

Les turbines conventionnelles sont-elles les gagnantes ou les perdantes de la transition énergétique ?

Par **Christophe DE MAISTRE**

Président directeur général de Siemens France

et **Jean-Philippe HENRY**

Directeur des activités Energy Solutions de Siemens France

L'analyse des trajectoires des transitions énergétiques des grands pays européens montre que les moyens thermiques de production électrique vont continuer à jouer un rôle important. Ce sera notamment le cas en Grande-Bretagne et en Allemagne, deux pays confrontés au développement des productions à base d'énergies renouvelables intermittentes, les modalités du déploiement respectif des filières gaz et charbon dépendant des orientations des politiques nationales de transition énergétique.

En raison notamment du poids prépondérant des moyens nucléaires et hydrauliques dans son bouquet de production électrique, le cas français reste particulier. Profondément rénové avec le déploiement de nouvelles unités Gaz à Cycle Combiné venu compenser le retrait prononcé des unités fioul et charbon, le parc thermique français devrait continuer à jouer pleinement son rôle de vecteur d'ajustement, en complément des autres filières de production électrique.

Avec les directives du paquet Climat-Énergie destinées à favoriser une économie sobre en carbone, l'Union européenne a engagé depuis 2009 ses pays membres dans des politiques visant à maîtriser leur consommation d'énergie et à modifier profondément leur bouquet énergétique.

La directive recommandant de privilégier les énergies renouvelables (EnR) par rapport aux énergies fossiles a fixé comme objectif global, à l'horizon 2020, 20 % d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation d'énergie primaire et 35 % dans la production électrique, un objectif partagé qui a été décliné dans les différents plans d'action nationaux établis en 2010. Pour autant, les politiques guidant l'évolution des différents systèmes électriques nationaux font apparaître des trajectoires extrêmement différenciées.

Il semble néanmoins que dans plusieurs pays européens une même tendance se dessine mettant en cause la composante la plus moderne des parcs thermiques de production d'électricité, les centrales à cycle combiné gaz-vapeur (CCG).

La transition énergétique aurait-elle déclenché un déclin iné-

luctable des systèmes conventionnels utilisant des turbines à gaz et à vapeur, ou ouvre-t-elle à ceux-ci la possibilité de jouer un rôle nouveau dans les systèmes électriques, gage de leur développement futur ?

Des transitions énergétiques aux trajectoires différenciées n'excluant pas le thermique

La composante thermique ⁽¹⁾ du parc de production électrique européen a été fortement impactée ces deux dernières années par les décisions d'arrêt et de mise sous cocon affectant les centrales à cycle combiné gaz-vapeur (CCG) : les fermetures totales ou partielles annoncées représentent environ 25 GW par rapport à un parc total de l'ordre de 200 GW.

(1) Le parc thermique regroupe les moyens de production d'électricité utilisant comme combustible le gaz, le charbon, le fioul et, éventuellement, la biomasse.

Cette situation trouve son origine dans le conflit entre, d'une part, des investissements massifs dans des unités CCG au cours de la décennie 2000-2010 sous l'effet de la libéralisation du marché de l'électricité et de prévisions de demande à la hausse et, d'autre part, l'abondance croissante de l'électricité renouvelable subventionnée et un avantage de coût favorisant le charbon par rapport au gaz (avantage non compensé par le cours de la tonne de CO₂). Cependant, même en Grande-Bretagne et en Allemagne, pays qui partagent une ambition forte pour leur production d'électricité d'origine éolienne à l'horizon 2020 ⁽²⁾, la contribution des parcs thermiques devrait rester très majoritaire dans leur production électrique nationale, à des niveaux pratiquement constants entre 2013 et 2020 ⁽³⁾.

Derrière cette tendance commune se cachent néanmoins des différences importantes à la fois dans l'évolution du poids relatif des filières gaz et charbon à l'intérieur du parc thermique et dans le rôle du nucléaire par rapport au parc thermique. Ces différences sont le reflet de stratégies distinctes de transition énergétique : à la différence de l'*Energiewende* allemand, le *Climate Change Bill* britannique opte nettement pour une dé-carbonisation globale, ce qui favorise le déclin du parc charbon tout en laissant la porte ouverte au nucléaire comme composante du mix électrique.

