

Arrêté du 26/04/2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables de 2018 à 2023 (PPE)

Évolution des capacités de production des énergies renouvelables électrogènes : la fuite en avant

Jean-Pierre Pervès

1. Sommaire

Le gouvernement français, dans son arrêté relatif à la PPE 2018/2023¹, propose d'accélérer le déploiement des électricités éolienne et photovoltaïque. Ces énergies présentent bien sûr l'avantage d'être renouvelables, même si leur intermittence et leurs productions aléatoires les rendent dépendantes de moyens de centrales de back-up, qui sont majoritairement en France des centrales nucléaires et hydroélectriques non émettrices de gaz à effet de serre (GES) ou des centrales à combustibles fossiles.

Mais le marché de l'électricité en France, et plus largement en Europe, est dans la tourmente : les moyens classiques de production (nucléaire, fossiles et hydraulique en France) sont soumis à la loi du marché et portent toute la responsabilité d'ajustement du réseau et de garantie de fourniture aux consommateurs. Quant aux énergies renouvelables, elles bénéficient de tarifs élevés et garantis à long terme, d'une garantie d'achat de leur production et d'aucune responsabilité. En résumé, contrairement à toute doctrine économique saine, priorité est donnée sur le marché à des énergies chères et non garanties, les énergies compétitives et pilotables devant s'effacer.

L'Europe elle-même commence à se préoccuper d'une situation qui a mis en danger les plus grandes entreprises du secteur en Europe et vient de proposer de soumettre les énergies renouvelables matures, éolien terrestre et solaire photovoltaïque en particulier, aux lois du marché à partir de 2017. Mais le gouvernement français, dans sa proposition, s'attache au contraire à prolonger les privilèges dont bénéficient ces énergies renouvelables intermittentes (EnR) aux dépens des autres productions non subventionnées et notamment d'énergies décarbonées comme l'hydraulique et le nucléaire :

- Par rapport à 2015 l'éolien terrestre devrait passer de 9.120 à 21.800 ou 26.000 MW en 2023 selon les deux scénarios haut et bas présentés,
- L'objectif visé pour l'éolien marin est de 3.000 MW.
- Le solaire devrait voir la puissance installée évoluer de 6.200 MW à 18.200 ou 20.200 MW.

Au total l'électricité intermittente devrait évoluer selon les hypothèses haute ou basse de 16.500 MW à 43.000 ou 49.200 MW, soit environ 70% de la puissance actuelle des centrales nucléaires. **Nous n'analyserons ici que le scénario bas, déjà peu réaliste.**

Quel sera l'apport d'un investissement gigantesque, voisin d'une soixantaine de milliards d'ici 2023 ? La production de ces intermittentes (assimilées ici aux seuls éolien et solaire, les autres EnR apportant seulement quelques centaines de MW de plus) va passer de 26.1 TWh en 2015 à 72 TWh en 2023 (soit 14,6 % de la production et une augmentation de 46 TWh), avec une consommation totale d'environ 10% inférieure à

¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2016/4/24/DEV1607461A/jo>

l'actuelle (hypothèse LTECV²). Cette augmentation se fera majoritairement aux dépens de la production nucléaire et un peu de celle des fossiles (6,2 % seulement de contribution des fossiles en 2015). Cette dernière devra être maintenue en large partie pour faire face aux conditions hivernales (solaire faible et vent absent généralement lors des grands froids) et assurer le suivi du solaire en été (fluctuations brutales en milieu de matinée et d'après-midi). Le nucléaire passerait ainsi de 417 TWh en 2015 à environ 325 TWh, soit 22% en moins³. Cette évolution explique l'embarras du gouvernement qui n'a pu proposer en même temps la programmation pluriannuelle du nucléaire. Deux solutions possibles : garder la même puissance installée, mais augmenter d'environ 25 % le coût de production du nucléaire alors que le marché est au plus bas, ou arrêter d'ici 2023 environ 14 GW de nucléaire (pour garder le même taux de charge et donc le coût actuel du nucléaire) et compenser sa contribution au suivi du réseau par un appel à des turbines à gaz.

Le gain en termes de gaz à effet de serre sera au mieux très faible (8 à 10 millions de tonnes de CO₂) et même négatif si le parc nucléaire était réduit. A titre de comparaison l'investissement pour prolonger de 20 ans le parc nucléaire sera 6.7 fois inférieur pour une même quantité d'énergie produite.

La programmation pluriannuelle proposée n'est donc pas justifiée :

- Du point de vue environnemental⁴ : la priorité de la lutte contre le changement climatique étant clairement affichée en France et en Europe c'est sur les secteurs des transports et du bâtiment que les efforts devraient être portés.
- Du point de vue économique car elle se traduira par une augmentation démesurée du coût de l'électricité qui sera à ventiler entre les entreprises et les particuliers⁵, avec le risque d'une perte de compétitivité pour les uns et d'une augmentation de la précarité énergétique pour les autres.
- Du point de vue de l'indépendance énergétique car la quasi-totalité des éoliennes terrestres (99%) et des panneaux photovoltaïques (presque 100%) seront importés alors que l'avenir de la filière française de l'éolien offshore est menacé.

