéficiant d'un fort ensoleillement, et pour un coût du capital de 5%, le LCOE du solaire PV au sol a d'ores et déjà atteint des niveaux similaires à celui des moyens de production thermique classiques, sauf pour des prix extrêmement bas du gaz comme aux USA (et quels que soient les prix du charbon et du CO2).

Dans les zones à faible ensoleillement, une baisse des coûts d'investissement et/ou une hausse des prix du CO2 sont nécessaires pour que le LCOE du solaire PV soit systématiquement plus bas que celui des énergies fossiles (même pour des prix bas des commodités). Aux USA notamment, si le prix du gaz se maintient à son niveau de 2016, des CAPEX de ~600 €/kW sont nécessaires pour que le LCOE du PV baisse jusqu'à celui des CCGT (toujours pour un facteur de charge de 70% des CCGT). Un tel niveau de CAPEX devrait être atteint à un horizon 2030-2035.

Figure 16 : LCOE du solaire PV par rapport à la production thermique classique (nouvelles capacités) en fonction du prix des commodités et du CO2 (à coût du capital identique, égal à 5%)



Source : Agora Energiewende, AIE World Energy Outlook 2017 (pour les prix du gaz et du charbon en 2016), analyses E-CUBE Strategy Consultants

²⁶ Hors coûts supplémentaires d'intégration des ENR au réseau électrique, c'est-à-dire à niveau de service rendu au système inférieur pour les ENR par rapport aux centrales à production contrôlable

Conclusions pour les zones à fort ensoleillement :

- Dans les zones bénéficiant d'un fort ensoleillement (pouvant atteindre des facteurs de charge de l'ordre de 25% sur les centrales solaires PV au sol), et pour des coûts d'investissement de 900 €/kW (de l'ordre de ceux atteints en Allemagne récemment), **le LCOE du solaire PV au sol est déjà inférieur aux coûts de production via des cycles combinés au gaz naturel (CCGT)**, sauf pour un prix du gaz très bas comme aux USA et une faible taxation du carbone, et ce pour un **coût du capital pris identique quelle que soit la technologie**.
- Le PV au sol est également déjà moins cher que le charbon en coût complet direct dans les zones fortement ensoleillées, même pour une faible taxation du carbone.

Conclusions pour les zones à faible ensoleillement :

- Dans les zones à plus faible ensoleillement, et dans les conditions actuelles de capex en Europe (900 €/kW) et de prix du CO₂ (<10 €/t), le PV n'atteint des coûts de production similaires à la production CCGT que pour des prix du gaz élevés, supérieurs à ~35 €/MWh thermique. Une réduction des capex à 600 €/kW permettrait de ramener le LCOE du PV au niveau de celui des CCGT dès ~25 €/MWh thermique, toujours pour un prix carbone de 10 €/t et un coût du capital égal à 5% pour toutes les technologies. Pour un prix du carbone de 100 €/t et des capex de 900 €/kW, le coût de production du PV est inférieur à celui des CCGT pour un prix du gaz naturel supérieur à ~20 €/MWh.
- Pour un faible prix du carbone, le solaire PV au sol est plus cher que le charbon pour un facteur de charge de 12% et dans les conditions actuelles d'investissement en Europe. Une réduction des capex à 600 €/kW rendrait le solaire au sol moins cher en LCOE que le charbon à partir d'un prix du charbon d'environ 13 €/MWh PCI (inférieur au prix actuel à l'import en Allemagne).
- A partir d'un prix du CO₂ d'environ 70 €/t, le LCOE du solaire PV au sol est inférieur à celui du charbon classique quel que soit le prix du charbon, les capex et le facteur de charge considéré pour le PV, à coût du capital identique, pris égal à 5%.

Cas de l'Europe et des USA :

- Dans le cas de l'Europe, si l'on prend pour hypothèse un coût du CO₂ autour de 30 €/t, un prix du gaz autour de 16 €/MWh thermique, un facteur de charge de 15% en moyenne, et un coût du capital de 5%, le solaire PV au sol atteint un LCOE similaire à une nouvelle capacité de CCGT pour des capex autour de 700 €/kW, qui sont attendus autour de 2030 en France et en Allemagne.
- Dans le cas des Etats-Unis, si l'on suppose un coût du CO₂ autour de 10 €/t également, un prix du gaz de 8 €/MWh thermique, un facteur de charge de 22% en moyenne, et un coût du capital de 5%, le LCOE du PV solaire atteindra un niveau similaire au gaz utilisé en base (nouvelles capacités) quand les coûts d'investissement atteindront environ 600 €/kW, ce qui est attendu par les scénarios du NREL entre 2030 et 2035.

Toutes les tendances précédemment citées sont reflétées dans les trajectoires d'évolution des LCOE (ENR et fossiles) associées aux scénarios de l'AIE (figure 14).

LCOE des ENR dans les scénarios de l'AIE :

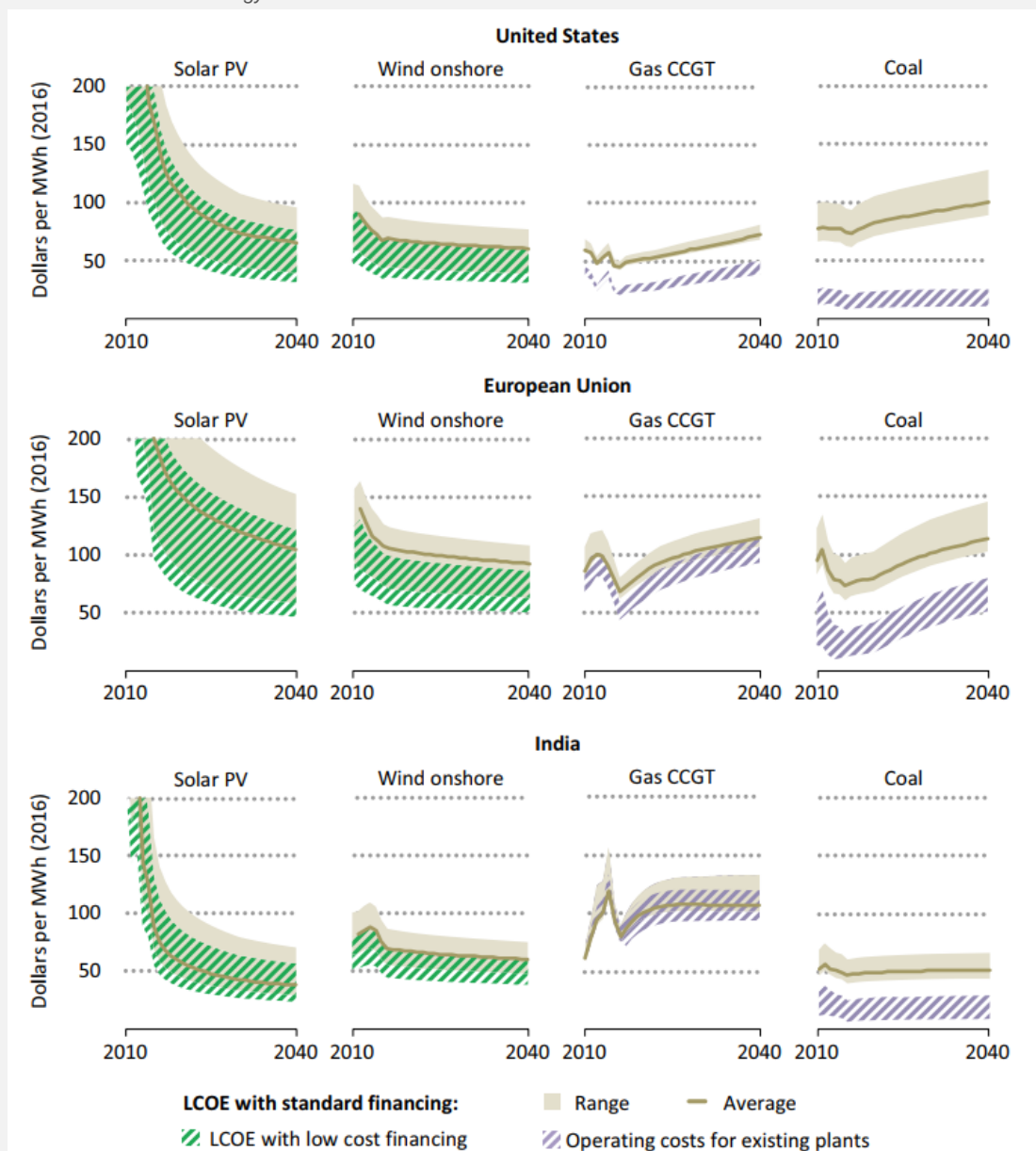
Les scénarios du World Energy Outlook 2017 de l'AIE sont associés à des trajectoires de prix des commodités et du carbone. Les prix des commodités (gaz, charbon et fioul) reflètent la demande générée par chaque scénario : plus le scénario est décarboné, plus la demande pour ces commodités est faible. Les prix du carbone sont par ailleurs ajustés en conséquence pour soutenir les ENR.

Le résultat de ces trajectoires est que les LCOE des ENR atteignent à horizon 2040 des niveaux similaires ou bien inférieurs aux nouvelles capacités fossiles dans les géographies considérées, même pour les hypothèses moyennes de l'AIE qui sous-entendent un coût élevé du capital (~8%).

Pour des hypothèses basses de coût du capital, qui sont les conditions observées actuellement, les ENR atteignent à court terme des coûts de similaires ou inférieurs à ceux des nouvelles capacités fossiles (dès ~2020 pour l'éolien et ~2025-2030 pour le PV au sol dans la plupart des géographies, bien avant dans le cas de géographies favorables aux ENR et avec des prix élevés du gaz comme l'Inde, et un peu plus tard dans le cas du gaz aux USA).

Figure 17 : Trajectoires de LCOE des différentes technologies dans le scénario New Policies de l'AIE, aux USA, en Europe et en Inde

Source : AIE – World Energy Outlook - 2017



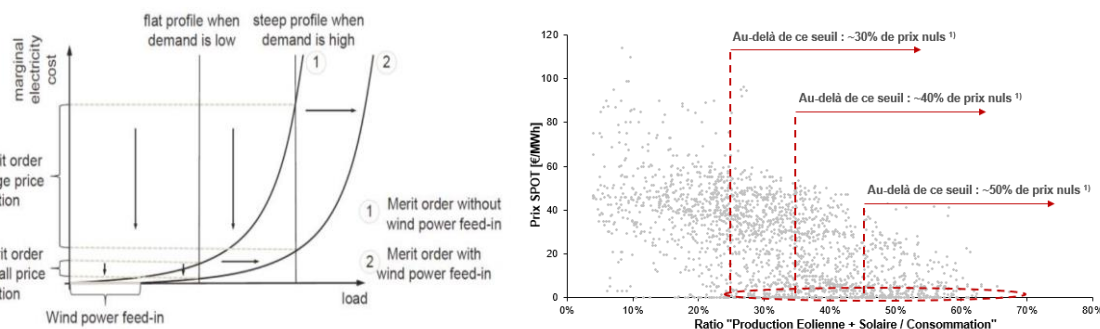
3) ...néanmoins du point de vue du système électrique, la compétitivité des ENR intermittentes n'est pas démontrée

Comme cela a déjà été précisé en début de chapitre, les tendances présentées dans le paragraphe précédent sur la baisse des coûts de production des ENR, jusqu'à des niveaux similaires ou inférieurs à ceux de la production thermique classique, ne sont pas suffisantes pour établir une notion de compétitivité relative des énergies renouvelables intermittentes face aux moyens de production classique, à même niveau de service rendu au système électrique.

La baisse des LCOE des ENR jusqu'à des niveaux inférieurs à la production thermique et au prix de marché moyen ne signifie pas que les subventions et mécanismes de soutien deviennent superflus. Cela s'explique par le « *Merit Order Effect* » : **les ENR étant des moyens de production à coût marginal nul, les périodes de forte production ENR connaissent des prix sur le marché de gros en moyenne inférieurs au prix spot moyen**, et qui peuvent devenir nuls ou négatifs avec une fréquence qui croît avec la proportion de production ENR fatale. A titre d'exemple, la figure 15 montre qu'en Espagne au premier trimestre 2014, le prix spot moyen était négativement corrélé au taux de couverture de la consommation par les productions éolienne et solaire. Par ailleurs les prix *day-ahead* nuls ont connu un taux d'occurrence de ~30% lorsque le taux de couverture dépassait ~25%, et un taux d'occurrence de ~50% lorsque le taux de couverture dépassait ~45%.

La vente de production ENR sur le marché de gros pourrait donc ne pas être rentable pour les producteurs et continuer à nécessiter des mécanismes de soutien, et ce en dépit de coûts de production inférieurs au prix de marché moyen sur l'année et à ceux des moyens thermiques.