Ces différences tiennent aussi à des capacités d'équilibrage de la production nationale dissemblables (que ce soit du fait des interconnexions avec les pays voisins ou du recours à l'hydraulique), comparativement très réduites dans le cas britannique. Cette limitation pousse la Grande-Bretagne à disposer en propre d'une composante thermique aussi décarbonée et flexible que possible, et donc à accentuer le rôle de la filière CCG, qui, progressivement devrait devenir, à partir de 2020, la composante quasi unique du parc thermique britannique ⁽⁴⁾. Face à la composante renouvelable, le parc CCG britannique devrait donc jouer un rôle essentiel en semi-base et en équilibrage, à hauteur globale de 40 % de la production - les parcs nucléaire et charbon assurant un « ruban » de sécurisation permanent, se situant entre 10 et 20 % de la production électrique britannique totale.

À l'inverse, l'Allemagne continuera, du fait de la sortie programmée de l'énergie nucléaire et de la non pénalisation du charbon tout au long de la phase de sa transition, à solliciter encore fortement son parc charbon, à hauteur de 30 % de sa production d'électricité, la filière CCG et les interconnexions jouant le rôle d'équilibrage.

Malgré ces différences notables, le parc thermique conventionnel jouera donc un rôle stratégique dans la transition énergétique de ces deux pays.

Un regard sur l'évolution du parc thermique centralisé français et sur ses futurs possibles

Le déploiement de la filière CCG française au service d'une transition énergétique avant l'heure

Comparé aux exemples britannique et allemand, le parc thermique français a toujours été cantonné au rôle de variable

d'ajustement dans le parc de production du simple fait du poids combiné de la production nucléaire (plus de 75 % de l'offre) et de la production hydraulique (près de 15 %). Ainsi, en dépit de la relance de la filière charbon au début des années 1980, les moyens thermiques centralisés atteignaient une puissance d'à peine 12 GW en 2005, assurée à hauteur de 60 % par des unités au charbon et de 40 % par des unités au fioul, ces dernières n'étant utilisées qu'en cas de forte tension sur le réseau. De plus, la part de 10 % de production, laissée encore ouverte au thermique il y a dix ans, se rétrécit inéluctablement à production globale constante, du simple fait du développement des moyens de production à base d'EnR.

Néanmoins, à partir de 2006 (année de la mise en service par GDF des deux premières unités CCG françaises à Dunkerque), le parc thermique français s'est engagé dans une profonde modernisation : onze groupes CCG supplémentaires ont été ainsi connectés au réseau entre 2009 et 2013, tandis que sous la pression des nouvelles directives européennes visant la réduction des émissions industrielles ⁽⁵⁾, s'est amorcé un processus de retrait des unités fioul et charbon correspondant à la suppression de plus de 8 GW ⁽⁶⁾ de puissance.

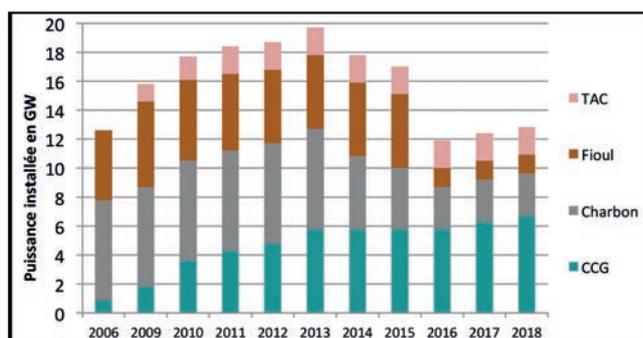


Figure 1 : La rénovation du parc thermique centralisé français après déploiement des quinze groupes CCG.