A ces remarques il faudrait ajouter la difficulté de gestion des énergies intermittentes, analysée en détail ci-dessous à l'horizon 2023 en s'appuyant sur des données indiscutables, les productions horaires réelles des énergies intermittentes en France en 2013, année représentative d'un climat « normal »⁶.

² LTE : Loi sur la Transition Énergétique pour la Croissance Verte. Dans ses scénarios RTE (Réseau de Transport d'Electricité) prévoit plutôt une stabilisation. Les chiffres donnés de contribution des EnR de cette étude sont donc probablement optimistes

³ Il est difficile de prévoir ce que seront les équilibres exportations/importations. Globalement les parcs charbon et lignite européens devraient diminuer, d'où un marché pour le nucléaire français et pour les centrales à gaz. Les ENR, éolien et solaire seront souvent simultanément en surproduction ou sous production.

⁴ Le secteur électrique en Allemagne, avec 74 GW intermittents en 2014 émettait dix fois plus de CO₂ que la France leurs rejets, 325 millions de tonnes par an, étant au même niveau qu'en 1999

⁵ L'Allemagne, impose au famille un prix d'électricité double de celui de la France

⁶ Source : RTE (Réseau de transport d'électricité) Eco2Mix : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>

2. Vision des capacités de production d'électricité en 2018 et 2023

Ce projet d'arrêté vise à définir les investissements rendus nécessaires d'ici 2023 pour répondre aux objectifs de la loi sur la transition énergétique, objectifs qui n'avaient pas été précisés avant le vote de cette loi par les parlementaires. Ceux-ci n'avaient donc pas pu voter en connaissance de cause, mais sur la base d'orientations générales résultant d'accord électoraux antérieurs. Le tableau ci-dessous présente les objectifs fixés par l'arrêté en les comparant à la réalité des années 2014 et 2015.

ARRETE EnR			Evolution Annuelle	Arrêté Fin 2018	Evolution Annuelle	Arrêté Fin 2023	Arrêté Fin 2023	Evolutions 2023/2018	annuelles 2023/2018
Puissances installées en MW	Fin 2014	Fin 2015	2015	Fin 2018	2018/2015 MW/an	Hyp. basse	Hyp. Haute	Hyp. Basse MW/an	Hyp. Haute MW/an
Eolien onshore	9120	10312	1192	15000	1329	21800	26000	1500	1800
Eolien offshore	0	0	0	500	167	3000	3000	500	500
Total Eolien	9120	10312	1192	14800	1496	24800	26300	2000	2300
Photovoltaïque	5292	6191	899	10200	1336	18200	20200	1600	2000
Energies marines	241	241	0	0	0	100	2000	20	20
Hydraulique	25400	25400	0	25300	-33	25800	26050	100	150
Géothermie électrique	0	17	17	8	-3	53	53	9	9
Déchets et autres	455	455	0	455	0	455	455	0	0
Bois/énergie électrique	297	365	68	540	58	790	1040	50	100
Méthanisation	110	120	10	137	10	237	300	20	25
Total électrique MW	40915	43100	2181	51681		70676	74701	3799	4604

Quelques constats :

- Le rythme annuel de construction d'éoliennes terrestres s'amplifie, passant d'environ 1.000 MW par an depuis 5 ans (et 1.200 en 2015) à 1.300 d'ici 2018 et à 1.500 de 2019 à 2023. C'est donc une volonté forte de couvrir le territoire français d'éoliennes (environ 11.000), comme en Allemagne, sans se préoccuper de notre importante industrie touristique et de l'impact des éoliennes sur les proches habitants et la valeur de leur patrimoine.

- Le rythme de réalisation d'éoliennes offshore est par contre beaucoup plus lent qu'envisagé antérieurement : il est limité à 167 MW en 2018 et 3.000 MW en 2023, très en dessous des engagements antérieurs qui étaient de 6.000 MW en 2020. Il faut y voir d'une part un recul résultant des coûts affichés de cette énergie, environ 220 €/MWh pour les deux premiers appels d'offre, soit de 5 à 7 fois le prix du marché, et des inquiétudes sur la pérennité des deux fabricants retenus, AREVA (lâché par son partenaire espagnol GAMESA) et ALSTOM (suite au rachat de l'essentiel de l'entreprise par GE). Les sites choisis, souvent au large de côtes très touristiques et ayant des activités halieutiques importantes, suscitent de plus des oppositions vives.
- Les énergies marines (hors éolien offshore) sont à un niveau très faible, ce qui est justifié malgré de nombreux effets d'annonce.
- L'arrêté est très ambitieux en ce qui concerne le solaire qui voit son rythme annuel de déploiement passer de moins de 1.000 MW/an à 1.330 d'ici 2018 puis à 1.600 MW par an de 2019 à 2023.
- En supposant, ce qui serait logique dans l'esprit des rédacteurs de cet arrêté, de poursuivre le rythme de développement de cette électricité intermittente jusqu'à 2030 elle atteindrait un niveau de puissance de 68.200 MW. Ce niveau peut être comparé au 63.000 MW actuels du nucléaire et à la puissance installée totale française de 129.300 MW en 2015, mais aussi à l'appel minimum de puissance, l'été, de 30.000 MW seulement.
- Les autres moyens de production renouvelables évoluent très faiblement, comme l'hydraulique qui ne progresse que de 2,5 %, ou restent très minoritaires (le reste passe de 1300 à 1900 MW environ).