Figure 18 : à gauche : "Merit Order Effect" et baisse du prix de gros avec l'influx d'énergie éolienne sur le réseau²⁷ ; à droite : prix spot (*day ahead*) sur le marché espagnol au 1^{er} trimestre 2014 en fonction du taux de couverture de la demande par la production éolienne et solaire²⁸



Néanmoins dans les conditions de LCOE vues au paragraphe précédent, on peut se poser la question d'une compétitivité réelle des ENR avec la production thermique fossile **à même niveau de service rendu au système électrique, grâce aux technologies de stockage, à plus ou moins longue échéance. Ce sujet sera traité dans la thèse « Systèmes électriques fortement décarbonés », sur la base des résultats obtenus dans cette monographie et dans la monographie consacrée au stockage.**

²⁷ Insight-E, 2015, Rapid Response Energy brief, Quantifying the "merit-order" effect in European electricity markets

²⁸ Sources : OMIE, REE, analyses E-CUBE Strategy Consultants. Les prix nuls ou proches de zéro (strictement inférieurs à 5 €/MWh) sont considérés dans le calcul des pourcentages de prix nuls (le marché espagnol ne permet pas les prix négatifs)

IV. Impacts à moyen et long terme d'un fort développement des ENR sur la structure du système électrique et sa gestion

1) Le développement des ENR intermittentes entraîne une augmentation de la part de la capacité installée sur le réseau de distribution

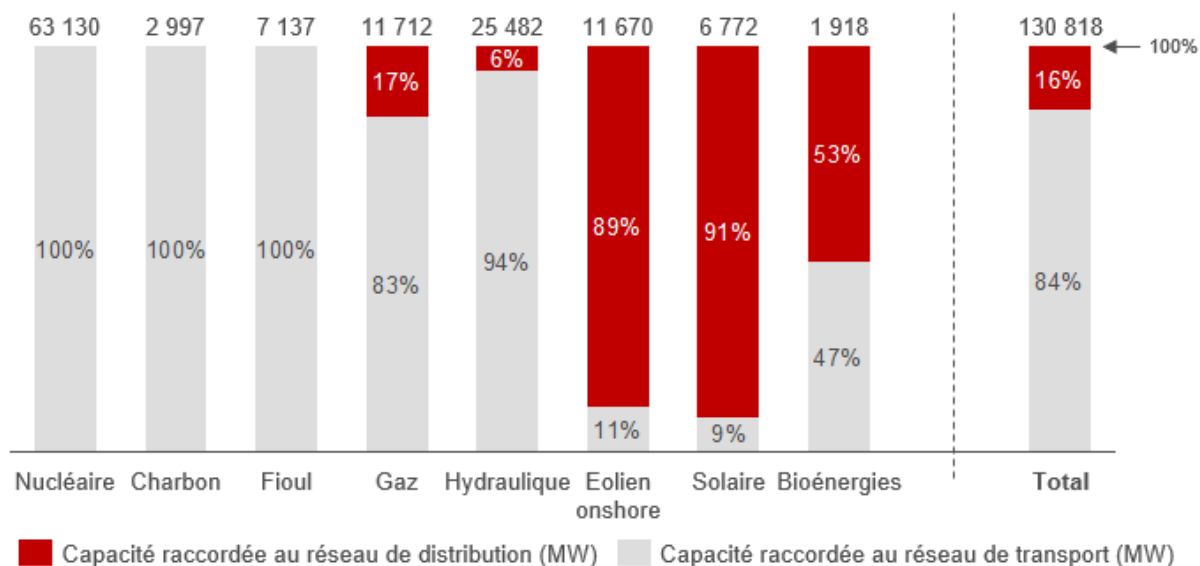
Cette tendance de fond au développement des ENR devrait modifier en profondeur la structure du système électrique en accélérant la transformation déjà engagée aujourd'hui d'un système actuel très centralisé en un système largement décentralisé : à horizon 2030, 35 à 50% de la capacité installée en Europe devrait être raccordée sur le réseau BT/MT contre environ 25% aujourd'hui ; à plus long terme (2050), cette décentralisation de la production pourrait s'élever à 60% de la capacité installée.

Structure du parc de production électrique en France

A fin 2016 en France, 84% de la capacité installée de production d'électricité était raccordée au réseau RTE²⁹ (voir Figure 13), les 16% raccordés au réseau d'Enedis montrant que le système historique centralisé a déjà commencé à se transformer. L'éolien et le PV en particulier sont raccordés à ~ 90% au réseau de distribution d'Enedis, suivis par les bioénergies à 53% et le gaz à 17%.

En première estimation, nous utiliserons ces chiffres pour estimer les perspectives de transformation du réseau à l'échelle européenne, en supposant que les capacités installées pour chaque technologie seront raccordées au réseau BT/MT dans les mêmes proportions qu'en France.

Figure 19 : Capacités de production d'électricité raccordées aux réseaux de transport et de distribution à fin 2016 en France, par technologie de production [MW]



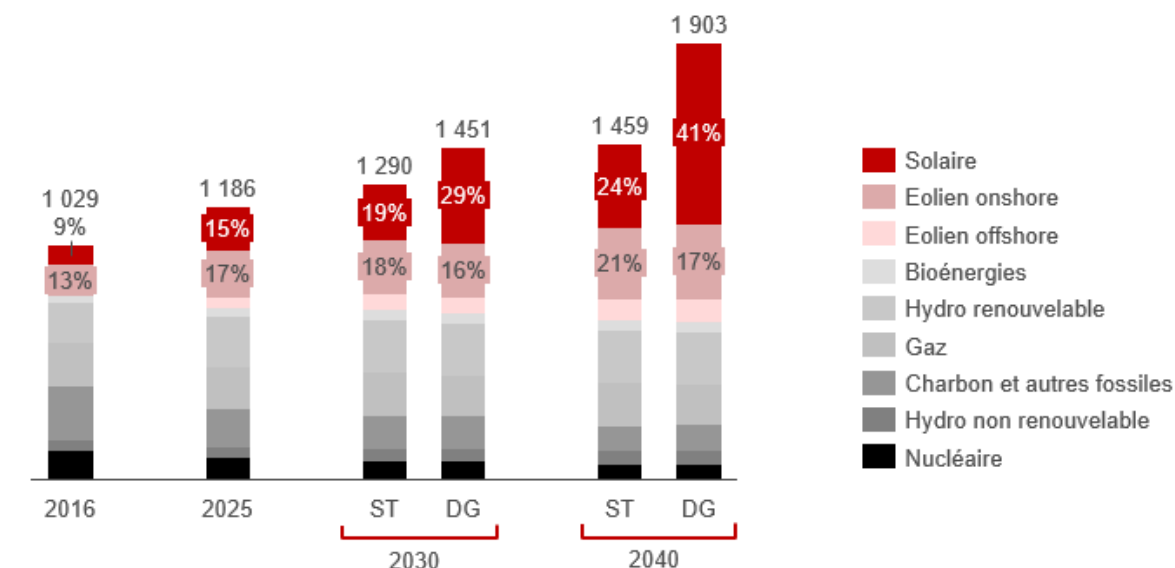
Source : RTE Bilan Electrique 2016, Enedis Open Data, analyses E-CUBE Strategy Consultants

²⁹ Sources : Open Data Enedis, RTE

Scénarios à l'échelle européenne

L'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ENTSO-E publie dans le TYNDP 2018³⁰ des scénarios à 2030 ET 2040 de capacité installée en Europe, sur base des scénarios de chaque membre de l'association, et construits au cours d'une consultation commune avec l'ENTSOG³¹. Ces scénarios sont illustrés ci-dessous : ils présentent une part des ENR variables PV et Eolien onshore entre 37 et 45% de la capacité installée en Europe en 2030, et entre 45 et 58% à l'horizon 2040.

Figure 20 : Estimation sur la base des scénarios de l'ENTSO-E des capacités de production d'électricité installées en Europe à horizon 2040, par technologie [MW]



Source : ENTSOE, 2017, TYNDP 2018

Sous ces hypothèses, à l'horizon 2030, la part de la capacité installée en Europe raccordée au réseau basse et moyenne tension pourrait atteindre 45 à 50%, et jusqu'à 62% en 2040 dans le scénario le plus favorable au développement des ENR.

Scénarios à l'échelle française

Dans le cas de la France, les nouveaux scénarios de RTE³² envisagent a minima 38% de la capacité installée raccordée au réseau de distribution en 2035, et jusqu'à 48% (figure 12).

A plus long terme, autour de 2050, cette décentralisation de la production pourrait encore s'accroître. Dans sa dernière perspective 2035-2050, l'ADEME envisage pour la France trois scénarios de mix de production à l'horizon 2050, allant de 50% d'électricité nucléaire et 46% d'électricité renouvelable en 2050 à 90% d'électricité renouvelable en 2050³³. Dans ce dernier scénario, 65% de l'électricité est produite par les filières éolienne (terrestre et offshore) et photovoltaïque, et 11% par la filière biomasse. Les capacités installées de production s'élèvent alors à 55 GW pour l'éolien terrestre, et 90 GW pour le solaire PV, ces deux technologies représentant autour de 70% de la capacité de production installée totale. Ce type de scénario pourrait amener le réseau français et européen vers une configuration

³⁰ Ten-Year New Development Plan

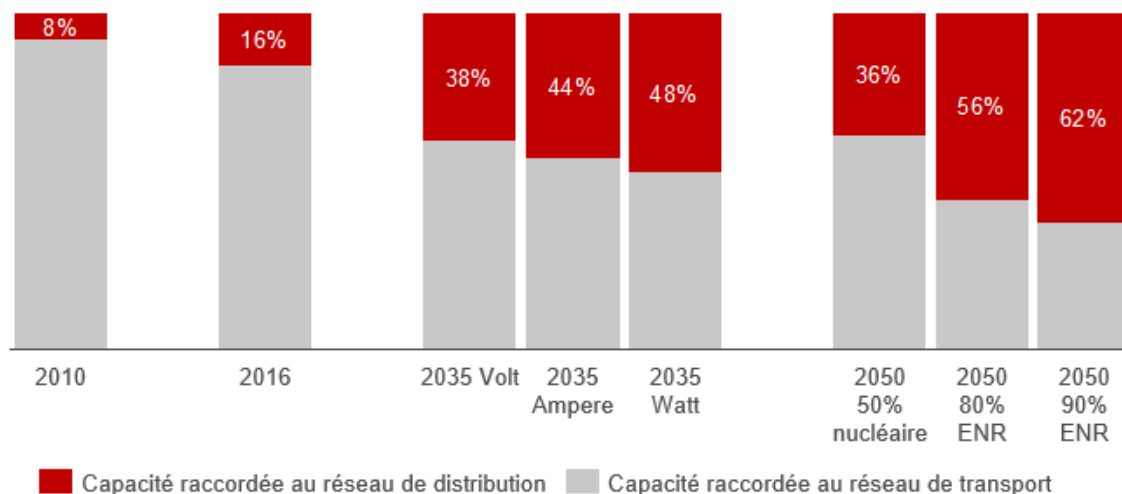
³¹ Association européenne des gestionnaires de réseau de transport de gaz

³² Bilans Prévisionnels RTE 2014 et 2017

³³ Contributions de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030 et 2050

majoritairement décentralisée, avec des capacités raccordées au réseau basse et moyenne tension à des taux proches de 60%.

Figure 21 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution des capacités installées raccordées aux réseaux de transport et de distribution en France, entre 2010 et 2050



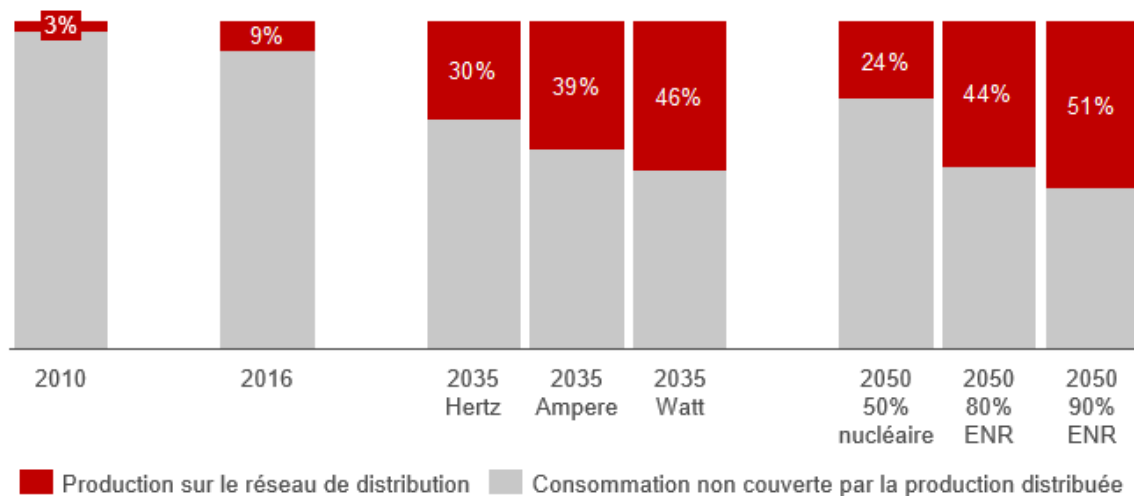
Source : RTE 2017, ADEME 2017, analyses E-CUBE Strategy Consultants

2) L'augmentation de la production décentralisée devrait occasionner une diminution des volumes transportés

L'évolution présentée dans le paragraphe précédent vers un réseau électrique très décentralisé occasionnerait une forte diminution des volumes soutirés par le réseau de distribution au réseau de transport. A l'échelle du réseau électrique français, la production sur le réseau de distribution pourrait représenter entre 30 et 45% de la consommation nationale à l'horizon 2035 selon les scénarios RTE.

En supposant en première approche que pour chaque technologie de production, les proportions des capacités connectées respectivement aux réseaux HT et BT/MT restent identiques à celles de fin 2016, et que les facteurs de charge sont identiques quel que soit le niveau de raccordement sur le réseau, on peut estimer la part de la consommation nationale représentée par la production sur le réseau de distribution en France, selon les scénarios (les scénarios du BP RTE 2017 étant pris comme référence en 2035, et ceux de l'ADEME – visions à 2035 & 2050, mis à jour en 2017 – en 2050).