(2) Le taux de pénétration de l'éolien, qui s'élevait, en 2013, à 7 % en Grande-Bretagne et à 8 % en Allemagne, devrait être dans ces deux pays respectivement de 13 % et de 15 % en 2020 ; solaire compris, le taux de pénétration du renouvelable allemand devrait passer de 10 à 20 %.

(3) 250 TWh en Grande-Bretagne, soit environ 65 % de la production nationale, et 325 TWh en Allemagne, soit une part de 55 %.

(4) Selon les projections (généralement conservatrices) de RTE, le parc thermique britannique se décomposerait en 2020 entre 30 GW de moyens gaz et 15 GW de moyens charbon. À l'horizon 2030, il devrait atteindre les 50 GW, quasi exclusivement en moyens gaz.

(5) Directive Grandes installations de combustion pour la période 2008-2015 et directive Émissions industrielles à partir de 2016, des directives qui fixent notamment des plafonds de plus en plus contraignants aux émissions de SO₂, de NOx et de CO.

(6) Des retraits se situant à hauteur de 4,7 GW pour la filière fioul et à hauteur de 4 GW pour la filière charbon, ne laissant opérationnels, en 2016, que deux groupes au fioul (1,3 GW) et cinq groupes au charbon (2,9 GW).

En ajoutant aux 5,6 GW de moyens CCG déjà déployés les 0,9 GW correspondant à la contribution future des deux unités de Bouchain et de Landivisiau, et en tenant compte du développement, entre 2007 et 2011, de la filière TAC ⁽⁷⁾ pour couvrir les pointes extrêmes, la puissance du parc thermique centralisé français devrait atteindre en 2018 un potentiel de 12,8 GW. Le parc thermique retrouverait dès lors un niveau similaire à celui de 2006, mais dans une configuration modernisée et fortement décarbonée pour sa composante semi-base ⁽⁸⁾.

Alors que la loi relative à la transition énergétique réaffirme le rôle des outils de programmation, on remarquera que cette modernisation (qui aura mobilisé de 2005 à 2013 un investissement total (non subventionné) dans la filière CCG de plus de 3,5 milliards d'euros, était préconisée par la « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique : période 2005-2015 » (PPI 2006) dans l'optique de « combler les besoins de semi-base (...) consécutifs à la fermeture inéluctable des installations charbon anciennes ». Cet objectif était réaffirmé par la PPI 2009, alors que l'intérêt économique des CCG en tant que moyens de production en semi-base avait été confirmé par la « Synthèse publique des coûts de référence de la production électrique 2008 » et que la réduction des émissions de CO₂ devenait une cible prioritaire de la PPI, en accompagnement des nouvelles directives européennes.

L'avenir de la filière CCG française s'adaptera à l'évolution des filières nucléaire et renouvelable

Si l'année 2013 a clairement marqué une pause dans le déploiement de la filière CCG en France, à la mesure du marasme affectant l'ensemble de la filière en Europe, deux nouvelles mises en service (déjà évoquées plus haut) se profilent néanmoins à l'horizon 2016-2017 :

- l'unité CCG de Bouchain (510 MW), projet pilote mené en partenariat par EDF et General Electric (GE) ;
- et l'unité CCG de Landivisiau (413 MW), projet développé par Direct Energie associé à Siemens en réponse à l'appel d'offres lancé par l'État en juin 2011 pour sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne.

Dans une période difficile, ces deux projets ont le mérite d'explorer les axes qui orienteront l'avenir de la filière CCG en France comme sur le marché européen :

- le projet de Bouchain illustre les efforts continus déployés par les constructeurs pour améliorer les performances des turbines à gaz, et plus largement celle des unités CCG en termes de flexibilité, leur permettant ainsi de se positionner en tant que moyens clés de l'équilibrage de la production

(7) La filière TAC (Turbine à combustion) comprend six unités, mises en service entre 2007 et 2010, pour un total de 1,2 GW.
 (8) Une unité CCG émet deux à trois fois moins de CO₂ qu'une unité charbon de puissance équivalente. Par ailleurs, elle n'émet pas de SO₂, et ses émissions maximales de NOx sont deux fois moins élevées que celles d'une unité charbon.