Globalement le programme présenté est sensiblement au niveau de celui qui est défendu par l'ADEME, malgré toutes les alertes sur son aspect irréaliste et son coût pour le pays et les familles. Il faut surtout s'inquiéter de la fragilité qui résultera du repli des énergies « pilotables », essentielles à la stabilité du réseau : elles devraient diminuer de 2015 à 2020 de 4 à 8 GW selon RTE⁷ en tenant compte des arrêts de centrales à fuel et à charbon, avec de plus des risques de mise sous cocon d'installations gaz en raison de l'écroulement des prix du marché.

3. Conséquences sur les productions en 2018 et 2023.

Il est assez aisé d'avoir une vision réaliste des productions en examinant les résultats d'une année moyenne en France (2013 plutôt que 2012 avec ses grands froids ou les années suivantes, exceptionnellement douces). Il suffit d'adopter les productions réelles horaires 2013⁸ en les amplifiant selon le rapport des puissances installées pour les énergies intermittentes, ce qui est très réaliste.

3.1. Analyse du scénario bas 2018/2023 en comparaison de la situation en 2015

Les performances de ce scénario sont récapitulées dans le tableau ci-dessous. Nous n'avons pas examiné en détail le scénario haut, très probablement hors de portée (il augmenterait de 15% environ les résultats présentés). Dans l'hypothèse d'une production annuelle de 492 TWh

⁷ RTE : BILAN PRÉVISIONNEL de l'équilibre offre-demande d'électricité en France

⁸ Source : RTE (Réseau de transport d'électricité) Eco2Mix : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>

soit environ 90% de la production annuelle actuelle⁹, conformément à la LTECV (qui présente très probablement une vision optimiste de l'efficacité énergétique), la production de l'ensemble éolien et solaire serait portée de 26.1 TWh en 2015¹⁰ à 72 TWh en 2023, soit 14,7% de la production totale :

	Scénario bas 2023	
	Eolien + solaire	Autres sources d'énergie
Production TWh	72,1	420
% contribution à la production annuelle	14,7	85,3
Efficacité de production %⁽¹¹⁾	19,1	
Puissance maxi MW	25166	89171
Puissance mini MW	370	13947

Son efficacité serait de 19,1% (par efficacité de production de l'ensemble éolien + solaire on entend production annuelle réelle comparée à la production des deux parcs fonctionnant en continu à pleine puissance)¹².

On constate par ailleurs que la puissance maximale appelée de l'ensemble des autres moyens de production reste très élevée, soit 89,2 GW pour 92,2 GW appelés au total. Ainsi même pour des puissances intermittentes très élevées (69% de la puissance du parc nucléaire en 2023), il faudra conserver en back-up des puissances pilotables voisines des puissances actuelles. Dans ce scénario la puissance installée totale passe de 129,3 GW en 2015 à 151 GW en 2023, soit une surcapacité potentiellement importante pour des météo favorables.

La figure 1 ci-dessous montre, avec ces conditions climatiques semblables à celles de 2013, ce que serait la consommation horaire annuelle en France en 2023 et, en regard, les productions cumulées de l'ensemble « éolien + solaire » et celles de l'ensemble des autres contributeurs du mix.

⁹ Il est difficile de prévoir ce que seront les équilibres exportations/importations. Globalement les parcs charbon et lignite européens devraient diminuer, d'où un marché pour le nucléaire français et pour les centrales à gaz, et les ENR, éolien et solaire seront souvent simultanément en surproduction ou sous production.

¹⁰ Source bilan annuel 2005 de RTE : http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_bilan_electrique.pdf

¹¹ Cette notion est correcte car la totalité de la production est distribuée. Elle n'est pas applicable aux énergies pilotables (fossiles, nucléaire et hydraulique de barrages) qui doivent s'effacer dans le cadre de leur responsabilité de suivi de charge.