Figure 22 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution de la part de la consommation totale représentée par la production sur le réseau de distribution en France, entre 2010 et 2050



Source : RTE 2017, ADEME 2017, analyses E-CUBE Strategy Consultants

Cette augmentation de la part représentée par la production distribuée dans la consommation, jusqu'à environ 30% dès 2035 et potentiellement jusqu'à 50% en 2050, devrait entraîner une diminution des volumes transportés³⁴.

Cependant la diminution des volumes transportés ne sera pas inversement proportionnelle à l'augmentation de la part de la consommation garantie par la production distribuée, pour deux raisons : le refoulement et les exports.

- Le phénomène de refoulement de l'électricité produite sur le réseau de distribution vers le réseau de transport en cas de surplus de production local sera de plus en plus fréquent avec l'augmentation des capacités installées sur le réseau de distribution (cf paragraphes suivants). Une part de l'électricité produite au niveau du réseau de distribution pourrait donc néanmoins transiter sur le réseau de transport.
- Les scénarios à 2050 de l'ADEME considèrent par hypothèse que tout en étant interconnectée, la France aura à cet horizon un solde exportateur nul. En revanche certains scénarios RTE, qui maintiennent une capacité nucléaire importante, prévoient des soldes exportateurs pouvant aller jusqu'à plus de 150 TWh/an, et une forte croissance des interconnexions, ce qui impliquerait d'importants volumes transités sur le réseau de transport et destinés aux exports.

3) Une augmentation des besoins d'équilibrage / de flexibilité

La hausse de la part des ENR dans le mix électrique augmente la variabilité de la demande résiduelle et donc le besoin de flexibilité, en énergie et en puissance, aux différents horizons de temps liés à la gestion de l'équilibre offre/demande

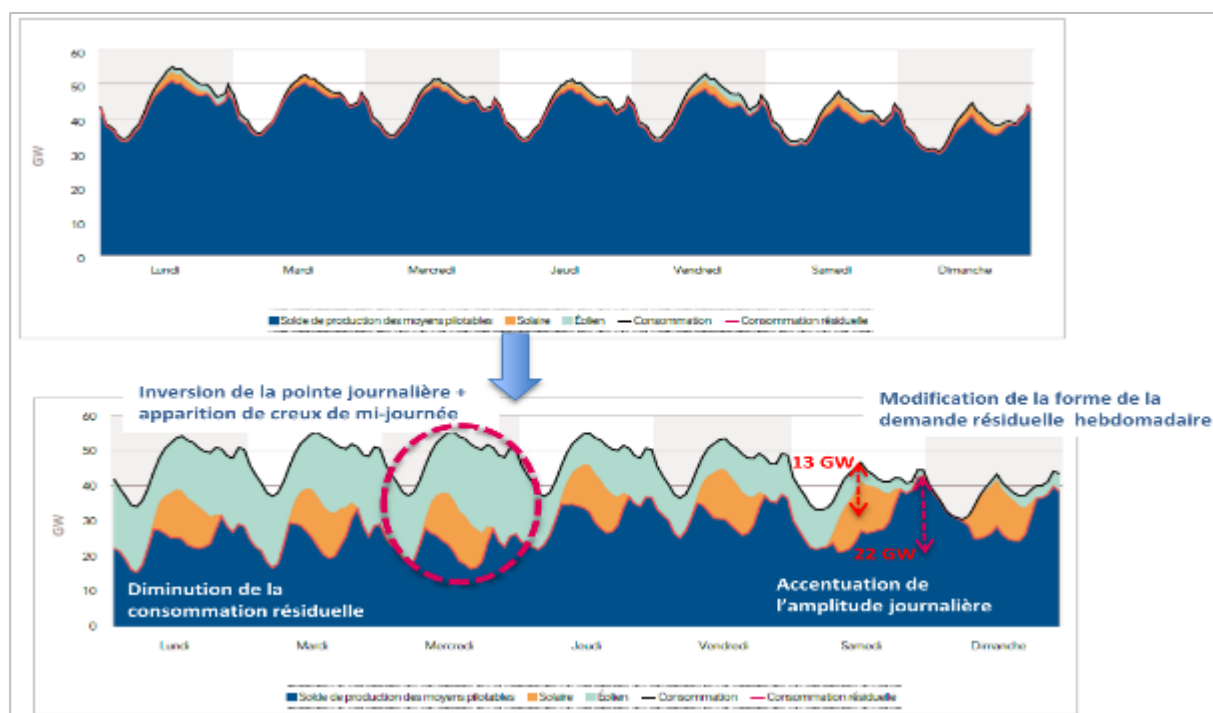
³⁴ Ces volumes étaient évalués à 477 TWh en 2016, pour une production totale de 531 TWh

Historiquement, la principale source de déséquilibre sur le réseau provenait de la variabilité de la demande (consommation) : variabilité journalière (pointe du matin et du soir), variabilité hebdomadaire (différences de consommation semaine et week-end) et variabilité saisonnière (liée notamment à l'augmentation de la consommation en hiver pour les usages thermosensibles (comme le chauffage électrique)). L'intégration d'une part de plus en plus importante de capacités de production renouvelables fatales et intermittentes dans le mix électrique constitue une source additionnelle de déséquilibre pour le système engendrant une augmentation du besoin de flexibilité.

En effet, l'intégration de capacités ENR augmente la variabilité de la « demande résiduelle », qui correspond au solde net entre la demande globale d'électricité et la production non pilotable (solaire, éolienne, hydraulique fatale). La figure ci-après, issue d'une publication de RTE³⁵, illustre l'impact sur la demande résiduelle (en bleue) d'une augmentation de la part des ENR dans le mix de production (modélisation réalisée par RTE sur la base d'un des scénarios long-terme du BP 2014).

Figure 23 : Evolution de la consommation résiduelle sur une semaine d'été, entre aujourd'hui et 2030 dans le scénario Nouveau Mix du BP2014

Source : RTE IFPEB – juin 2017 – « Besoins de flexibilité liés au développement des EnR »



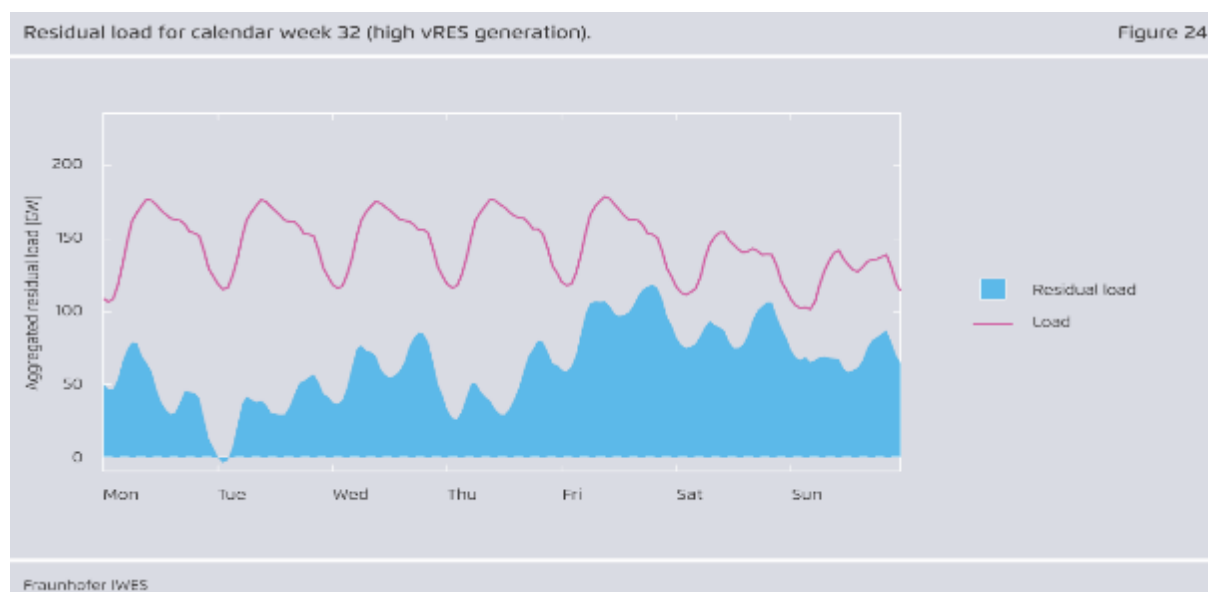
Les analyses réalisées par le Fraunhofer Institute (FIWES) pour le compte de l'association Agora Energiewende dans l'étude « *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits* » (2015) illustrent aussi ce phénomène (figure 18) à l'échelle du système électrique correspondant aux pays de la région Pentalatérale³⁶ dans un scénario de pénétration importante des énergies renouvelables à horizon 2030 (entre 40% à 60% de pénétration des ENR selon les pays, sur la base des scénarios de l'ENTSO-E développés dans le *Ten-Year Network Development Plan*).

³⁵ RTE IFPEB – juin 2017 – « Besoins de flexibilité liés au développement des EnR »

³⁶ Recouvrant les Pays du Bénélux, la France, l'Allemagne, l'Autriche et la Suisse

Figure 24 : évolution de la demande globale et de la demande résiduelle sur une semaine à horizon 2030 sur la zone Pentalatérale dans un scénario de forte pénétration des ENR

Source : FIWES/Agora "The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits"



Cette augmentation du besoin de flexibilité liée à la hausse de la part des ENR est vraie pour les différents horizons de temps de gestion de l'équilibre offre/demande :

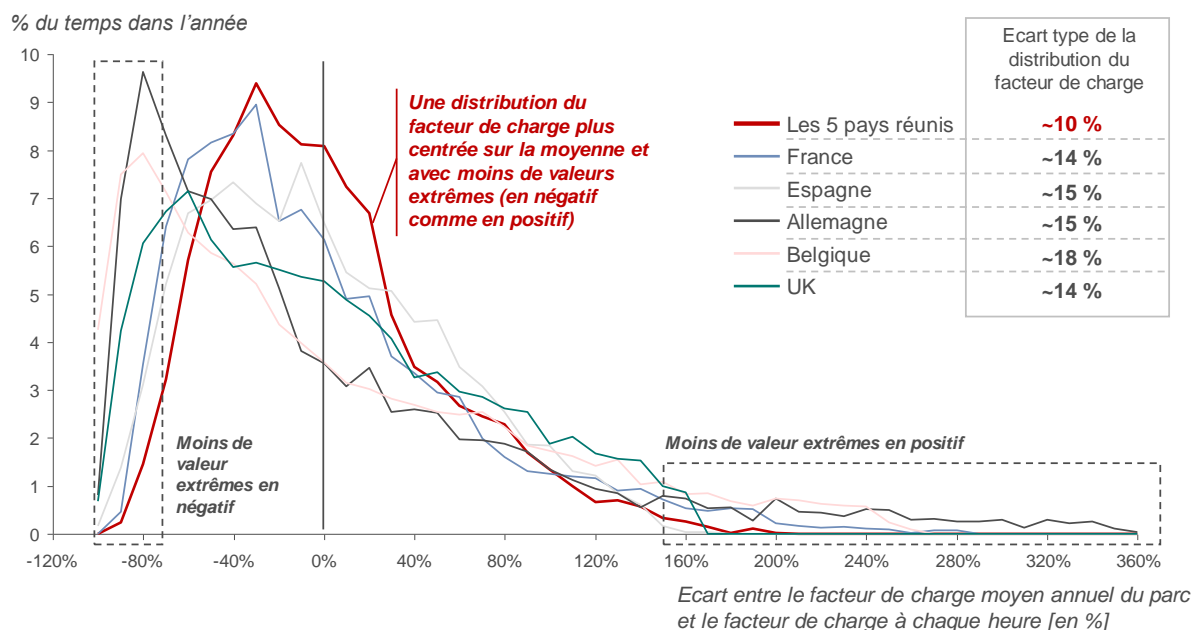
- Infra-journalier (voire infra-horaire) lié d'une part aux incertitudes sur la prévision de production des ENR fatales et d'autre part à la forte variabilité horaire de la production
- Hebdomadaire, lié à la variation de la production ENR au cours d'une semaine
- Saisonnier, lié à la variation saisonnière de la production (conditions climatiques).

Cette augmentation du besoin est aussi vraie en « **énergie** » (quantité d'énergie à « déplacer », sur une journée ou une semaine, pour lisser la demande résiduelle) et en « **puissance** » (variation maximale, journalière ou hebdomadaire, en puissance de la demande résiduelle).