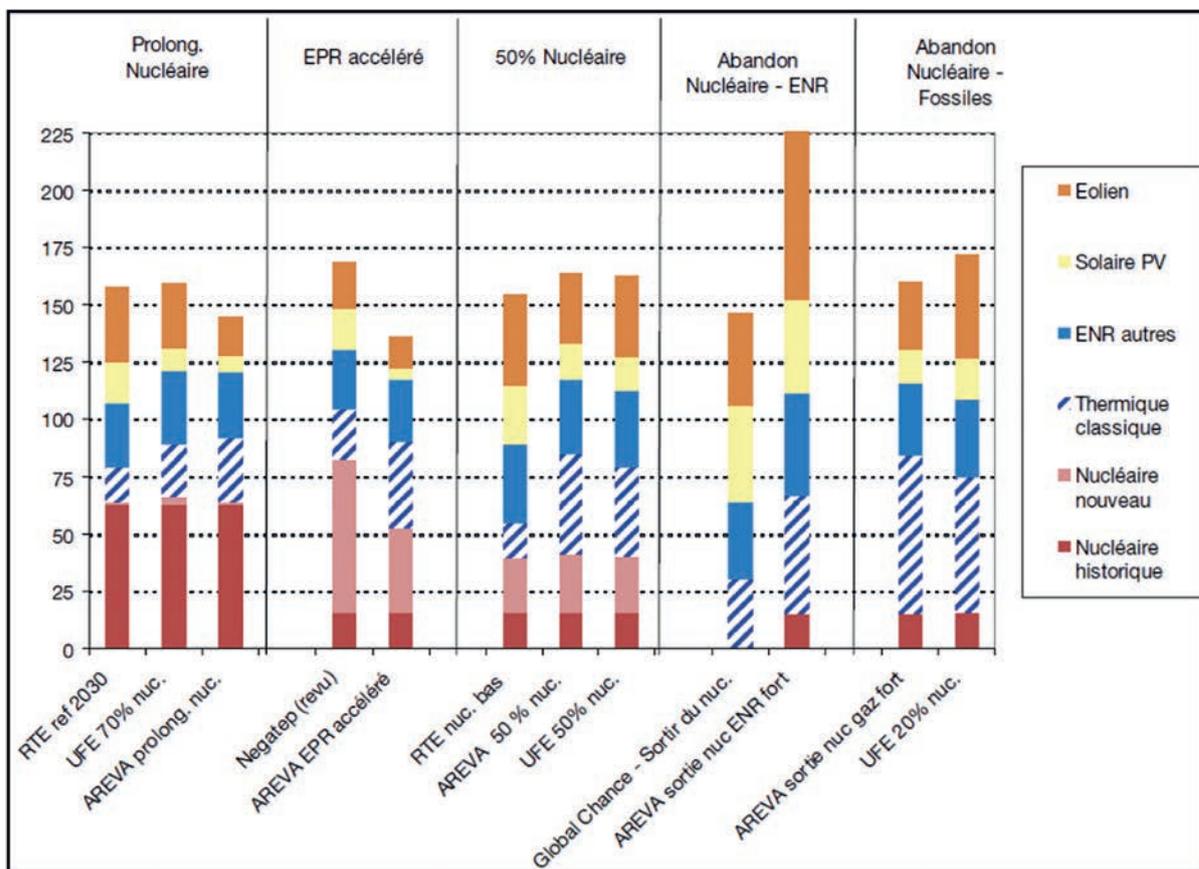


Figure 2 : Douze scénarios pour le parc installé français et la filière thermique à l'horizon 2030 (source : « Énergies 2050 »).

face à l'intermittence des moyens de génération électrique à base d'EnR ;

- le projet de Landivisiau préfigure les ambitions des mécanismes de capacité à financement public envisagés pour soutenir l'investissement dans des moyens permettant de sécuriser l'approvisionnement électrique, y compris les moyens thermiques flexibles.

Au-delà de 2018, le rapport « Énergies 2050 » (de février 2012) a mis en évidence le fait que le spectre des projections possibles concernant l'évolution du parc électrique français était extrêmement diffus, en constatant que « *la plupart des scénarios étudiés considère des options très contrastées sur la place du nucléaire dans le bouquet électrique futur* » et qu'« *en cas d'abandon ou de diminution de la part du nucléaire, son remplacement prend des formes variées : généralement des CCG (cycles combinés gaz), des renouvelables (EnR) (généralement éolien et/ou solaire photovoltaïque ⁽⁹⁾) ou un bouquet des deux* ».

L'étude a finalement mis en évidence un débat très ouvert autour de la nécessité de prévoir de nouvelles capacités thermiques (notamment des unités CCG) pour accompagner le déploiement des moyens de génération électrique à base d'EnR intermittentes. La disponibilité de moyens hydrauliques conséquents (25 GW), les possibilités de moduler la production nucléaire et le niveau modéré du taux de pénétration de l'éolien en France (de l'ordre de 3,5 % en 2013 et de 7 % en 2020) sont effectivement de nature à inciter à la prudence. Néanmoins, aborder l'horizon 2030 avec 13 % d'électricité issue de moyens intermittents pourrait s'avérer problématique si la puissance du parc thermique français restait à son niveau de 2006.

Toujours est-il que le développement de la filière CCG française, qui permet aujourd'hui d'ajuster le parc de production thermique au recul du parc charbon et qui permettra peut-être demain de l'adapter au développement accru des parcs éolien et solaire, constitue déjà une avancée permettant de parfaire la décarbonation du système de production électrique français.

Turbines conventionnelles : un destin lié à celui des énergies renouvelables intermittentes

Une flexibilité accrue des moyens thermiques permettant d'équilibrer l'intermittence des moyens renouvelables

Le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité constitue un défi technique et économique d'une ampleur croissante en Grande-Bretagne comme en Allemagne, alors même qu'augmente dans ces deux pays la pénétration des moyens éoliens ou solaires du fait de la variabilité de l'énergie transportée par les flux électriques issus de moyens exploitant des énergies renouvelables.

Des mécanismes déjà en œuvre pour ajuster l'offre de production électrique aux fluctuations de la demande et éven-

tuellement aux arrêts programmés ou inopinés des groupes de production, des moyens de production suffisamment flexibles, rapidement mobilisables et démobilisables en fonction de la disponibilité de l'énergie d'origine renouvelable ainsi que des ajustements de la consommation elle-même (grâce aux procédés d'effacement et au recours aux réseaux intelligents) devraient permettre d'assurer l'adéquation à court terme entre l'offre et la demande, et ce malgré l'intermittence des moyens de production à base d'EnR.

Une fois le potentiel des moyens hydrauliques, hautement flexibles, mobilisé, il faut donc disposer d'une réserve supplémentaire de moyens pilotables et flexibles qui ne peut reposer que sur des moyens thermiques conventionnels, notamment des moyens gaz, puisqu'ils ont une performance écologique en termes de rejets et d'efficacité énergétique en mode cycle combiné qui n'est pas contradictoire avec le développement des énergies renouvelables elles-mêmes. Ce parc d'équilibrage peut intégrer des moyens centralisés ou régionalisés, en particulier des moyens de type biomasse ou de type biogaz, pour peu qu'ils soient pilotables et suffisamment flexibles. Dans la plupart des cas envisageables, il s'agit donc d'unités de production impliquant des turbines conventionnelles à gaz ou à vapeur (voire les deux).

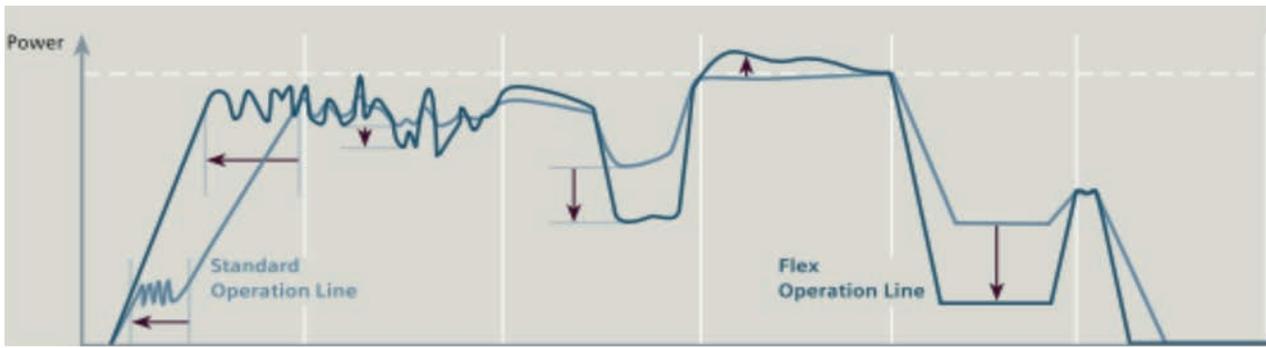
Il en résulte des modifications profondes des modes de fonctionnement des moyens thermiques des filières charbon et gaz, par rapport à leur rôle historique de moyens de production de base ou de semi-base. À une échelle macroscopique, on observe ainsi une réduction globale du nombre de leurs heures de fonctionnement, avec des périodes de déconnection du réseau de durées variables et d'autant plus fréquentes ou d'autant plus longues que la pénétration des moyens renouvelables est forte.

D'un point de vue dynamique, dans les pays où la pénétration des moyens éoliens est déjà forte, les profils de production d'ores et déjà requis des moyens thermiques dans leur fonction d'équilibrage de l'intermittence de la production d'origine éolienne se caractérisent principalement par :

- des démarrages plus fréquents s'accompagnant de montées en charge plus rapides,
- des ajustements de puissance (à la hausse ou la baisse) plus importants et aussi rapides que possible,
- des paliers de puissance minimale plus bas, de façon à ce qu'ils puissent rester connectés au réseau en permanence.

Face à cette évolution, les constructeurs de moyens modernes de production (comme les CCG) ont développé de nouvelles fonctionnalités permettant d'accroître leur capacité de réaction face aux exigences, éventuellement brusques, de l'équilibrage. Parallèlement, ils ont dû s'assurer que les équipements périphériques (essentiellement les chaudières de récupération et les circuits vapeur) étaient capables de résister aux nouvelles formes de stress qui leur sont imposées.

(9) Le solaire thermodynamique (au potentiel limité, mais bien réel) nécessite le plus souvent le recours à des turbines à vapeur.



Amélioration	Démarrage Accélééré (15mn)	Gradients de puissance accentués			Abaissement de la charge min.	Raccourcissement du temps de refroidissement
Bénéfice opérationnel	Mobilisation à la demande	Réaction plus rapide à l'intermittence	Plage agrandie en puissance	Augmentation des réserves	Puissance de veille réduite sans émissions	Facilitation de la maintenance

Figure 3 : Amélioration de la flexibilité des CCG.

Évidemment, l'enjeu de cette évolution est que ces fonctionnalités ne soient pas seulement proposées pour les unités neuves, mais qu'elles soient conçues de telle sorte qu'elles puissent donner lieu à des *retrofits* (ou réaménagements) sur des turbines déjà installées. Par ailleurs, les nouveaux modes de fonctionnement des turbines conventionnelles appellent une mise à jour des procédures de maintenance prévues pour des modes opératoires beaucoup plus stables.

Une mise en réserve d'un parc conséquent de moyens thermiques pour sécuriser l'offre d'électricité

Pour dimensionner ce parc contribuant quotidiennement à l'équilibrage du système électrique, il est d'usage de considérer son rôle de sécurisation dans un scénario extrême, c'est-à-dire en situation de pointe de consommation. Ce dimensionnement s'appréhende en cumulant les « crédits de capacité » des différentes filières de production, ces crédits étant calculés à partir du taux de mobilisation garanti (ou « facteur de fermeté » ⁽¹⁰⁾), pour chaque filière confrontée à une telle situation de pointe.

Le parc de réserve allemand a ainsi été évalué par la *Deutsche Energie-Agentur* (DENA, Agence allemande de l'énergie) attribuant au parc renouvelable un « facteur de fermeté » de l'ordre de 10 % s'accroissant légèrement dans le temps concomitamment au développement de l'éolien *off-shore* et des effets de foisonnement ⁽¹¹⁾. En considérant une puissance requise à la pointe de 83 GW, qui sera maintenue à la même valeur de 2022 à 2050 grâce aux économies d'énergie attendues, la DENA parvenait aux conclusions suivantes en 2012 :

- en 2022, année de l'arrêt définitif du nucléaire en Allemagne et où le taux de pénétration des énergies renouvelables sera de l'ordre de 24 % (pour un parc de moyens renouvelables de 125 GW), la sécurité du système reposera à 80 % sur la disponibilité d'un parc de 75 GW de moyens thermiques ;

- à l'horizon 2050, avec une production d'électricité devant être basée à 80 % sur les énergies renouvelables (pour un parc de moyens renouvelables de 170 GW), le parc thermique nécessaire sera de 61 GW (50 GW de moyens conventionnels et 11 GW en co-génération).

On notera que les 50 GW de moyens conventionnels de sécurisation (prévus en 2050), fonctionnant essentiellement au gaz dans les projections de la DENA, sont des moyens qui sont à ce jour encore à construire, et seule une très faible proportion de ceux-ci sera disponible en 2020 (par rapport au parc de 2013). La mise en œuvre de l'*Energiewende* devra donc prévoir en parallèle au déploiement des moyens renouvelables le déploiement progressif d'un parc très conséquent de nouveaux moyens de production thermiques ⁽¹²⁾.

Une nouvelle équation économique pour une stratégie gagnant-gagnant

Fournir une énergie thermique aussi faible en carbone que possible, sécuriser le système électrique en étant capable

(10) Pour chaque filière, le « facteur de fermeté » indique la proportion du parc installé garantie « à la pointe » compte tenu de tous les aléas pouvant affecter la disponibilité effective des moyens de production composant le parc, y compris le caractère fatal de l'énergie éolienne ou solaire pour le parc de moyens renouvelables.

(11) Le parc renouvelable allemand (solaire et éolien confondus) affiche à l'heure actuelle un taux de charge moyen variant entre 15 et 17 % ; un facteur de fermeté de 10 % signifie que l'on peut compter sur ce parc, en période de pointe, à hauteur de 60 % ($0,6 \times 17 \% = 10,2 \%$) des conditions moyennes.

(12) Au-delà du cas allemand, l'AIE estimait en 2012 qu'une capacité de 300 GW de moyens thermiques flexibles additionnels serait nécessaire au niveau mondial en 2035 pour assurer l'adéquation à la pointe des systèmes électriques utilisant des moyens EnR intermittents, confirmant ainsi une préconisation antérieure suggérant de prévoir 1 MW de moyens flexibles pour 5 MW installés de moyens EnR intermittents.

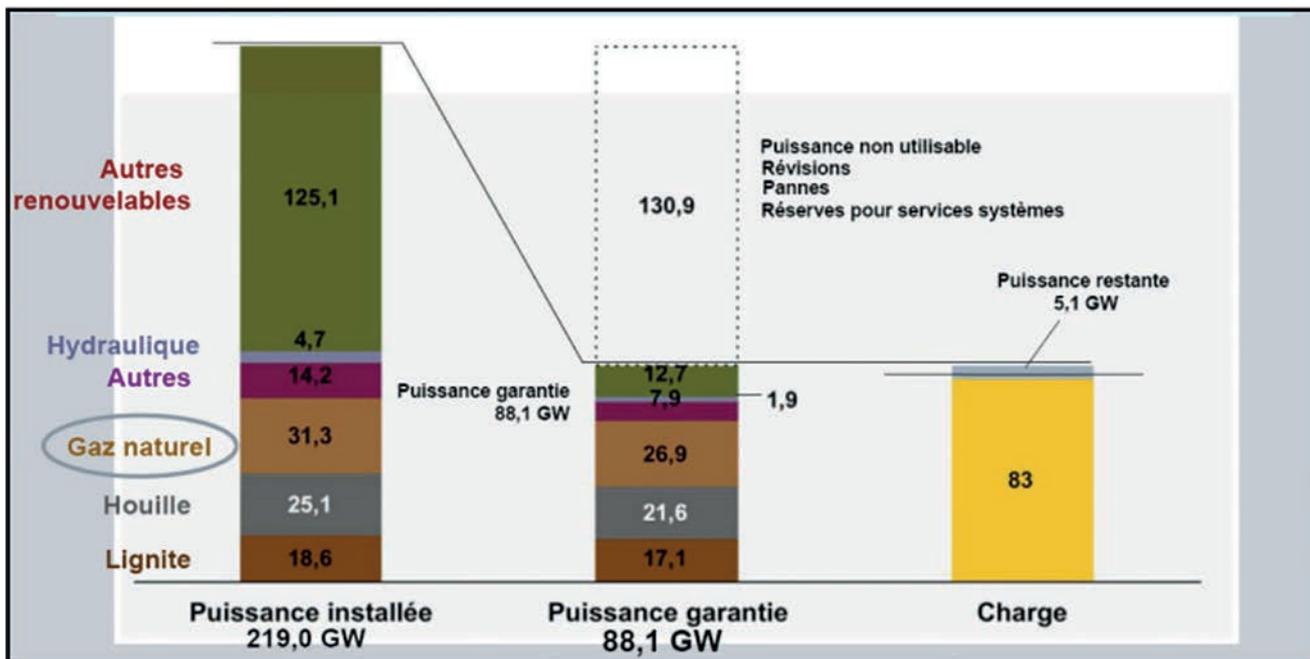


Figure 4 : « Crédit de capacité » des moyens de production électrique allemands à l'horizon 2022 (référence : DENA).

de répondre au caractère fatal de la production issue des énergies éolienne et solaire, fournir la composante flexible indispensable au maintien de l'équilibre offre/demande en présence d'une production intermittente de plus en plus importante, ce sont là autant de nouvelles missions qui incombent aux centrales conventionnelles utilisant des turbines gaz ou à vapeur pour permettre aux systèmes électriques d'évoluer tout en contribuant à la maîtrise des émissions des gaz à effet de serre (GES).

Si l'âge, supposé d'or, des centrales thermiques fonctionnant en base et semi-base n'appartient pas encore totalement au passé - comme l'indiquent le développement prodigieux du parc des centrales CCG aux États-Unis en lieu et place du développement non confirmé du nucléaire et le recours paradoxal au charbon en Allemagne -, la capacité des turbines conventionnelles à évoluer techniquement, en particulier en termes de rejets, d'efficacité et de flexibilité, est un gage d'avenir prometteur.

Néanmoins, sans négliger les efforts de R&D nécessaires

pour poursuivre dans cette voie, ou plus exactement parce que ces efforts nécessitent des financements qui soient à la hauteur du potentiel encore à développer de ces formidables machines que sont les turbines à gaz et les turbines à vapeur, le défi à relever dans les années à venir sera davantage économique que technique, et même davantage politique qu'économique.

Quels mécanismes de marché mettre en place pour concilier le développement des technologies renouvelables et l'investissement dans les autres moyens de production ?

Comment pénaliser les moyens thermiques les plus émetteurs de gaz à effet de serre ? Comment rendre tous les moyens de production coresponsables de la sécurité de l'approvisionnement électrique ? Telles sont les questions auxquelles les acteurs (industriels, fabricants d'équipements et opérateurs de moyens de production) sont confrontés et ils attendent de la part des régulateurs nationaux et européens des réponses devant leur permettre de bâtir ensemble le système électrique du futur dans une stratégie gagnant-gagnant.