¹² Globalement les efficacités annuelles moyennes constatées aujourd'hui sont de 23% pour l'éolien terrestre et 14% pour le solaire en France. Dans cette étude l'efficacité retenue pour l'éolien marin est de 40% en référence aux sites belges, ce qui est sans doute optimiste. A titre de comparaison ce chiffre est voisin de 90 % pour des centrales thermiques, fossiles ou nucléaires

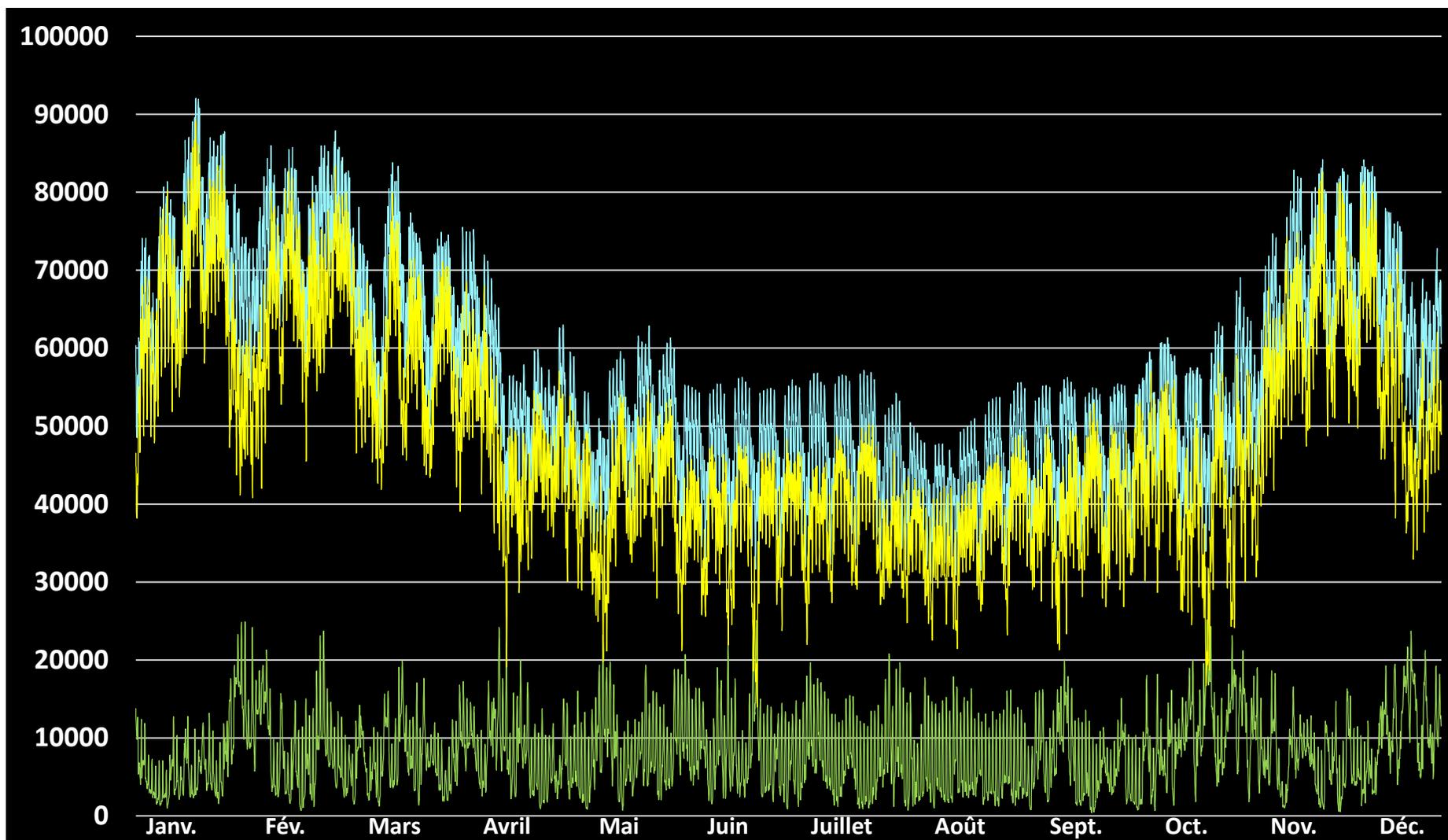


Fig. :1 - Productions horaires 2023 en MWh (scénario bas du projet d'arrêt) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celles de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en bleu la production totale, en vert « éolien + solaire » (43 GW puissance installée) et en jaune l'ensemble des autres moyens de production en 2023.

On constate, comme l'ont montré toutes les études antérieures la faiblesse de la contribution de l'éolien et du solaire en hiver, qui oblige à un recours massif aux autres sources, et la sévérité des fluctuations de puissances imposées à ces dernières, en particulier en été. Ces évidences ressortent en détail dans les deux figures suivantes pour des conditions hivernale (figure 2) et estivale (figure 3).