Cette augmentation du besoin peut être limitée par le développement des interconnexions

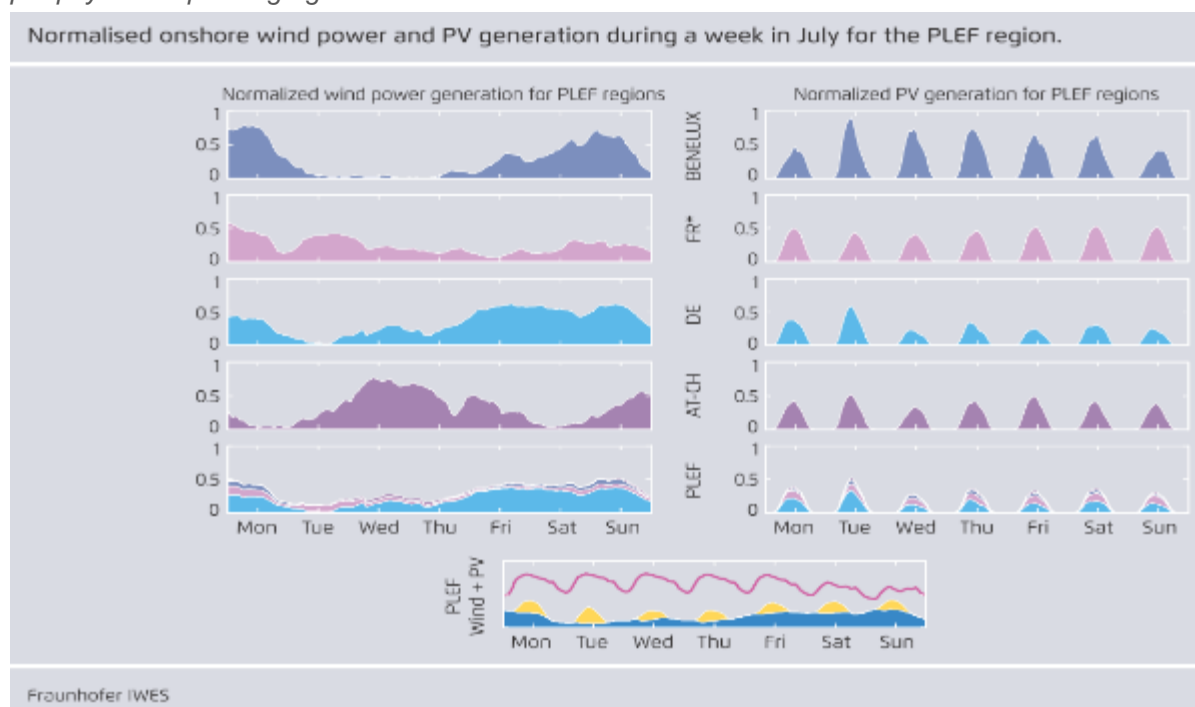
Les interconnexions permettent en effet de maximiser le foisonnement des sources de déséquilibre, consommation comme production non pilotable, et donc de réduire, en proportion, l'augmentation du besoin de flexibilité en « élargissant les bornes » du système. C'est en particulier vrai pour le foisonnement lié à la production éolienne, comme le montre le graphique ci-dessous (figure XX), qui présente la comparaison de la distribution des facteurs de charge des parcs éoliens à l'échelle nationale (pour 5 pays) et à une maille agrégée sur ces 5 pays.

Figure 25 : Comparaison de la distribution des facteurs de charge des parcs éoliens à l'échelle nationale et à l'échelle européenne [en % - sur la base des données 2014]



Le graphique ci-dessous (figure 26), issu de l'analyse du Fraunhofer Institut³⁷, montre aussi l'impact du foisonnement sur la variabilité de la production ENR d'un système.

Figure 26 : Production éolienne et solaire normée sur une semaine de Juillet – comparaison des profils par pays et du profil agrégé

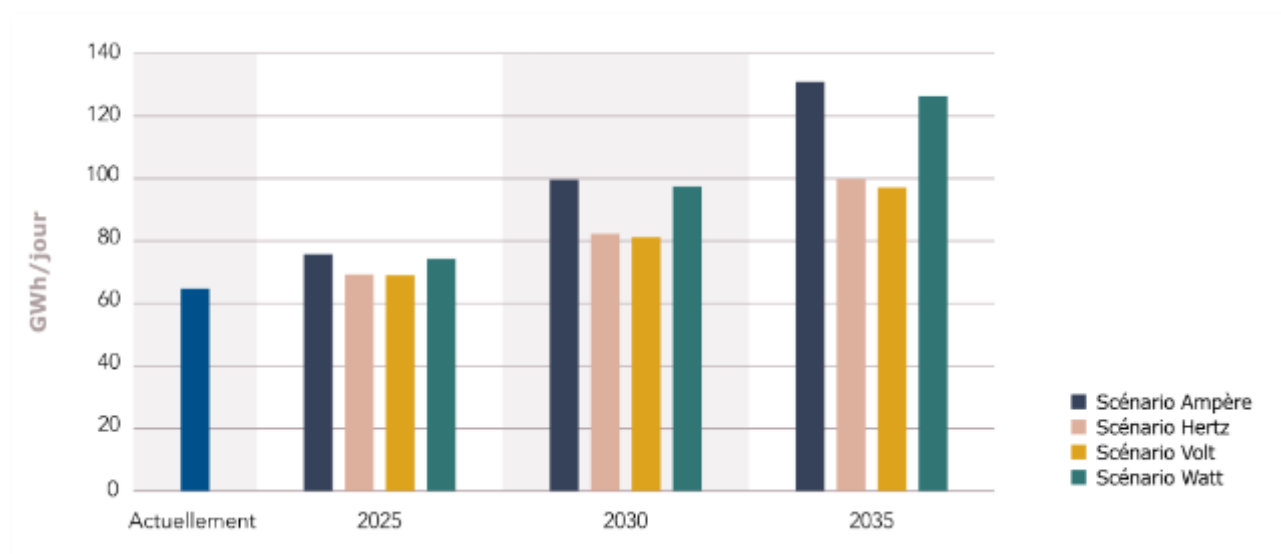


³⁷ Source – Fraunhofer Institute / Agora Energiewende - « The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits » (2015)

A horizon 15 à 20 ans, le besoin de flexibilité infra-journalier pour garantir l'équilibre offre-demande devrait être multiplié par un facteur ~2, selon les estimations réalisées (en énergie) à l'échelle du système électrique français par RTE³⁸ et (en puissance) à l'échelle du système électrique Pentalatérale par le Fraunhofer Institute³⁹

Le dernier bilan prévisionnel RTE (2017) montrent (graphique 27 ci-dessous) que le besoin de flexibilité infra-journalier (illustré ici par l'indicateur du « volume d'énergie « déplacée » par jour pour répondre aux besoins du système électrique ») devrait être multiplié par un facteur 1,5 à 2 à horizon 2035 selon les scénarios considérés.

Figure 27 : Évolution des besoins de flexibilité – exemple du volume d'énergie « déplacée » par jour
Source : BP RTE 2017 (synthèse)



Les analyses réalisées par le Fraunhofer Institute (FIWES) pour le compte de l'association Agora Energiewende dans l'étude « *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits* » (2015) donnent un résultat proche en puissance pour une échelle géographique différente. Ils évaluent l'augmentation du besoin en flexibilité à une échelle de temps horaire et journalière en quantifiant l'écart de variation maximale (en puissance) entre la demande globale et la demande résiduelle à l'échelle du système électrique Pentalatérale, dans un scénario de pénétration importante des ENR à horizon 2030 (entre 40% à 60% de pénétration des ENR selon les pays, sur la base des scénarios de l'ENTSO-E développés dans le *Ten-Year Network Development Plan*).

La figure 28 montre une augmentation d'un facteur ~2 de la variation journalière maximale (graphique de droite – estimation de l'écart maximal sur 20h) entre la demande globale et la demande résiduelle (passage d'une variation maximale à la hausse de 64 à 121 GW, et à la baisse de -73 GW à -127 GW).

³⁸ Source – Bilan Prévisionnel RTE 2017

³⁹ Source – Fraunhofer Institute / Agora Energiewende - « *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits* » (2015)

Figure 28 : Variation maximale horaire (sur 1h) et journalière (sur 20h) de la demande globale et de la demande résiduelle à horizon 2030 sur la zone Pentalatérale dans un scénario de forte pénétration des ENR

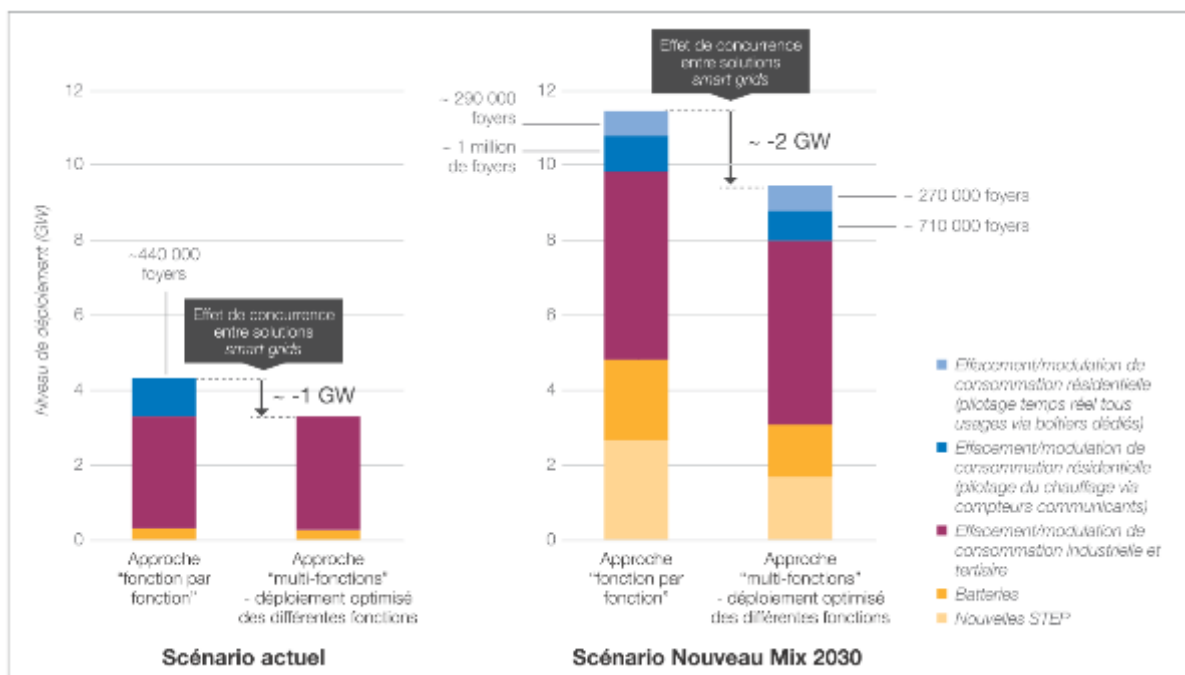
Source : FIWES/Agora "The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits"



Pour des systèmes électriques bien interconnectés (comme celui de la France), cette augmentation du besoin de flexibilité est réelle mais reste limitée à moyen terme (2030) et peut être « gérée » avec un développement relativement limité de nouvelles capacités spécifiquement dédiées à la gestion de cette flexibilité. Cette évolution devrait en revanche donner un espace économique au développement de nouveaux types de flexibilité. L'analyse de RTE sur la « *Valorisation Socio-Economique Des Réseaux Electriques Intelligents* » (2017) démontre que la valeur économique des *smart grids* (et notamment des outils de flexibilité comme le stockage ou la modulation de consommation) justifie le déploiement de l'ensemble des solutions étudiées à court ou moyen terme (analyse réalisée sur la base des scénarios du BP 2014) (cf figure XX – présentant le niveau de déploiement économiquement pertinent des solutions de flexibilité *smart grids*, dans le cadre du scénario nouveau mix (1 des scénarios du BP RTE 2014).

Figure 29 : Niveau de déploiement économiquement pertinent des solutions de flexibilité smart grids

Source : RTE, 2017, « Valorisation Socio-Economique Des Réseaux Electriques Intelligents »



Le besoin en développement d'outils de flexibilité (de type maîtrise de la demande ou stockage) est en revanche beaucoup plus important dans le cas d'objectifs plus ambitieux de couverture du mix par la production ENR (qui reste en majorité non pilotable). Les analyses menées dans le cadre d'études de scénarios fortement ENR (ADEME⁴⁰, Agora Energiewende⁴¹) démontrent que le besoin de flexibilité, et en particulier de stockage d'électricité, augmente de manière non linéaire avec le taux de pénétration des ENR.

Les analyses de l'ADEME (à l'échelle du système électrique français) présentées dans le graphique ci-dessous (figure 30) montrent l'évolution du besoin de stockage en fonction du taux de pénétration des ENR (correspondant aux différents scénarios étudiés par l'ADEME).

A gauche sont représentées les capacités nécessaires (en GW) pour optimiser le système électrique à moindre coût et garantir le taux de pénétration ENR ciblé, et à droite le ratio « GW de stockage (hors STEP)⁴² / GW ENR installé ».

Ces analyses démontrent les éléments suivants :

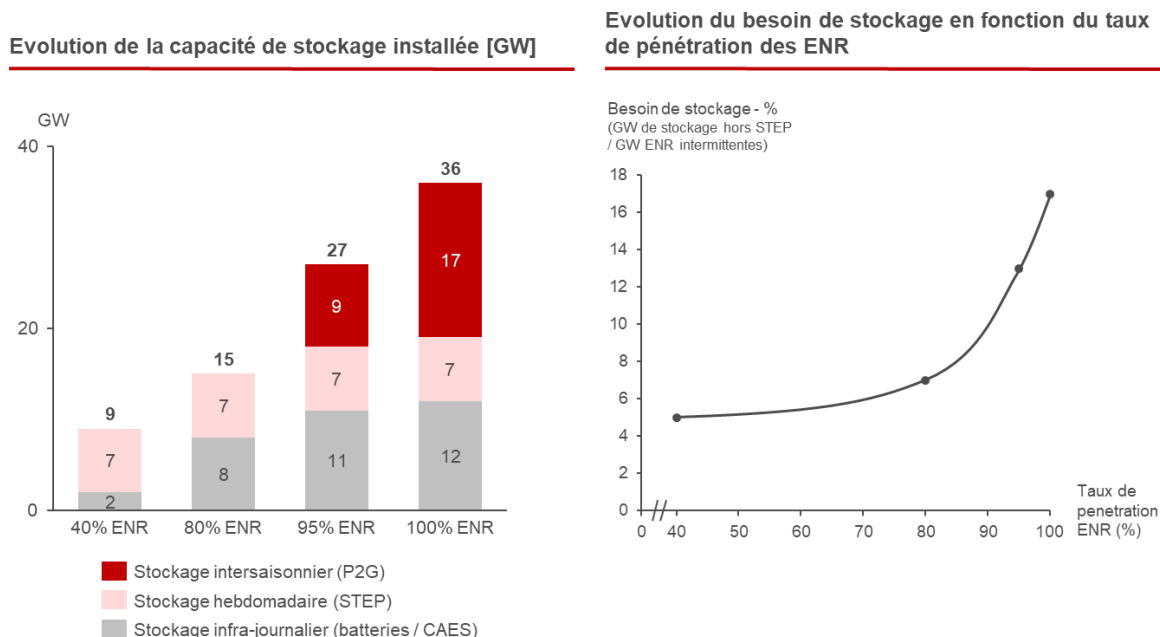
- L'atteinte d'un taux cible significatif (80%) de pénétration ENR nécessite une augmentation significative (multiplication par 4) mais linéaire du besoin en capacité de stockage infra-journalier, par rapport à un scénario avec ENR moins développé (40%) : de 2 GW (scénario 40% ENR) à 8 GW (scénario 80% ENR) jusqu'à 12 GW (100% ENR)
- L'atteinte d'un taux de couverture proche de 100% engendre une augmentation non linéaire (quasiment exponentielle) du besoin en capacités de stockage, notamment lié au besoin de stockage inter-saisonnier.

⁴⁰ ADEME 2015 – « un mix 100% électrique ? analyses et optimisation »

⁴¹ Agora Energiewende - 2017 - « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

⁴² L'analyse est réalisée ici « hors STEP » car les capacités installées de STEP n'évoluent pas dans les différents scénarios, celle-ci étant considérée comme de toute façon développée, même dans le scénario de base (40% ENR)

Figure 30 : Evolution du besoin de stockage en fonction de la pénétration des énergies renouvelables



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

Des ordres de grandeurs similaires se retrouvent dans l'analyse d'Agora Energiewende⁴³ (au périmètre du système électrique allemand) qui estiment entre 36 et 53 GW le besoin en capacité de stockage (hors STEP) pour un taux de couverture de 95% ENR, correspondant à un ratio « GW de stockage (hors STEP)⁴⁴ / GW ENR installé » de 15% à 20%, proche des estimations réalisées dans l'étude ADEME.

4) Une nouvelle problématique de surplus de production à anticiper

En sus de l'augmentation du besoin de flexibilité, l'atteinte d'une part significative d'ENR fatales dans le mix de production devrait aussi engendrer des périodes plus fréquentes de surplus de production (et donc a fortiori de « refoulement » des réseaux de distribution vers le réseau de transport).

Ce phénomène devrait néanmoins rester limité à horizon 2030/2035 à l'échelle du système électrique national (c'est-à-dire sans prendre en compte les phénomènes de congestions locales des réseaux de distribution lors de « refoulement »).

L'étude de l'ADEME sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire⁴⁵ montre que, même dans un scénario volontariste de développement des ENR électriques à horizon 2030 tel que celui de l'ADEME (90 GW d'ENR intermittentes installés en 2030, donc 46 GW d'éolien et 33 GW de PV)⁴⁶, l'occurrence de ces périodes de surplus est estimée à environ 300 h/an pour des surplus de ~15 TWh au global (soit ~3% de la consommation française). La

⁴³ Agora Energiewende - 2017 - « Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems »

⁴⁴ L'analyse est réalisée ici « hors STEP » car les capacités installées de STEP n'évoluent pas dans les différents scénarios, celle-ci étant considérée comme de toute façon développée, même dans le scénario de base (40% ENR)

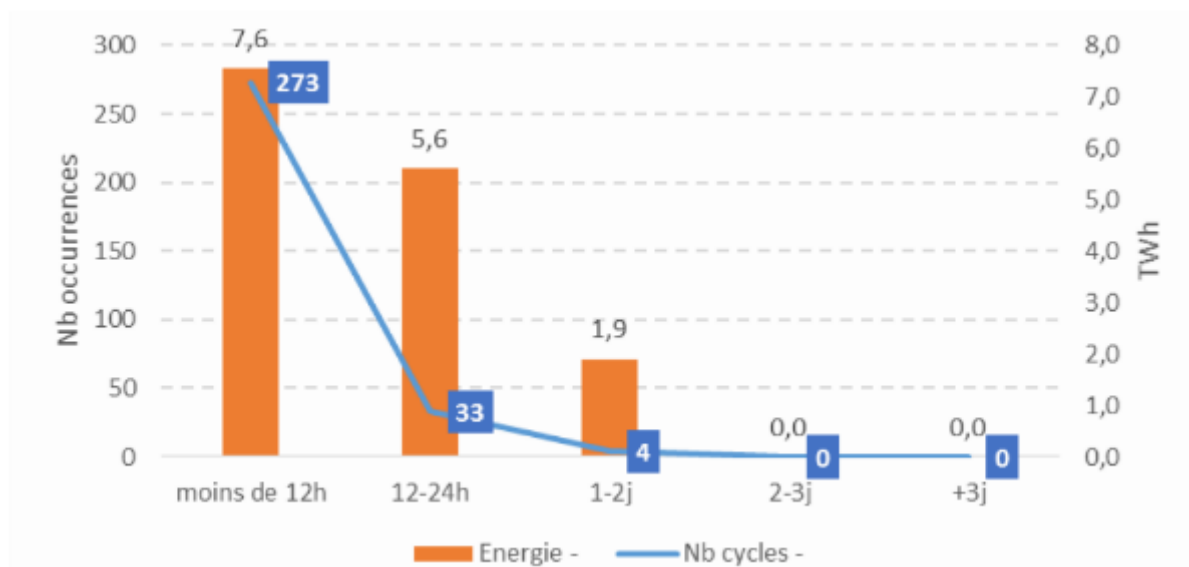
⁴⁵ ADEME – 2014 – Etude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire

⁴⁶ Contributions de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030 et 2050

grande majorité de ces surplus sont journaliers (moins de 12h consécutives de surplus, gérable donc sur une journée).

Figure 31 : Estimation du volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée à 2030 à l'échelle de la France – scénario ADEME

Source : Etude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire



Une analyse proche menée par la Commission Européenne à la maille européenne⁴⁷ (fondée sur les scénarios de l'ENTSO-E développés dans le *Ten-Year Network Development Plan*) estime le nombre d'heures de surplus pour le système électrique français à horizon 2030 entre 55 et 475 h/an, représentant entre 0,1 et 2 TWh de surplus à l'échelle nationale (cf figure 32).

Cette étude démontre par ailleurs l'impact du contexte local du système électrique (part plus ou moins importante des ENR, niveau d'interconnexions) sur l'occurrence de ces surplus (cf figure 32) : comparativement à la France, la fréquence d'occurrence de ces surplus est 6 à 10 fois supérieure pour la Grande-Bretagne (55 à 475 h/an (France) vs. 465 à 3000h/an (GB)) et les volumes de surplus 16 à 20 fois supérieur (0,1 à 2 TWh/an (France) vs. 2 à 32 TWh/an GB)).

⁴⁷ METIS Study – 2016 – "The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage"

Figure 32 : Estimation du volume d'énergie et occurrences des surplus de production ENR à 2030 selon 2 scénarios de pénétration des ENR

Source : Commission Européenne⁴⁸

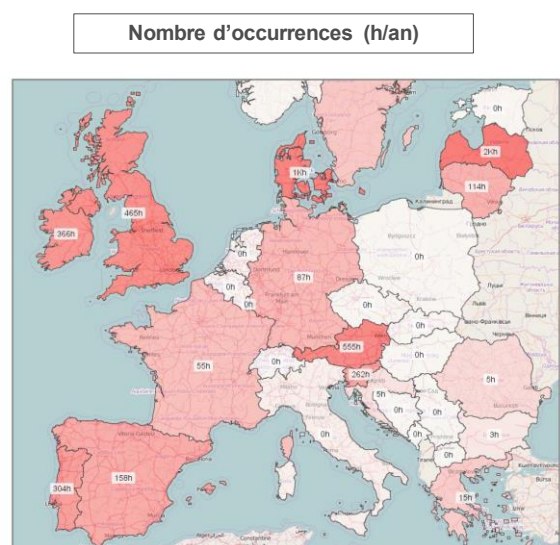


Figure 6. Number of hours per year with RES surplus (2030 V1)

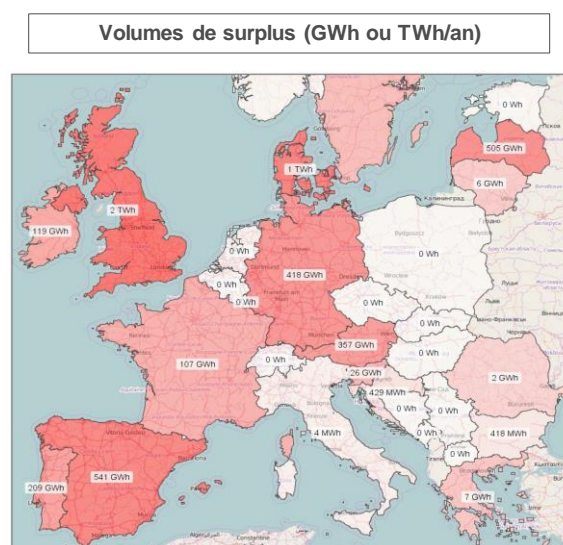


Figure 8. Total yearly RES surplus (2030 v1)

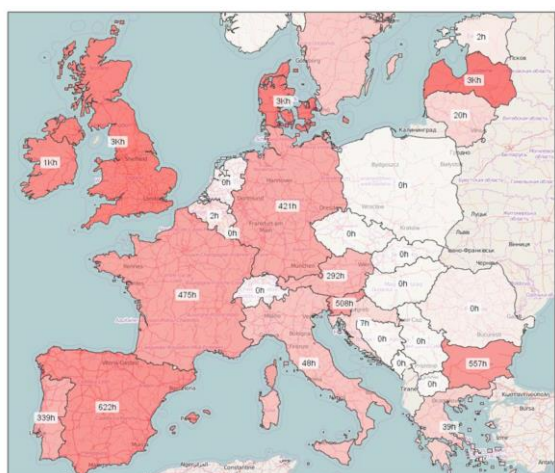


Figure 7. Number of hours per year with RES surplus (2030 v3)

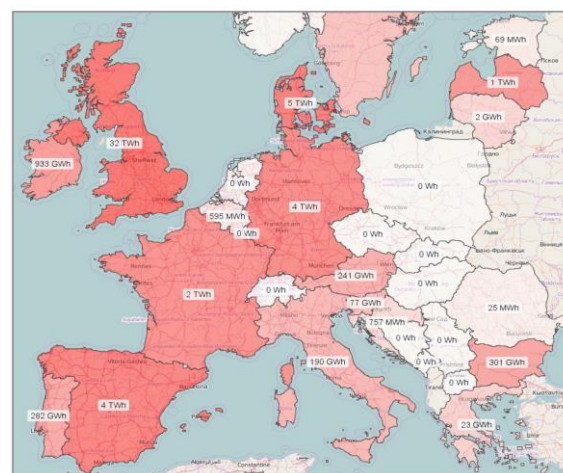


Figure 9. Total yearly RES surplus (2030 v3)

Ce phénomène pourrait prendre de l'ampleur à plus long-terme (horizon 2050) rendant potentiellement pertinent le développement de nouvelles formes de flexibilité / stockage comme le **power-to-gas**⁴⁹.

En effet, à horizon 2050, sur la base des scénarios de développement ENR de l'ADEME⁵⁰ (considéré comme scénario de référence) et de l'association Négawatt (considéré comme scénario haut), l'étude de l'ADEME estime entre 44 et 91 TWh/an les surplus de production (surplus résiduel – après stockage par STEP), correspondant à 11 à 29% de la demande d'électricité estimée.