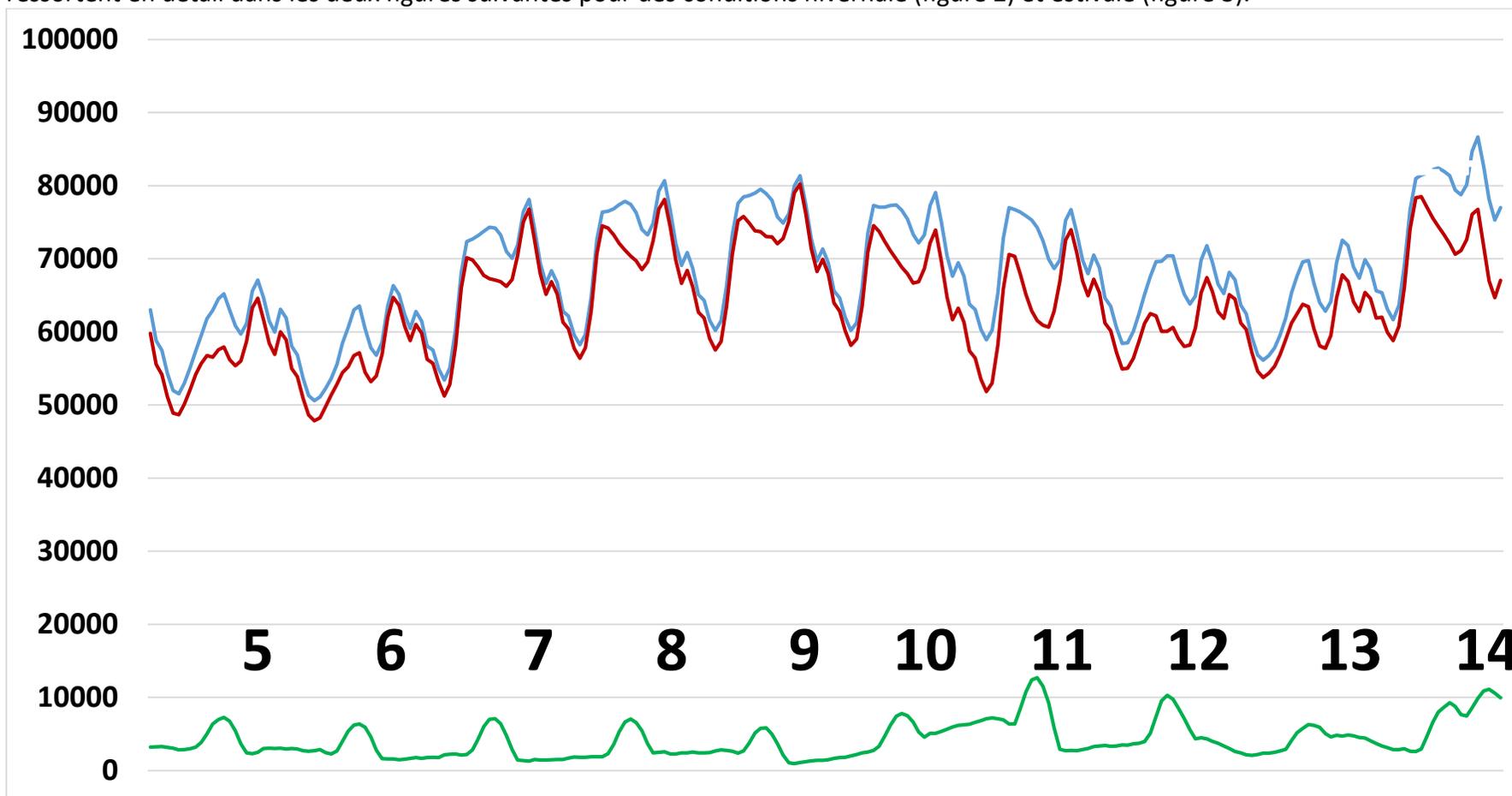


Fig. : 2 – Productions horaires en MWh (scénario bas du projet d'arrêté) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celles de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en bleu production totale, en vert « éolien + solaire » (43 GW installés) et en rouge l'ensemble des autres moyens de production en 2023 dans les mêmes conditions climatiques qu'entre le 5 et le 14 janvier 2013. La production horaire moyenne sur cette période de 10 jours de l'éolien et du solaire ne serait que

de 6 % de la production totale. Leur contribution minimale serait de 1,15% ou 0,95 GW pour une puissance installée de 43 GW et appelée de 81 GW. Il faut noter que c'est une période froide mais loin des conditions de 2012 quand la puissance appelée avait été de 102 GW et non 92 GW.