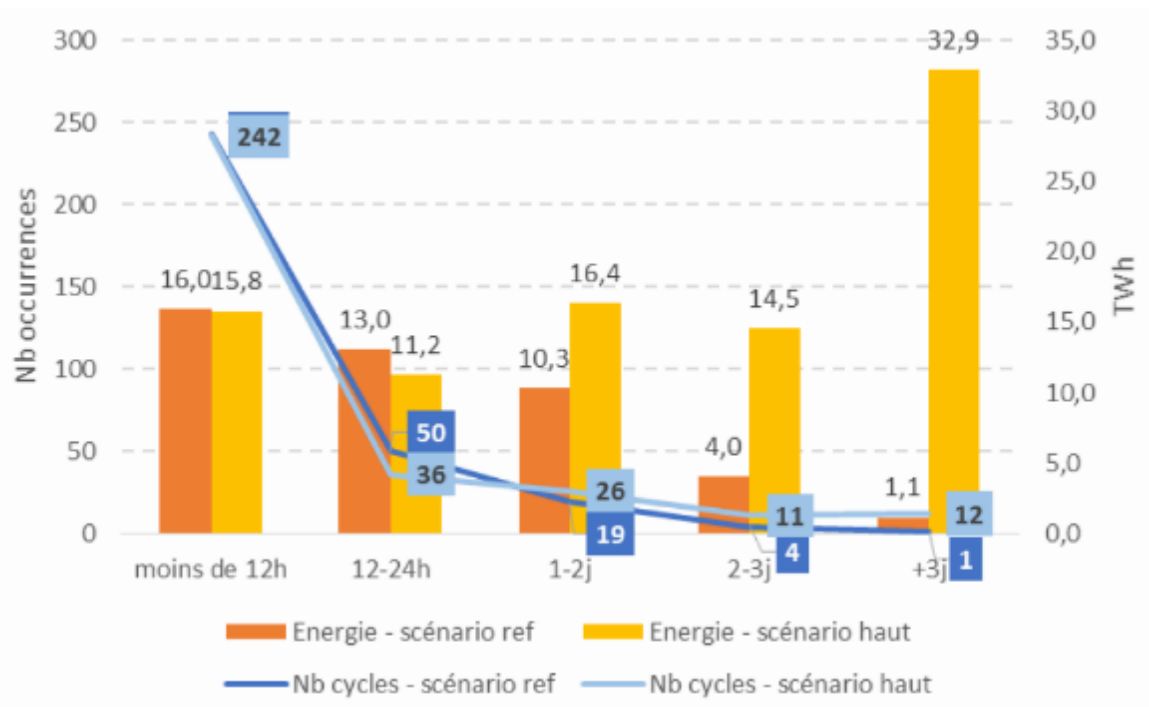
⁴⁸ METIS Study – 2016 – “The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage”

⁴⁹ Le sujet du power-to-gas est traité de manière plus approfondie dans la monographie dédiée au couplage des systèmes électrique et gazier

⁵⁰ Contributions de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030 et 2050

Figure 33 : Estimation du volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée – à 2050 à l'échelle de la France – scénario ADEME

Source : Etude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire



Si les estimations réalisées possèdent certaines limites (prise en compte limitée des interconnexions au niveau européen, pas d'hypothèse sur l'évolution des profils de consommation (courbe de demande)), les ordres de grandeurs sont néanmoins significatifs et rendent potentiellement pertinent le développement de nouvelles formes de flexibilité / stockage comme le *power-to-gas*.

V. Soutenabilité à long terme d'un développement massif des ENR vis-à-vis des ressources en terres rares

Les terres rares sont un ensemble de 15 à 17 éléments⁵¹ métalliques aux propriétés chimiques proches, au potentiel optique et physique exceptionnel et difficilement substituables, généralement agglomérés dans les mêmes gisements.

On distingue⁵² les « terres rares légères » des « terres rares lourdes » selon leurs différences atomiques et chimiques. Les terres rares lourdes sont généralement beaucoup plus chères car moins abondantes et disposant de propriétés physiques et chimiques plus importantes.

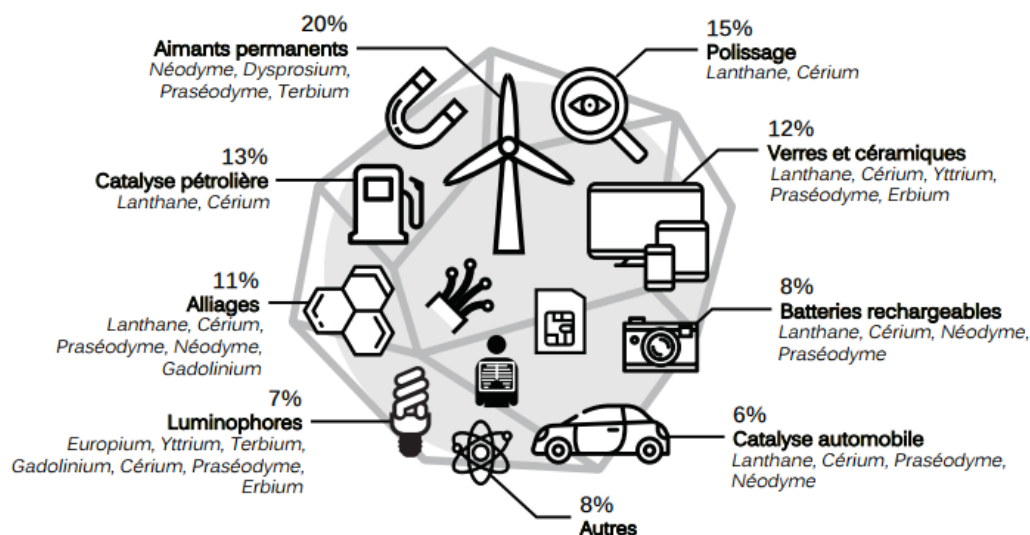
⁵¹ 15 éléments de la famille des lanthanides qui détiennent les numéros 57 à 71 du tableau de Mendeleïev : lanthane (La), cérium (Ce), praséodyme (Pr), néodyme (Nd), prométhium (Pm), samarium (Sm), europium (Eu), gadolinium (Gd), terbium (Tb), dysprosium (Dy), holmium (Ho), erbium (Er), thulium (Tm), ytterbium (Yb) et lutétium (Lu). L'Yttrium (Y, n°39) et Scandium (Sc, n°21) dont les propriétés atomiques et chimiques font qu'ils sont souvent associés aux mêmes gisements

⁵² L'IUPAC (union internationale de chimie pure et appliquée) les scinde entre le Gadolinium et le Terbium (+ l'Yttrium)

Certaines de ces terres rares sont aujourd'hui considérées comme des éléments essentiels de la transition énergétique car elles sont nécessaires à la fabrication de certaines technologies clefs, en particulier les aimants permanents (utilisés dans les génératrices d'éoliennes et les moteurs électrique) et les batteries rechargeables.

En particulier, le Néodyme, le Dysprosium et le Praséodyme sont des composants essentiels à la fabrication des aimants permanents NdFeB utilisés dans les générateurs des éoliennes et aux moteurs des voitures électriques⁵³. Ces aimants dominent le marché grâce à leur puissance magnétique qui permet des réductions importantes de poids et de volume. Ils constituent la demande la plus importante en terres rares, représentant 20% du tonnage et 53% de la valeur du marché total. Certaines batteries rechargeables intégrées dans les véhicules hybrides, notamment la technologie NiMh, comportent également des terres rares comme le Lanthane. Les terres rares sont également extrêmement utilisées dans des technologies de pointe alimentant des domaines divers comme l'illustre le schéma⁵⁴ ci-dessous :

Figure 34 : Utilisation des terres rares dans divers secteurs de l'industrie

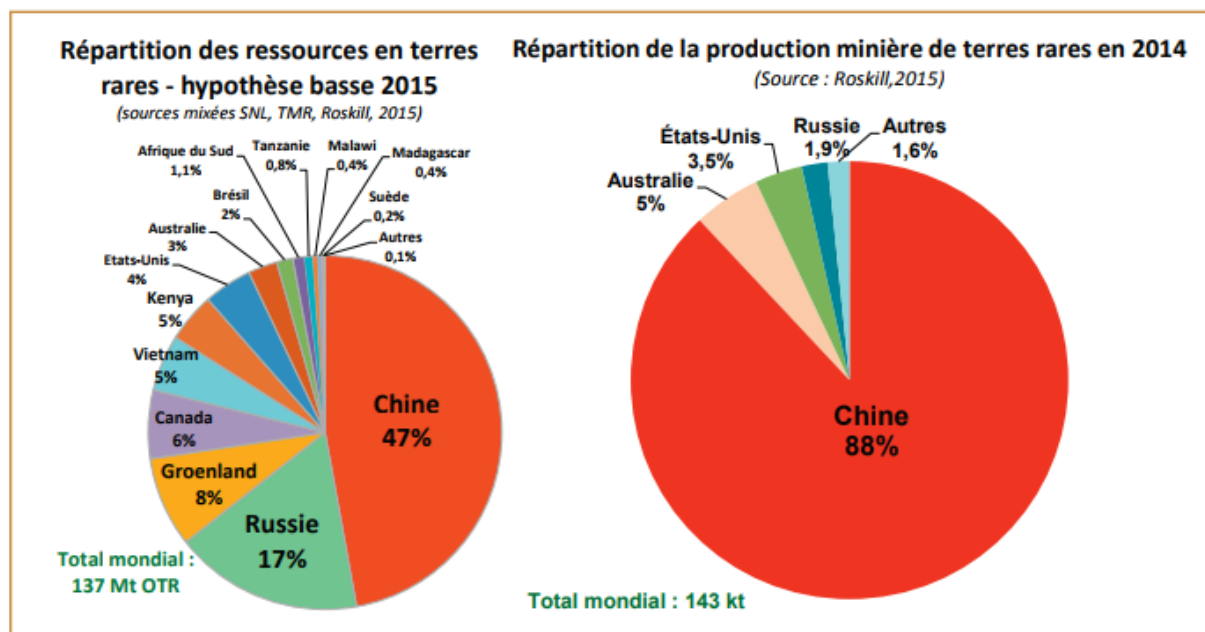


La production de terres rares est aujourd'hui largement dominée par la Chine qui assure entre 85 et 90% de la production mondiale (estimée à 143kt) alors qu'elle ne disposerait (d'après les dernières estimations du BRGM) que de ~50% des ressources mondiales estimées.

⁵³ 30% de Néodyme et entre 2-11% de Dysprosium en 2013 selon BRGM

⁵⁴ BRGM (Janvier 2017) - Dossier enjeux des géosciences : les terres rares p.2, disponible sur : http://www.brgm.fr/sites/default/files/dossier-actu_terres-rares.pdf

Figure 35 : répartition mondiale des ressources et de la production minière de terres rares



Les terres rares ne sont pas présentes qu'en Chine, mais la Chine détient quasiment le monopole sur leur exploitation.
(chiffres extraits du Panorama 2014 des terres rares – BRGM)

Cette situation s'explique par plusieurs facteurs⁵⁵ :

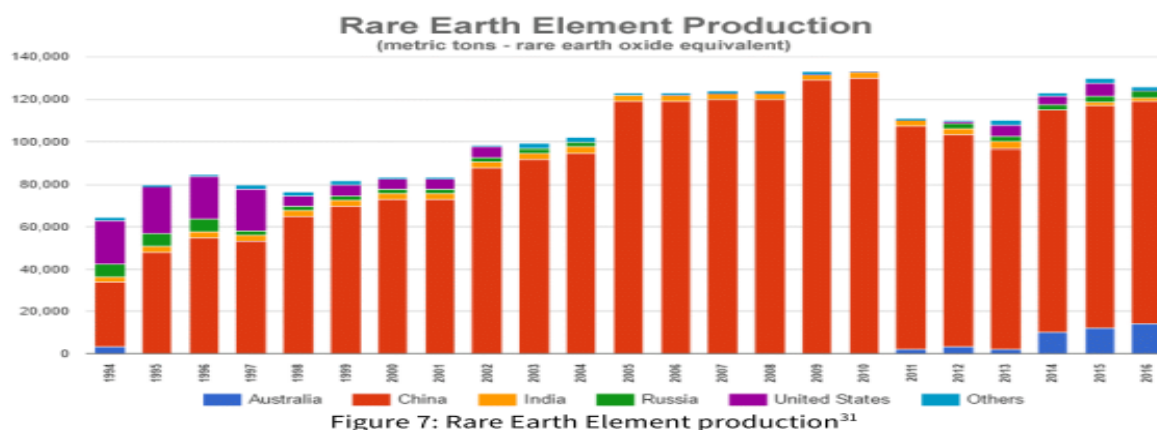
- Les gisements dont elle dispose sont parmi les plus facilement et donc économiquement exploitables car les plus concentrés en terres rares (notamment en terres rares lourdes)
- Une compétence dans le domaine minier acquise par plusieurs décennies d'exploitation et un effort de R&D important
- La Chine produit à grande échelle des minerais de fer dont les terres rares sont un sous-produit
- Le coût du travail est plus faible que celui de certains autres pays producteurs (notamment Etats-Unis et Australie), ce qui place la Chine en situation de compétitivité accrue (au-delà de la qualité des gisements exploités), car certaines opérations d'extraction notamment pour les argiles résiduelles nécessitent des opérations artisanales importantes
- Des lois environnementales moins contraignantes que dans les pays occidentaux (voir encadré en fin de chapitre sur l'impact environnemental de l'exploitation des terres rares)
- Une décision politique :
 - o la politique des terres rares est centralisée au sein de la politique minérale et est donc planifiée et consolidée sur le long terme
 - o les compagnies minières reçoivent un financement régulier du gouvernement les protégeant des aléas du marché.
- La Chine aurait aussi maintenu volontairement des prix très faibles sur certaines périodes afin de pousser à la faillite les autres mines étrangères⁵⁶

⁵⁵ EBNER Julia (décembre 2014) - « Europe's Rare Earth Dependence on China : Future Perspectives », *European Institute for Asian Studies (EIAS)*, p. 7

⁵⁶ L'exemple le plus marquant, que mentionne le rapport BRGM/RP-64910 de Juillet 2015, est celui de la mine californienne de Mountain Pass. Première source de terres rares mondiale des années 60 au début des années 90, elle ferme en 2002 en raison des faibles prix des terres rares dus à l'entrée de la Chine sur le marché et des contraintes environnementales. Profitant de la montée de prix liée aux quotas d'exportations chinois elle ré-ouvre en 2010 pour faire de nouveau faillite en 2015 lorsque les prix replongent.