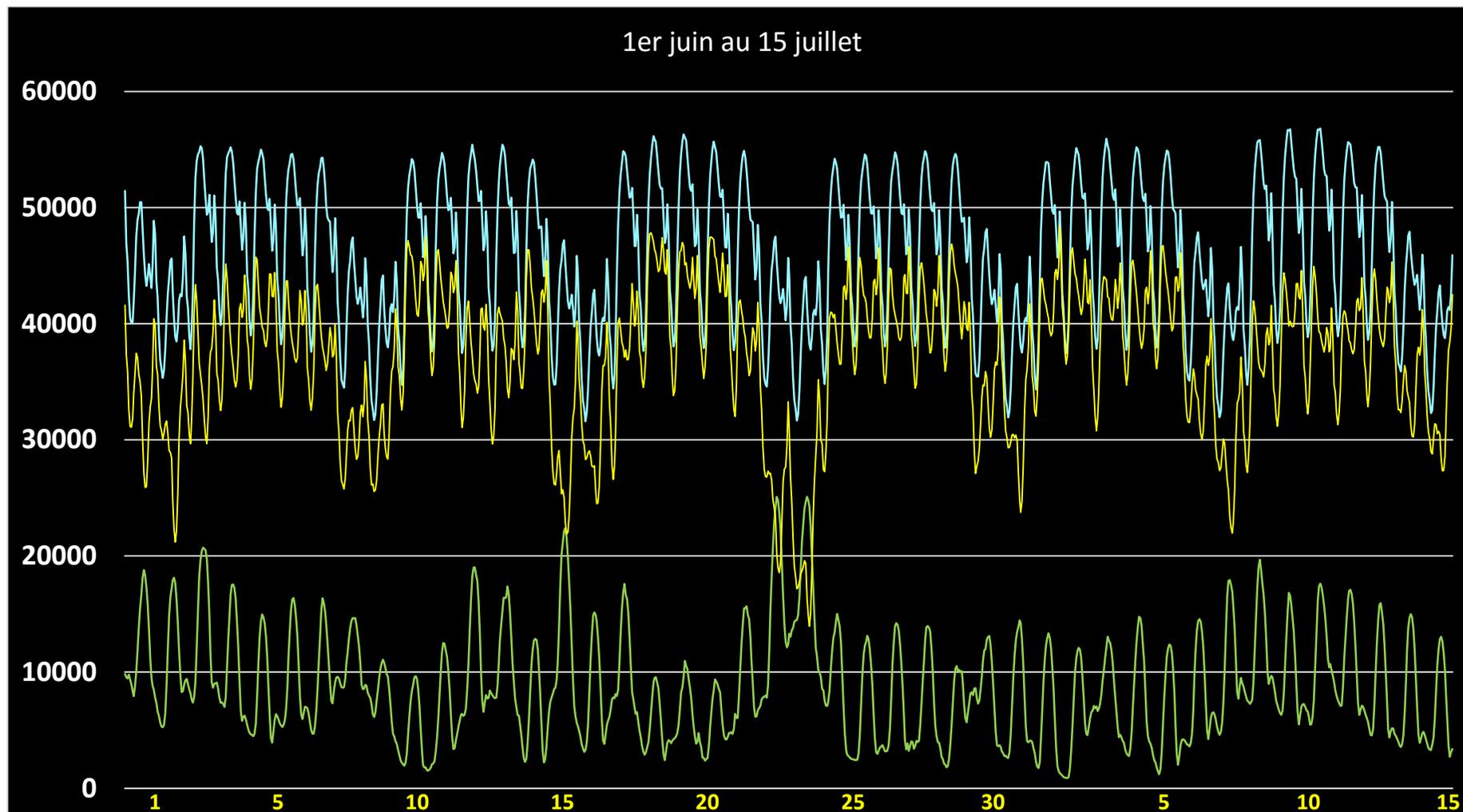


Fig. : 3 – Productions horaires en MWh (scénario bas du projet d'arrêt) dans l'hypothèse de conditions climatiques identiques à celle de 2013. Les productions de l'éolien et du solaire en 2013 sont amplifiées en se projetant en 2023 au prorata des puissances installées : en bleu production

totale, en vert l'éolien + le solaire (43 GW installés) et en jaune l'ensemble des autres moyens de production en 2023 dans les mêmes conditions climatiques qu'entre le 1^{er} juin et le 15 juillet 2013. La production horaire moyenne de l'éolien et du solaire sur cette période de 45 jours serait de 19.2 % de la production totale. Leur contribution minimale serait de 0,7 GW et maximale de 25 GW pour une puissance appelée de 42 GW. C'est une période chaude mais éloignée des conditions des canicules de 2003 et 2006.

Hors les périodes de pénurie, bien révélées par les figures ci-dessus, l'impact du solaire est particulièrement marqué en été sur les fluctuations de puissance imposées aux centrales thermiques et hydrauliques, avec des variations rapides de 10 à 15 GW sur 3 à 4 heures, deux fois par jour.

Il est souvent affirmé que le foisonnement des énergies intermittentes en Europe atténue fortement ces variations ? Malheureusement c'est notoirement faux car :

- d'une part l'ouest européen ne couvre que 1,5 fuseaux horaires, d'où une production solaire pratiquement synchrone dans tous les pays,
- et d'autre part il est sous une influence globale des dépressions atlantiques et d'anticyclones qui rendent souvent semblables les productions éoliennes des pays voisins du notre (voir articles ci-dessous référencés¹³).

3.2. Quel scénario pour 2030

En supposant qu'entre 2024 et 2030 les rythmes annuels d'installation de parcs éoliens et solaires resteraient identiques à ceux du scénario bas 2018/2023, on arriverait en 2030 à environ 70 GW de puissance installée « éolien + solaire » et à environ 175 GW de puissance installée totale, soit pratiquement le double de la puissance requise. Dans ce cas les contributions de l'ensemble éolien et solaire lors de périodes froides resteraient faible (10 % environ de la production). Mais leur variations l'été seraient considérables, de 25 à 35 GW sur quelques heures, avec en particulier lors d'épisodes venteux et ensoleillés (par exemple similaires au 23 juin 2013), la possibilité d'avoir à arrêter toutes les autres installations et à exporter simultanément 5 à 10 GW¹⁴ (sous réserve bien sûr que les mêmes surproductions ne soient pas constatées ailleurs, ce qui sera souvent le cas lors d'anticyclones).

4. A quel prix ? Quelques chiffres

Les investissements mis en jeu sont considérables :

¹³ http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf:

Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest et :

http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/131120_Flocard_FoisonnementEolienTexte.pdf: « Nature et limites du foisonnement éolien :

¹⁴ Bien sûr dans l'hypothèse où l'obligation d'enlèvement de leur production serait maintenue.

- En ce qui concerne l'éolien terrestre le prix d'achat n'a pas changé depuis 2007 et le Grenelle de l'environnement. Il s'établit aujourd'hui à environ 92 €/MWh en tenant compte des formules de révision des prix. On peut en déduire un ordre de grandeur de l'investissement (chiffres industriels confidentiels) inchangé, environ 1,4 milliards par GW installé, soit 16.1 milliards pour 11.5 GW ajoutés
- En ce qui concerne l'éolien offshore l'investissement constaté lors des appels d'offres est de 4,5 milliards par GW, soit 13,5 milliards pour 3 GW ajoutés.
- Il est plus difficile d'estimer l'investissement qui sera nécessaire pour le solaire étant donné la variété des conditions d'utilisation. En moyenne le prix de vente du solaire bâti en 2016 serait 125 €/MWh¹⁵. Le coût d'investissement moyen peut donc être estimé à 2 milliards par GW en moyenne, soit 24 milliards d'ici 2023.
- Il faut de plus intégrer une part significative des investissements prévu par RTE et ERDF, soit environ 1 milliard par an ou 8 milliards d'ici 2023, voire des investissements supplémentaires en turbines à gaz

L'investissement total pour produire 43 TWh par an de plus en 2023 qu'en 2015, soit 72 TWh par an, sera d'environ 61milliards.

A titre de comparaison avec un investissement inférieur, 55 milliards, le parc nucléaire actuel serait prolongé de 20 ans et pourrait produire 417 TWh par an, soit un investissement par TWh 5.8 fois inférieur. Or ce sont des énergies comparables en ce sens qu'elles réclament de forts investissements mais bénéficient de coûts d'exploitation modérés.

Il est difficile d'estimer ce que sera l'impact de l'ensemble des programmes de déploiement du solaire et de l'éolien dans les pays mitoyens¹⁶ ainsi que celui des réseaux transfrontaliers. Pourrait en résulter une amplification des exportations de notre électricité nucléaire, ce qui permettrait de conserver un parc plus important, mais aussi une surproduction globale considérable par moments avec effondrement des prix du marché.

5. Impact sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)

Les émissions de gaz à effet de serre du mix électrique français sont très faibles, variant depuis plusieurs années de 23,1 millions de tonnes des CO₂ en 2015, année relativement douce, à 19 millions en 2014, année très douce, et à 30 millions de tonnes en 2013 année normale. Cet écart résulte essentiellement des

¹⁵ Le calcul résulte de la répartition du solaire par tranche de puissance et type d'installation en prenant 240€/MWh pour les installations intégrées en toiture, 125 pour les puissances intermédiaires (ombrières, hangars, ...) et 85 pour les grandes installations, les deux dernières valeurs résultant de l'appel d'offre 2015 sur 800 MW (Enerpresse) Il faut noter que la CRE a évalué la contribution du solaire à la CSPE en 2015 à 337 €/MWh soit beaucoup plus. Ceci reflète les tarifs d'achat antérieurs très abusivement élevés depuis 2006 : la CRE dans son rapport « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France » s'inquiète à juste titre de taux de rentabilité sur fonds propre abusifs des deux technologies éolienne et solaire.

¹⁶ L'ENSTOE indique que l'ensemble Allemagne + Espagne + Italie + France+ UK + Belgique pourrait avoir en 2021 environ 250 GW d'électricité intermittente pour un appel de puissance en été et en hiver respectivement de 350 et 200 GW.

conditions climatiques, mais aussi en partie de la croissance de la contribution des énergies intermittentes. En comparant 2013 et 2015 on peut estimer la contribution de l'éolien et du solaire à la réduction des GES à environ 5 millions de tonnes par an, soit environ 1,5 % des émissions totales seulement.