La mine a été rachetée en juin 2017 par MP Mine Operations LLC un consortium minier chinois.

Figure 36 : Production en volume d'éléments rares par pays

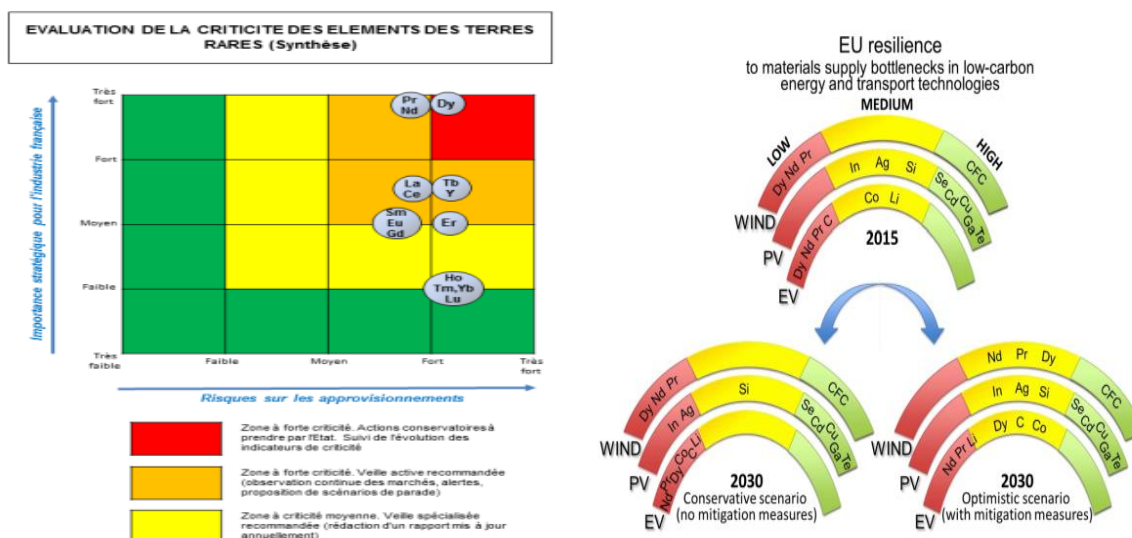


Compte tenu de ce contexte, certaines terres rares, comme le Néodyme, le Dysprosium et Praséodyme, sont considérés comme critiques car conjuguent à la fois une importance stratégique dans le développement de certaines technologies, en particulier celles permettant la transition énergétique, ainsi qu'une vulnérabilité dans leur approvisionnement.

En 2010-2011, la décision politique chinoise de réduire les quotas d'exportation de leurs terres rares et la spéculation autour de ces matières premières a déclenché une crise majeure du marché. Cette crise permit la prise de conscience de la criticité des terres rares et la définition de niveaux par l'Union Européenne et les Etats-Unis.

En 2014 la RMI (Raw Material Initiative, initiative de la Commission Européenne) publie une liste des 20 matières premières critiques qui contient les terres rares légères et lourdes. Ce rapport est affiné en 2016 par une étude⁵⁷ ciblant les matériaux critiques à la transition énergétique, en particulier l'éolien, le photovoltaïque et les voitures électriques. Ce rapport conclut que la situation sur le Néodyme, le Praséodyme et le Dysprosium est et devrait rester « critique » si aucune mesure d'atténuation n'est prise.

Figure 37 : Evaluation de la criticité des terres rares et résilience de l'EU



⁵⁷ European Commission (2016) – “Assessment of potential bottlenecks along the materials supply chain for the future deployment of low-carbon energy and transport technologies in the EU”

Pour autant, s'il existe un risque avéré de pénurie lié à l'ajustement de la capacité de production à la demande (et donc un risque prix) couplé à un risque de dépendance à certains pays clés (en particulier la Chine) pour l'Europe, la majorité des études s'accordent sur le fait que la transition énergétique ne devrait pas être confrontée à long terme à une problématique de pénurie « physique » de ressources en terres rares, les gisements physiques estimés étant suffisamment importants pour absorber l'évolution de la demande. Ces études préconisent la mise en place d'une stratégie européenne fondée sur l'exploitation de mines sur le sol Européen (Groënland et Suède), le développement de substituts technologiques et le recyclage.

La Chine contrôle aujourd'hui le marché mondial, une diversification des approvisionnements ou des technologies est difficilement envisageable à court terme.

La diversification géographique des approvisionnements n'est aujourd'hui pas une solution car l'offre est essentiellement chinoise (pour les raisons détaillées plus haut). Il faut alors concevoir à terme l'ouverture de nouvelles mines. Même si plusieurs travaux de prospections ont été réalisés suite à la crise de 2011, et notamment en Europe et au Groenland⁵⁸, les études de faisabilité, les travaux de construction et la pré-production prennent au moins 3 ans⁵⁹. Ce ne peut donc pas être une réponse court terme.

La substituabilité technique des terres rares nécessite des changements technologiques ou a minima des modifications opérationnelles pour les fabricants, ce qui leur impose des coûts et un temps de renouvellement de leur appareil productif importants.

Il est donc probable que les prix des terres rares connaissent des périodes de forte volatilité du fait du manque d'ajustement conjoncturel entre une offre temporairement inerte et une demande constamment en croissance⁶⁰ (5-6%⁶¹ par an et 9% pour le Néodyme).

Focus impact sur les prix de construction de l'éolien

L'étude BRGM de 2015 démontre qu'une hausse conjoncturelle du prix des terres rares utilisées pour la construction des éoliennes, liée à un décalage entre l'augmentation de la demande et de l'offre, ou à des questions géopolitiques, est possible, car un tel phénomène a déjà été observé. D'après les estimations de l'étude, une éolienne à entraînement direct à aimants permanents nécessite 600 kg d'aimants NdFeB par MW contenant 155kg Nd, 27Kg Pr et 2,8 à 24kg Dy. Ainsi le coût actuel par MW des terres rares nécessaires pour produire une éolienne est proche de 20k\$, soit moins de 2% du cout total. Une hausse progressive des prix serait donc facilement absorbée.

Cependant le marché a démontré en 2011 sa forte volatilité, les prix étant par exemple multipliés par 100 et 70 respectivement pour le Dysprosium et le Néodyme par apport à 2002-2003⁶². Une crise conjoncturelle des approvisionnements, notamment suite à une décision politique chinoise, pourrait à l'heure actuelle avoir des conséquences fortes de court terme sur le coût de fabrication des capacités de production renouvelables (éoliennes en particulier).

Cela ne remet cependant pas en cause le fait que, comme en conviennent la majorité des études, une pénurie de long terme liée au manque de ressources physiques, et donc ayant un impact de long terme sur les coûts d'investissement dans la filière éolienne, est peu probable.

⁵⁸ BRGM/RP-64910-FR (Juillet 2015) – « Potentialité de stocks géologiques de terres rares en Europe et au Groenland »

⁵⁹ European Commission (2016) – Id. p190 ; la durée totale de développement est comprise entre 10 et 13 ans.

⁶⁰ Pour répondre à la demande mondiale, notamment tirée par la Chine, il faudrait ouvrir à partir de 2020 une mine par an selon le rapport ADAMAS (01/12/2016) - « Rare Earth Market Outlook : Supply, Demand, and Pricing from 2016 through 2025 »

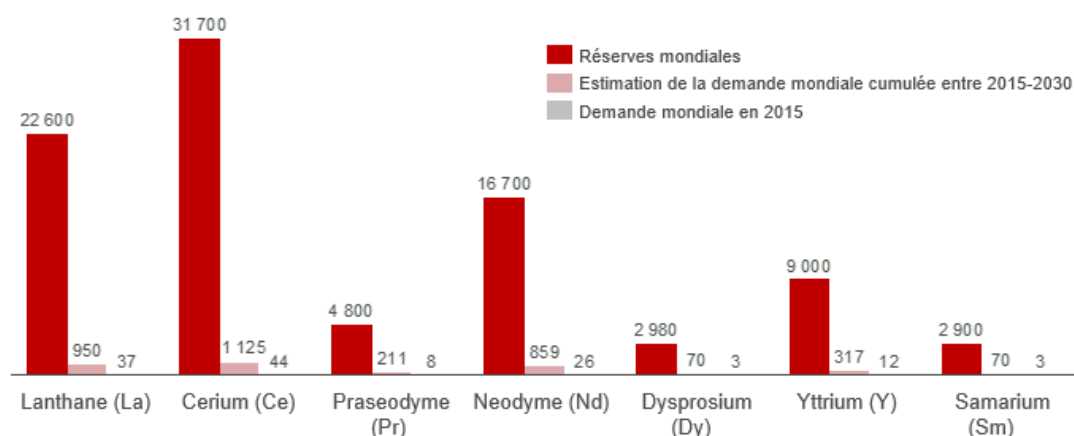
⁶¹ Selon Roskill 2014 - BRGM/RP-64910-FR (Juillet 2015) – p88

⁶² BRGM/RP-64910-FR (Juillet 2015) - p 13

Les gisements hors de Chine sont abondants (plus de la moitié des réserves supposées) : les minerais contenant des terres rares se trouvent sur les 5 continents. Les prix imposés actuellement par la Chine rendent non rentables la majorité des mines. Cependant, comme l'indique le rapport CSIRO⁶³ (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization) de 2014, dans un scénario de forte hausse des prix, beaucoup de mines seront rentables et pourront ouvrir ou rouvrir afin de combler l'écart entre l'offre et la demande.

Comme mentionné plus haut de nombreux projets sont déjà à l'étude dans le monde⁶⁴.

Figure 38 : Comparaison des réserves et de la consommation mondiales estimées en terres rares⁶⁵
[kt]



L'exploitation de terres rares sur le sol Européen, notamment au Groenland et en Suède, est actuellement à l'étude afin de garantir une production stratégique tout en limitant les impacts environnementaux de cette production.

Impact environnemental de l'exploitation des terres rares

Les procédés industriels associés à la production de terres rares sont accompagnés d'impacts environnementaux importants, potentiellement dangereux pour la santé humaine et les écosystèmes s'ils ne sont pas maîtrisés : émission de poussières toxiques lors des processus d'extraction et d'électrolyse, pollution de l'eau aux métaux lourds, émission de phosphates et eutrophisation des ressources en eau, émission de particules radioactives dans l'air, les rivières et les nappes phréatiques, etc.

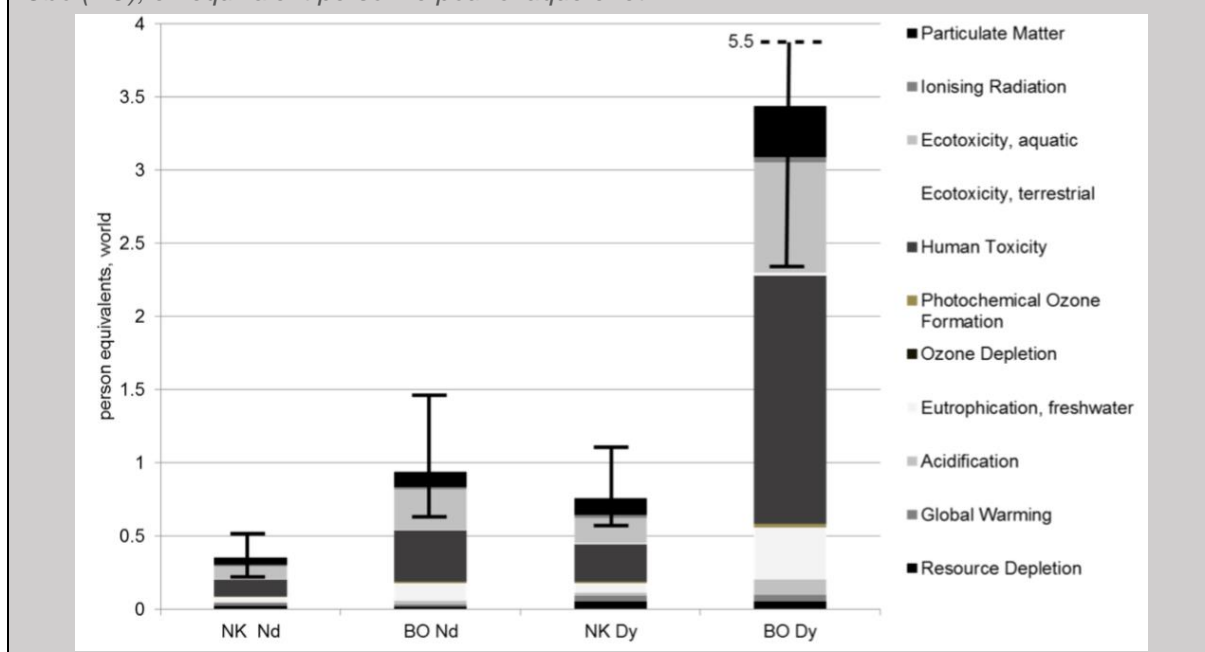
De nouveaux processus permettant de maîtriser et limiter ces impacts environnementaux sont à l'étude en Europe, dans la perspective de l'exploitation des gisements existant au Groenland et en Suède. L'article de recherche « Environmental Impacts of Rare Earth Mining and Separation Based on Eudialyte : A New European Way » (A. Schreiber et al., 2016) démontre notamment que les ressources en Neodymium (Nd) et Dysprosium (Dy) de Norra Kärr en Suède pourraient être exploitées avec un impact environnemental par kg d'élément rare produit très limité par rapport aux méthodes d'exploitation du gisement de Bayan Obo en Chine.

⁶³ Haque, N.; Hughes, A.; Lim, S.; Vernon, C. Rare Earth Elements: Overview of Mining, Mineralogy, Uses, Sustainability and Environmental Impact. *Resources* **2014**, 3, 614-635.

⁶⁴ En Asie (Vietnam et Kazakhstan), en Afrique (Malawi, Kenya, Tanzanie Namibie, Afrique du Sud, Madagascar), en Amériques (États-Unis, Canada, Brésil), et en Europe (Suède, Groenland) et en Australie.

⁶⁵ Graphique construit à partir des estimations de demande de l'étude Roskill 2014 et Argus 2016

Figure 39 : Impacts normalisés de la production d'1 kg de Nd ou Dy à Norra Kärr (NK) et Bayan Obo (BO), en équivalent personne pour chaque effet⁶⁶



La substituabilité de certains usages des terres rares est aujourd'hui possible, notamment dans les technologies vertes :

- Les batteries NiMh utilisant le lanthane sont d'ores-et-déjà remplacées massivement par des batteries Lithium-Ion qui ne nécessitent pas de terres rares.
- La dépendance aux terres rares dans les moteurs et générateurs peut être réduite partiellement en réduisant la quantité de terres rares utilisée (parfois drastiquement⁶⁷) dans les aimants permanents ou de substituer des terres rares très critiques par d'autres plus abondantes et moins chères
- L'étude de Transport & Environment⁶⁸ d'Octobre 2017 souligne que d'autres technologies permettent de contourner les aimants permanents et donc les terres rares. La plus utilisée dans le secteur éolien et automobile est l'induction électromagnétique.
 - o De nombreux grands constructeurs automobiles comme, Tesla, Renault, ou Daimler se passent ainsi des terres rares. S'ils ont un rapport prix-performance aujourd'hui un peu inférieur, les acteurs automobiles misent sur une hausse du prix des terres rares qui les rendrait bien plus compétitifs.
 - o De nombreuses éoliennes utilisent également l'induction électromagnétique. ENERCON le deuxième producteur Européen et 6^{ème} mondial d'éoliennes ne fabrique que des générateurs annulaires à excitation indépendante ne nécessitant aucune de terres rares.
 - o L'avantage des terres rares dans l'éolien s'impose surtout pour l'offshore car les aimants permanents permettent des gains de volume et de poids tout en limitant les besoins de maintenance (compliquée en mer). Ce segment pourrait ainsi représenter la demande la moins facilement compressible mais resterait toujours négligeable par rapport aux ressources mondiales⁶⁹.

⁶⁶ Schreiber et al., 2016, Environmental Impacts of Rare Earth Mining and Separation Based on Eudialyte: A New European Way

⁶⁷ La technologie HAL développée par TDK permet de produire des aimants NdFeB contenant 50% de dysprosium en moins

⁶⁸ Transport & Environment, (Octobre 2017) – « Electric vehicle life cycle analysis and raw material availability »

⁶⁹ Ce que montre l'étude menée par Ecofys⁶⁹ en 2014, scénarisant que 5% de la consommation l'énergie mondiale proviendrait de l'éolien offshore. *Critical materials for the transition to a 100 % sustainable energy future*, Ecofys, disponible sur : www.ecofys.com/files/files/wwf-ecofys-2014-critical-materials-report.pdf p36

- Enfin l'ensemble des études citées mettent l'accent sur la nécessité d'une politique de recyclage afin de limiter la production de terres rares. Ce recyclage peut concerner tout aussi bien les produits en fin de vie (aimants, batteries...), les déchets miniers (contenant potentiellement des terres rares) et les débris industriels.

VI. Annexes

1) Glossaire

- **ABWR** : Advanced Boiling Water Reactor
- **AGR** : Advanced Gas-cooled Reactor
- **AIE** : Agence Internationale de l'Energie
- **AIEA** : Agence Internationale de l'Energie Atomique
- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **CCGT** : Combined Cycle Gas Turbine
- **CRE** : Commission de Régulation de l'Energie
- **ENR** : Energies Renouvelables
- **ENTSO-E/G** : European Network Transmission Operators – Electricity/Gas
- **EPR** : European Pressurized Reactor
- **ITC** : Investment Tax Credit
- **LCOE** : Levelized Cost of Electricity
- **LTCEV** : Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte
- **NREL** : National Renewable Energy Lab
- **SMR** : Small Modular Reactors
- **TSO** : Transmission System Operator
- **TYNDP** : Ten-Year Network Development Plan

2) Liste des figures

Figure 1 : Projections de mix de production d'électricité en % du volume total produit selon les scénarios de l'AIE (World Energy Outlook 2017 en 2030 et 2040, ETP 2017 en 2060)	8
Figure 2 : 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]	8
Figure 3 : Nouvelles capacités, production des nouvelles capacités, et couverture de la hausse de la demande par technologie en Inde entre 2017 et 2022	9
Figure 4 : Nouvelles capacités, production des nouvelles capacités, et couverture de la hausse de la demande par technologie en Chine entre 2016 et 2020	9
Figure 5 : Répartition des NPP en construction par pays [# NPP]	11
Figure 6 : Evolution des parts du gaz et du charbon dans la production d'électricité entre 2015 et 2040, par géographie, dans le scénario New Policies de l'AIE	15
Figure 7 : Exemples de résultats des derniers appels d'offres pour le développement de capacités renouvelables dans le monde	16
Figure 8 : Décroissance des prix moyens proposés dans le cadre des appels d'offre CRE pour des projets PV au sol, entre 2012 et 2017	17
Figure 9 : Trajectoires des coûts d'investissement dans le solaire PV au sol, selon les géographies, pour les projets mis en service à l'année N	19
Figure 10 : Analyse de sensibilité du LCOE du solaire PV au sol	20
Figure 11 : Trajectoires des coûts d'investissement dans l'éolien onshore, selon les géographies, pour les projets mis en service à l'année N	21
Figure 12 : Trajectoires des coûts complets d'investissement dans l'éolien offshore, selon les géographies, coûts de raccordement compris et pour les projets mis en service à l'année N	21

Figure 13: Evolution des LCOE du solaire PV au sol, de l'éolien onshore et de l'éolien offshore aux US, pour les scénarios bas de CAPEX du NREL, les autres facteurs étant pris constants dans le temps, entre 2017 et 2050.....	22
Figure 14 : Analyse de la courbe de charge 2016 de l'énergie éolienne en France, estimation du stockage requis pour lisser la production, et des surcoûts associés	23
Figure 15 : LCOE pour les nouvelles capacités CCGT et Charbon en fonction des prix des commodités et du CO ₂ , (à coût du capital égal à 5%, et pour une utilisation importante (en base) des moyens thermiques).....	24
Figure 16 : LCOE du solaire PV par rapport à la production thermique classique (nouvelles capacités) en fonction du prix des commodités et du CO ₂ (à coût du capital identique, égal à 5%).....	25
Figure 17 : Trajectoires de LCOE des différentes technologies dans le scénario New Policies de l'AIE, aux USA, en Europe et en Inde	27
Figure 18 : à gauche : "Merit Order Effect" et baisse du prix de gros avec l'influx d'énergie éolienne sur le réseau ; à droite : prix spot (day ahead) sur le marché espagnol au 1 ^{er} trimestre 2014 en fonction du taux de couverture de la demande par la production éolienne et solaire	28
Figure 19 : Capacités de production d'électricité raccordées aux réseaux de transport et de distribution à fin 2016 en France, par technologie de production [MW]	29
Figure 20 : Estimation sur la base des scénarios de l'ENTSO-E des capacités de production d'électricité installées en Europe à horizon 2040, par technologie [MW].....	30
Figure 21 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution des capacités installées raccordées aux réseaux de transport et de distribution en France, entre 2010 et 2050	31
Figure 22 : Estimation sur la base des scénarios RTE et ADEME de l'évolution de la part de la consommation totale représentée par la production sur le réseau de distribution en France, entre 2010 et 2050	32
Figure 23 : Evolution de la consommation résiduelle sur une semaine d'été, entre aujourd'hui et 2030 dans le scénario Nouveau Mix du BP2014	33
Figure 24 : évolution de la demande globale et de la demande résiduelle sur une semaine à horizon 2030 sur la zone Pentalatérale dans un scénario de forte pénétration des ENR.....	34
Figure 25 : Comparaison de la distribution des facteurs de charge des parcs éoliens à l'échelle nationale et à l'échelle européenne [en % - sur la base des données 2014]	35
Figure 26 : Production éolienne et solaire normée sur une semaine de Juillet – comparaison des profils par pays et du profil agrégé.....	35
Figure 27 : Évolution des besoins de flexibilité – exemple du volume d'énergie « déplacée » par jour.....	36
Figure 28 : Variation maximale horaire (sur 1h) et journalière (sur 20h) de la demande globale et de la demande résiduelle à horizon 2030 sur la zone Pentalatérale dans un scénario de forte pénétration des ENR.....	37
Figure 29 : Niveau de déploiement économiquement pertinent des solutions de flexibilité smart grids.....	38
Figure 30 : Evolution du besoin de stockage en fonction de la pénétration des énergies renouvelables	39
Figure 31 : Estimation du volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée à 2030 à l'échelle de la France – scénario ADEME	40
Figure 32 : Estimation du volume d'énergie et occurrences des surplus de production ENR à 2030 selon 2 scénarios de pénétration des ENR	41
Figure 33 : Estimation du volume d'énergie et occurrences des excédents résiduels selon leur durée – à 2050 à l'échelle de la France – scénario ADEME	42
Figure 34 : Utilisation des terres rares dans divers secteurs de l'industrie	43
Figure 35 : répartition mondiale des ressources et de la production minière de terres rares	44
Figure 36 : Production en volume d'éléments rares par pays	45

Figure 37 : Evaluation de la criticité des terres rares et résilience de l'EU	45
Figure 38 : Comparaison des réserves et de la consommation mondiales estimées en terres rares [kt]	47
Figure 39 : Impacts normalisés de la production d'1 kg de Nd ou Dy à Norra Kärr (NK) et Bayan Obo (BO), en équivalent personne pour chaque effet.....	48

3) Bibliographie

- ADAMAS, 2016, "Rare Earth Market Outlook: Supply, Demand, and Pricing from 2016 through 2025"
- ADEME, 2017, « Contribution à l'élaboration de visions énergétiques 2035-2050 »
- ADEME, 2016, « Coûts des ENR en France »
- ADEME, 2015, « un mix 100% électrique ? analyses et optimisation »
- ADEME, 2014, « Etude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire »
- Agora Energiewende, 2017, "Renewables versus fossil fuels – comparing the costs of electricity systems"
- Agora Energiewende, 2017, "Recent Facts about Photovoltaics in Germany"
- Agora Energiewende, 2017, "Future Cost of Onshore Wind"
- Agora Energiewende, 2013, "Calculator of LCOE and FiT Comparison"
- Agora Energiewende, 2015, "Current and Future Cost of Photovoltaics"
- AIE, 2017, "World Energy Outlook"
- AIE, 2017, "Energy Technology Perspectives"
- BRGM/RP-64910-FR, 2015, « Potentialité de stocks géologiques de terres rares en Europe et au Groenland »
- BP, 2017, "Energy Outlook"
- ENTSO-E, 2017, "Ten-Year New Development Plan 2018"
- Enerplan – Ademe, 2017, « Etude des retombées socio-économiques du développement de la filière solaire française »
- European Commission, 2016, "Assessment of potential bottlenecks along the materials supply chain for the future deployment of low-carbon energy and transport technologies in the EU"
- Federal Statistical Office, 2017, "Data on Energy Price Trends – Long-time series from Jan. 2000 to Sept. 2017"
- Fraunhofer Institute / Agora Energiewende, 2015, « The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits »
- Haque, N.; Hughes, A.; Lim, S.; Vernon, C.; 2014, "Rare Earth Elements: Overview of Mining, Mineralogy, Uses, Sustainability and Environmental Impact. Resources 2014, 3, 614-635."
- IAEA International Atomic Energy Agency, 2016, "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050"

- IRENA, 2017, “Renewable Energy Prospects for India”
- METIS Study, 2016, “The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage”
- Mycle Schneider Consulting, 2017, “The World Nuclear Industry status report 2017”
- National Grid, 2017, “Future Energy Scenarios”
- NREL, 2017, “Annual Technology Baseline”
- NREL, 2017, “US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017”
- NREL, 2017, “SunShot 2030 for Photovoltaics (PV): Envisioning a Low-cost PV Future”
- NREL, 2016, “PV Project Finance in the United States, 2016”
- RTE, 2017, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France »
- RTE IFPEB, 2017, « Besoins de flexibilité liés au développement des EnR »
- Schreiber et al., 2016, “Environmental Impact of Rare Earth Mining and Separation Based on Eudialyte: A New European Way”
- Transport & Environment, 2017, « Electric vehicle life cycle analysis and raw material availability »