Il est cependant évident qu'une croissance forte de ces énergies, et du solaire en particulier, va mobiliser des moyens de suivi de charge très souples, l'hydraulique de barrage bien sûr (prévue quasiment stable), mais également des turbines à gaz, l'été en particulier compte tenu de l'amplitude des variations du solaire.

L'hiver les épisodes froids sont rarement venteux et la contribution du solaire est 5 fois moins élevée qu'en été, d'où un appel à des moyens fossiles en back-up. On aura donc le choix entre deux mauvaises solutions :

- L'utilisation d'un back-up nucléaire au niveau actuel qui, s'il répond bien à la question du CO₂, va encore accroître le coût du kWh produit car il sera sous-exploité.
- Ou le développement d'un parc important des turbines à gaz de 10 à 15 GW avec ses rejets de CO₂.

On prévoit qu'à partir d'un niveau voisin de celui de 2020 le gain CO₂ sera quasi nul, et deviendra négatif ensuite. On peut en déduire que le remplacement du nucléaire par des énergies intermittentes ne se justifie pas en France pour des raisons climatiques et économiques.

La question de la diversification du mix électrique peut être posée, mais le choix d'une transition brutale et d'un niveau de production nucléaire imposé sans considérations économiques se traduira dans le futur proche par une dégradation importante des performances du parc électrique français à la fois sur le coût du kWh¹⁷ et sur celui de la production de CO₂, qui étaient jusqu'à présent deux atouts majeurs pour la France. In fine, beaucoup d'options sont imaginables, mais seulement sous réserve que la technique, l'économie et les comportements les permettent. Quelle que soit l'option retenue le sujet majeur est celui de la vitesse de transition, que ce soit en conservant, développant, renouvelant un socle nucléaire solide ou en s'orientant vers une contribution de plus en plus importante des énergies renouvelables électrogènes. Aller trop vite détruit de la valeur.

6. Conclusion

Il n'est pas question ici de négliger l'intérêt des énergies renouvelables électrogènes, qui sont promises à un grand avenir dans le monde à condition de les associer à des moyens performants d'ajustement de la production non émetteurs de GES. Par contre le rythme de leur déploiement doit tenir compte de la réalité géographique et des situations actuelles de chaque pays : introduites dans des pays comme les USA, la Chine et l'Inde par exemple, elles se substituent principalement au charbon et au gaz et contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce n'est pas vrai pour l'Allemagne où elles se sont substituées à du nucléaire depuis 15 ans avec pour conséquence une production d'électricité à partir de combustibles fossiles quasiment inchangées depuis 2010, de 320 à 350 TWh/an ou plus de la moitié de la production¹⁸.

¹⁷ Depuis 2011 le prix du kWh pour une famille bénéficiant du double tarif heures creuses, heures pleines a augmenté en moyenne de 10% par an

¹⁸ Les émissions de CO₂ par kWh électrique en France sont d'environ 50 à 60 g, soit 8 à 9 fois inférieures qu'en Allemagne (environ 450 g/kWh)

Mais dans des pays qui, comme la France, bénéficient d'une électricité décarbonée et compétitive, le solaire et l'éolien, pourtant des technologies matures, sont encore aujourd'hui des énergies coûteuses, d'autant plus qu'on doit intégrer dans leur coût le back-up et l'extension des réseaux. Leur introduction à court et moyen terme devrait accompagner essentiellement le développement des usages de l'électricité et l'arrêt d'installations carbonées en fin de vie.

Une programmation des investissements n'a de sens que si toutes les sources d'électricité sont étudiées en même temps et mises en perspective les unes avec les autres : or cet arrêté n'est accompagné d'aucune étude d'impact ni d'une analyse des coûts induits. Notre pays doit revenir aux lois du marché pour les EnR matures et leur imposer la prise en compte des recommandations européennes (ENTSOE¹⁹) sur les caractéristiques techniques des moyens de production électriques, en particulier sur les services système à fournir pour tous les moyens de production, suivi de charge et garanties de fourniture, services adossés à des énergies non carbonées ou des stockages.

La France dispose d'un parc nucléaire capable de durer de 50 à 60 ans, d'une électricité encore abordable pour les familles et l'activité économique, qu'il faut préserver, alors que ses éoliennes et panneaux solaires sont en quasi-totalité importés. Plutôt que de mettre en difficulté les ménages par des augmentations du prix de l'électricité (comme en Allemagne et au Danemark), il serait plus judicieux de les encourager à investir dans des transports propres et dans l'efficacité énergétique, dans les bâtiments en particulier. L'objectif de l'arrêté devrait être de conjuguer les mérites des outils de production bas carbone les plus performants, le nucléaire existant étant en tête de liste. Or le rythme de développement des EnR imposé par l'Arrêté nous paraît induire des pertes de valeur qui apparaissent peu supportable par l'économie française, dans la conjoncture actuelle. La transition doit être source de création de valeur. Ici l'inverse est fortement à craindre.

¹⁹ ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity