

### **La transition énergétique et la production d'électricité : la face cachée de la loi « LTE »**

Jean-Pierre Pervès<sup>1</sup> (avec les contributions de Hubert Flocard et François Poizat)

#### **Sommaire**

Un élément très médiatisé de la loi sur la transition énergétique (LTE) est l'engagement du Président de la république de réduire d'un tiers, à 50%, la contribution de l'énergie nucléaire à la production d'électricité en 2025 en développant les énergies renouvelables électrogènes : cette orientation figure clairement dans le projet de loi, associée à un objectif de 40% d'EnR en 2030 et à une limitation à 63 GW, niveau actuel, de la puissance nucléaire installée. Or les déclarations de Ségolène Royal, Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, dans l'Usine nouvelle N° 3406 du 13 janvier 2015<sup>2</sup> soulignent l'importance de notre programme nucléaire dans la lutte contre les gaz à effet de serre (GES), nucléaire grâce auquel la France a déjà réalisé une part importante de la transition énergétique : nos émissions de gaz carbonique du secteur électrique sont seulement de 33,9 millions de tonnes en 2013 pour une production de 551 TWh, soit 61,5 g/kWh<sup>3</sup>. A titre de comparaison en Allemagne, qui a déployé un vaste parc d'énergies renouvelables électrogènes, supérieur en puissance à notre parc nucléaire, le secteur électrique a émis 477 g/kWh.

---

<sup>1</sup> Je remercie Pierre Audigier, Bernard Durand, François Livet, Hervé Nifnecker, Henri Prévot et Jean-Pierre Schwartz pour leurs lectures attentives, leurs remarques et leurs suggestions pour clarifier et compléter cet article.

<sup>2</sup> Usine nouvelle : <http://www.usinenouvelle.com/article/segolene-royal-il-faut-batir-de-nouvelles-centrales-nucleaires.N307067> . Mme Royal se prononce en faveur de la construction de nouveaux réacteurs, du programme d'investissement pour allonger au-delà de 40 ans l'exploitation des centrales existantes et confirme l'importance du nucléaire pour lutter contre les émissions de GES

<sup>3</sup> Source : Bilan électrique de la France en 2013, RTE (Réseau de transport d'électricité) :

L'étude ci-après révèle ce que seront les performances du mix électrique français et sa production physique réelle vers 2030 si on s'obstinait à respecter les objectifs proposés par la LTE<sup>4</sup>. Elle s'appuie sur le scénario « nouveau mix » présenté par « Réseau de transport d'électricité » (RTE) dans son « *Schéma décennal de développement du réseau électrique 2014* » (SDDR), qui répond presque exactement aux objectifs de la loi avec 63,7 GW intermittents (multiplié par 5,4 par rapport à 2013). Ce scénario présente l'avantage d'un plus grand détail des puissances mises en jeu (par rapport à celui présenté dans l'Etude d'impact de la LTE), et des productions de chacune des sources d'énergie.

L'analyse des productions actuelles des énergies intermittentes, basée sur les données détaillées fournies par l'ensemble des réseaux français et européens, montre que, dans le contexte français, les gigantesques programmes de développement de l'éolien, du solaire photovoltaïque et de l'hydrolien qui résulteraient de la LTE (environ 10 milliards € d'investissements par an) auront un impact au mieux quasiment nul, au pire négatif sur les émissions de GES. Mais ils conduiront inéluctablement à une croissance forte du coût de production et de distribution de l'électricité. Ce surcoût sera payé par le consommateur via une taxe, la CSPE<sup>5</sup>, qui pourrait s'élever à près de 13 milliards € par an en 2025 et plus de 16 milliards € en 2030 si la LTE était mise en application sans modifications des conditions d'utilisation et des prix d'achat des productions intermittentes. De plus, ce programme ne fera qu'amplifier le déficit commercial du pays (importations d'équipements et de gaz pour faire face aux fluctuations de production).

L'objectif de réduction des GES (de 40% par rapport à 1990) devra être reporté sur le chauffage et les transports, au prix d'investissements qui s'ajouteront à ceux, inefficaces, consentis pour les EnR électrogènes. Par ailleurs les conséquences économiques et sociales de cette loi, amendée puis votée par les députés, ont été largement masquées dans la présentation qui en a été faite: gaspillage résultant de la réduction obligée de la production nucléaire, gabegie accompagnant le développement non maîtrisé des énergies renouvelables électrogènes, ambition proclamée d'un accroissement de l'efficacité énergétique au-delà du réaliste. Une fois de plus, au nom de la protection du climat, la LTE accumule des promesses excessives, ruineuses et inefficaces alors que la France est déjà une des nations les plus performantes d'Europe en termes d'émission de GES.

La LTE repose ainsi sur une confusion des objectifs destinée à préserver, au moins en apparence, les engagements du gouvernement, tout en s'efforçant de donner une image exemplaire de la France en prévision de la conférence sur le climat de décembre 2015. Alors que l'objectif de cette conférence est une réduction drastique des émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau mondial, le gouvernement français continue à mettre en avant le développement des énergies renouvelables (EnR) électrogènes, aux dépens d'autres priorités comme la réduction de l'usage des combustibles fossiles dans les transports et les bâtiments et l'utilisation d'une production nucléaire pourtant décarbonée et très compétitive. Attribuer une réduction des émissions de CO2 au déploiement des EnR électrogène est mensonger en France et conduira à un échec. Bien que cette étude n'ait pas pour ambition un calcul prévisionnel du prix de l'électricité en 2030, les incertitudes étant trop élevées, elle donne cependant des informations chiffrées importantes sur les grands postes de dépenses qui résulteront de la loi et qui fragiliseront notre économie et pèseront sur les revenus des familles.

---

<sup>4</sup> Sans préjuger du fait que ces objectifs sont peut-être tout simplement irréalistes au plan technique.

<sup>5</sup> CSPE : Contribution au service public de l'électricité qui finance désormais principalement le solaire et l'éolien

## **1. Les bases de l'étude du mix électrique 2030 résultant de la loi sur la transition énergétique (LTE)**

Le marché de l'électricité est durablement perturbé par un développement des énergies renouvelables intermittentes, en Allemagne en particulier, dont les conséquences avaient été sous-estimées, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau. De nombreux articles et rapports ont bien identifiés les inconvénients de énergies renouvelables<sup>6</sup>, les causes de cette fragilisation du réseau européen par les allemands<sup>7</sup> et, à terme, du réseau français si nous suivions la même voie. Cette étude traite seulement de *la production d'électricité* telle qu'elle est prévue dans la LTE : émissions de CO2, stabilité du réseau, sécurité d'approvisionnement, coûts.

La loi ne donne que des objectifs généraux pour 2030<sup>8</sup> et, si les propositions du gouvernement s'appuient sur un scénario indicatif, celui-ci n'a été qu'esquissé dans l'étude d'impact qui accompagne le projet de loi<sup>9</sup>. De ce fait, sans détails sur les moyens mis en œuvre, l'évaluation de la faisabilité technique de la LTE et l'estimation de son coût pour la collectivité sont tout simplement impossibles. L'impact macro-économique présenté dans cette étude d'impact (un seul tableau) manque totalement de justifications et va jusqu'à présenter un prix de l'électricité pour les familles en 2030 inférieur au prix 2014, ce qui est invraisemblable! La faiblesse de l'étude d'impact est flagrante, dans son ensemble comme pour le seul domaine de l'électricité, et pourtant députés et sénateurs ont ou vont voter la LTE sur cette base.

Pour mieux comprendre ce que seront les conséquences de la LTE nous avons cherché un scénario officiel détaillé cadrant avec elle et avons remarqué que le « *Schéma décennal de développement du réseau électrique 2014*<sup>10</sup> » de RTE (SDDR) présente, parmi 4 scénarios très contrastés, **un scénario « Nouveau mix »**<sup>11</sup>. **Celui-ci est particulièrement intéressant car, contenant un ambitieux programme de développement des énergies intermittentes électrogènes, il cadre presque exactement avec les objectifs de la loi**<sup>12</sup>. Il propose de plus une répartition des moyens de production dans le mix électrique en 2030 beaucoup plus précise que celle présentée dans l'étude d'impact de la LTE. Ceci permet d'en tirer des conséquences en termes de performances techniques et environnementales, d'investissements et de coûts. Le tableau 1 ci-dessous compare les puissances installées et les productions en 2013 et celles qui résulteraient du scénario « Nouveau Mix » en 2030.

---

<sup>6</sup> « Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables » : H. Flocard, J-P. Pervès, J.P. Hulot – Techniques de l'ingénieur octobre 2014

<sup>7</sup> « La transition énergétique allemande : le spectre de l'échec » : La lettre géopolitique de l'électricité N° 46, 25 novembre 2014

« La transition énergétique allemande est-elle soutenable? » : La note d'analyse N° 281 du Centre d'analyse stratégique, septembre 2012

<sup>8</sup> 40 % d'ENR dans la production d'électricité en 2030 (pour 16,6 en 2012) avec un nucléaire limité à 50%, baisse de 30% de l'énergie finale par rapport à 2012, émissions de CO2 réduites de 40% par rapport à 1990, soit de 34% par rapport à 2012

<sup>9</sup> [file:///C:/Users/pc/Downloads/ei\\_transition\\_energetique\\_croissance\\_verte\\_cm\\_30.07.2014.pdf](file:///C:/Users/pc/Downloads/ei_transition_energetique_croissance_verte_cm_30.07.2014.pdf) : page 9

<sup>10</sup> [http://www.rte-france.com/sites/default/files/sddr\\_2014.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/sddr_2014.pdf) - Pages 42 à 45

<sup>11</sup> **Scénario A** : croissance faible - **Scénario B** : Consommation forte - **Scénario C** : Diversification - **Scénario D** : Nouveau mix

<sup>12</sup> Le scénario de l'ADEME « Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030/3050 » de juin 2013, plus radical en ce qui concerne les ENR, allait encore au-delà des propositions de la loi dans le domaine de l'électricité

Données RTE SDDR et Objectifs LTE secteur électrique	2013 (RTE)		2030	
	GW	TWh	GW (RTE)	GWh
Production nette de la France (RTE)		550900		516400
Dont exportations		47200		26300
Consommation annuelle hors pompage		495000		481000
Eolien on shore (efficacité 23%)	7,83*	15900	27,6	55300
Eolien offshore (efficacité 35%)	0	0	9	27100
Solaire (efficacité 13,4%)	3,927*	4600	24,1	28300
Hydroliennes (efficacité 50%)	0	0	3	13000
Hydraulique (moyenne sur 7 ans)	25,4	65000	27,2	70159
dont fil de l'eau	8		8	
autres sources renouvelables	1,5	6300	1,8	8000
Total ENR	39,34	91800	93	202000
Ratio GWh EnR/GWh total		16,7%		39,1%
dont pompage				9000
nucléaire (50% production en 2030)	63,1	403700	37,6	258200
Ratio GWh nucléaire/GWh total		73,3%		50,0%
EnR + nucléaire		495500		460200
Fossiles (déduit du bilan en 2030)	25,6**	44700	27,9***	56200
Ratio GWh fossiles/GWh total		8,1%		10,9%
Puissance installée totale	128		158	

Tableau 1 : Comparaison des puissances installées (en GW) et des productions d'électricité (en TWh) en 2013 et en 2030 (selon le scénario « Nouveau mix » de RTE et en accord avec les objectifs de la LTE

\*Puissance moyenne de l'année (éolien de 7513 à 8143 et solaire de 3556 à 4298MW) ;

\*\*GW 2013 : 6,34 charbon + 10,45 gaz + 8,7 fuel ;

\*\*\* GW 2030 RTE : 1,7 charbon + 9,4 cycles combiné gaz + 5,4 thermique décentralisé + 11,4 en moyens de pointe.

Le tableau s'appuie sur :

- les données 2013 du mix électrique (source : bilan RTE 2013<sup>13</sup>),
- un calcul des productions en 2030:
  - o en fonction des données du scénario « *Nouveau mix* » du SDDR (pages 42 à 45) qui fournit les puissances des moyens de production en 2030, (qui ne figurent pas dans le projet de loi), ainsi que des données globales sur les productions et les consommations,
  - o en respectant la principale contrainte de la loi : part du nucléaire dans la production d'électricité 50%,
  - o en attribuant aux énergies intermittentes en 2030 des productivités identiques à celles de 2013 ou estimées quand elles ne sont pas encore déployées en France (cas de l'éolien offshore<sup>14</sup> et des hydroliennes : voir dans le tableau 1).

## **2. Observations sur le tableau des mix comparés 2013 et 2030**

Les principales évolutions résultant du scénario seraient les suivantes, avec une multiplication par 5,4 en 15 ans de la puissance installée intermittente (éolien + solaire + hydrolien), qui passerait de 11,8 GW fin 2013 à 63,7 en 2030:

- la puissance éolienne on shore serait multipliée par 3,4 en 15 ans, soit en moyenne 1,3 GW par an (un doublement du rythme annuel par rapport à 2013),
- la puissance solaire serait multipliée par 5,6 en 15 ans, soit en moyenne 1,32 GW par an (une augmentation annuelle de 77% par rapport à 2013),
- l'ambition sur l'éolien offshore, 9 GW, représenterait 1300 éoliennes géantes de 7 à 8 MW (les appels d'offre 1 et 2 concernent aujourd'hui seulement 3 GW sur 6 sites<sup>15</sup>),
- le développement de l'énergie hydrolienne bien qu'apparemment modeste avec ses 3 GW à l'horizon 2030, est pourtant extrêmement ambitieux<sup>16</sup> avec environ 1500 machines de 2 MW, quand on le compare au gisement potentiel évalué entre 3 et 5 GW et à la rareté de chenaux bénéficiant de forts courants,

---

<sup>13</sup> [http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan\\_electrique\\_2013\\_3.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2013_3.pdf)

<sup>14</sup> On dispose déjà pour 2013 des données éoliennes offshore danoises et belges qui, par extrapolation, fournissent des indications sur ce que pourrait être l'efficacité des futurs parcs français en Manche et Atlantique. Pour l'hydrolien, on a adopté une valeur optimiste d'efficacité voisine du double de celle du barrage de la Rance.

<sup>15</sup> Saint-Brieuc, Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Nazaire, Le Tréport, Iles d'Yeu et de Noirmoutier : environ 500 MW pour chaque parc

<sup>16</sup> Aujourd'hui une seule offre acceptée avec 7 machines et 14 MW de puissance installée

- l'hydraulique se développerait lentement, + 7%, ce qui montre la modestie des objectifs de construction de STEP<sup>17</sup>, alors même que l'objectif d'une puissance intermittente très élevée exigerait au contraire des moyens de stockage massifs<sup>18</sup>,
- la LTE, prudente compte tenu des conséquences sociales et financières d'un programme de casse du nucléaire, propose de maintenir la puissance nucléaire à 63 GW<sup>19</sup>. On peut donc supposer que le choix du gouvernement est de maintenir le parc actuel<sup>20</sup> avec un coefficient de production réduit de 75% à 47% vers 2025. Une telle réduction, arbitraire, aurait comme conséquence un renchérissement du coût du kWh nucléaire (et de ce fait l'illusion d'une meilleure compétitivité des EnR !) et un suivi de charge plus contraignant pour stabiliser le réseau électrique. Pour le scénario « *Nouveau mix* » cette baisse du coefficient de production est inéluctable puisque il n'y aurait pas compensation par des exportations plus élevées<sup>21</sup>.

Le calcul brut des productions du mix SDDR conduit presque exactement aux objectifs de la loi en imposant 50% de nucléaire, avec 39,5 % d'EnR pour un objectif de 40%. La production totale de 516,4 TWh (projetée par RTE), est en baisse de 6,3 % par rapport à 2013.

### **3. Fonctionnement physique réel du parc de production en 2030**

Il est intéressant de visualiser ce que seront les productions en 2030 selon ces hypothèses. Ceci peut être fait de façon simple et réaliste si on retient pour 2030 une situation climatique identique à celle de 2013, qui est bien documentée<sup>22</sup>, et si on extrapole les consommations et productions horaires selon les indications du scénario « *Nouveau mix* ».

#### **3.1. Consommation et production**

La figure 1 compare ce que devraient être en 2030, au pas horaire, la consommation française (en bleu) et la production cumulée (en rouge) des deux principales énergies intermittentes, le solaire et l'éolien, toujours très fluctuantes et aléatoires (au total 60,7 GW, presque autant que la puissance nucléaire en France en 2014, soit 63 GW). On ne peut que constater la faiblesse de la contribution des ENR en hiver, et la prépondérance le jour en été du solaire. Nous avons retenu pour cette simulation les mêmes taux de charge pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque qu'en 2013 (les progrès technologiques étant compensés par l'occupation de sites moins favorables) et pour l'éolien offshore les mêmes taux que pour l'éolien offshore de la mer du nord au niveau de la Belgique, compte tenu de sa proximité géographique avec les parcs offshore français. On note en première analyse un phénomène qui trouve son explication dans la météorologie de notre pays. En hiver, lorsque la température baisse, la consommation augmente. Ce phénomène que RTE décrit comme la « thermo

<sup>17</sup> Stations de transfert d'énergie par pompage : l'électricité en excès sert à faire remonter l'eau vers les barrages de montagne par pompage. Elle est turbinée ensuite lors d'appels de puissance. C'est aujourd'hui le seul moyen efficace pour « stocker » de grandes quantités d'une électricité produite en excès

<sup>18</sup> La LTE annonce + 50 % d'hydraulique dans son étude d'impact, ce qui est totalement irréaliste quand on constate des délais de 10 à 12 ans pour tout nouvel aménagement et le manque de projets.

<sup>19</sup> Alors que le scénario RTE « *Nouveau mix* » propose l'arrêt de 30 réacteurs sur 59, soit 2 par an d'ici 2030, avec un objectif de maintien du taux de charge des réacteurs

<sup>20</sup> Le gouvernement parle « d'échanger » le démarrage de Flamanville III contre l'arrêt de Fessenheim ou d'autres réacteurs.

<sup>21</sup> Curieusement RTE mise plutôt sur une baisse d'un facteur deux des exportations françaises d'électricité : est-ce lié à un suréquipement européen en EnR ?

<sup>22</sup> Données Eco2mix de RTE : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

sensibilité de la consommation » se manifeste par exemple par les comportements convexes bien visibles de la courbe bleue en Novembre Décembre mais ainsi qu'en Janvier et Février. La courbe rouge construite à partir des données RTE nous montre une autre thermo sensibilité dont RTE ne parle pourtant pas : celle de l'éolien<sup>23</sup>. Lorsque les températures deviennent basses la production éolienne s'affaiblit (voir flèches noire sur la figure : effet d'anticyclone sibérien). Ceci conduit à un comportement inverse de celui de la consommation. Quand la courbe bleue est convexe, la courbe rouge est concave. Contrairement à ce qu'on peut lire parfois, la production éolienne hivernale n'est donc pas adaptée à l'évolution du besoin d'électricité, ce qui se vérifie tous les ans.

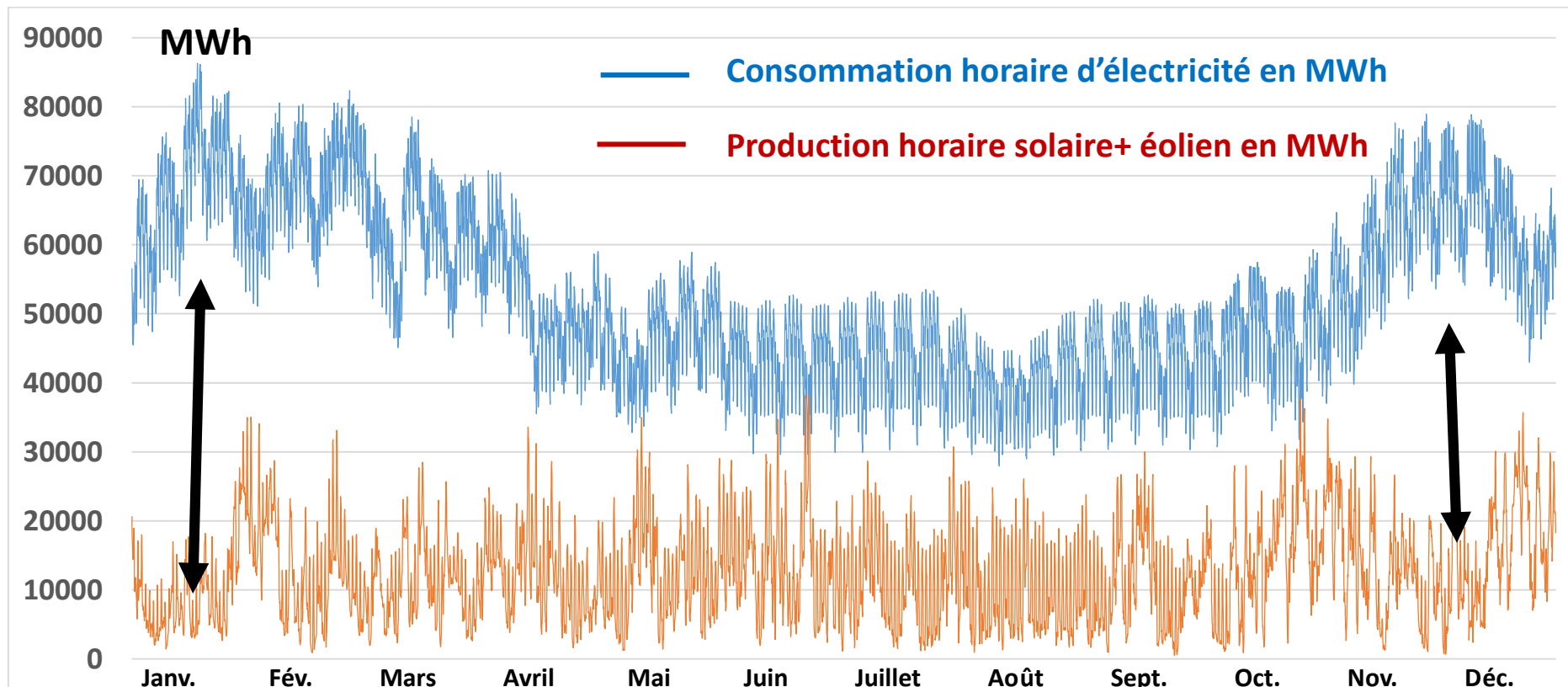


Fig. 1 : Energie au pas horaire en MWh consommée en 2030 (en bleu) et produite par l'éolien et le solaire (en rouge) pour des conditions climatiques semblables à celles de 2013

<sup>23</sup> En hiver, on peut quasiment négliger la production solaire dont l'efficacité passe sous les 5%.

### 3.2. L'intermittence en France de l'ensemble éolien et solaire en 2030 (voir également Réf.6)

Sur l'année la puissance intermittente éolienne + solaire varie considérablement (figure 2) de 470 à 36900 MW, soit de 0,8 à 61 % de la puissance installée, de façon complètement aléatoire (hors effet nuit/jour et été/hiver pour le solaire). **Elle ne peut donc être garantie.** L'efficacité moyenne annuelle (énergie délivrée réelle / énergie délivrée pour un fonctionnement supposé continu à pleine puissance) est de seulement 20,5 %<sup>24</sup>. Alors que le nucléaire contribuerait à la hauteur de 50%, soit 258 TWh, la production annuelle éolienne et solaire serait de 109,3 TWh, soit 21% de la consommation seulement, le reste de la production renouvelable résultant de l'hydraulique (13,6%), de l'hydrolien (2.5% pourtant bien incertains) et des autres sources (non détaillées, mais probablement de thermique à flamme en croissance de 27%). Rappelons que le nucléaire a produit 404 TWh en 2013 pour 63 GW.

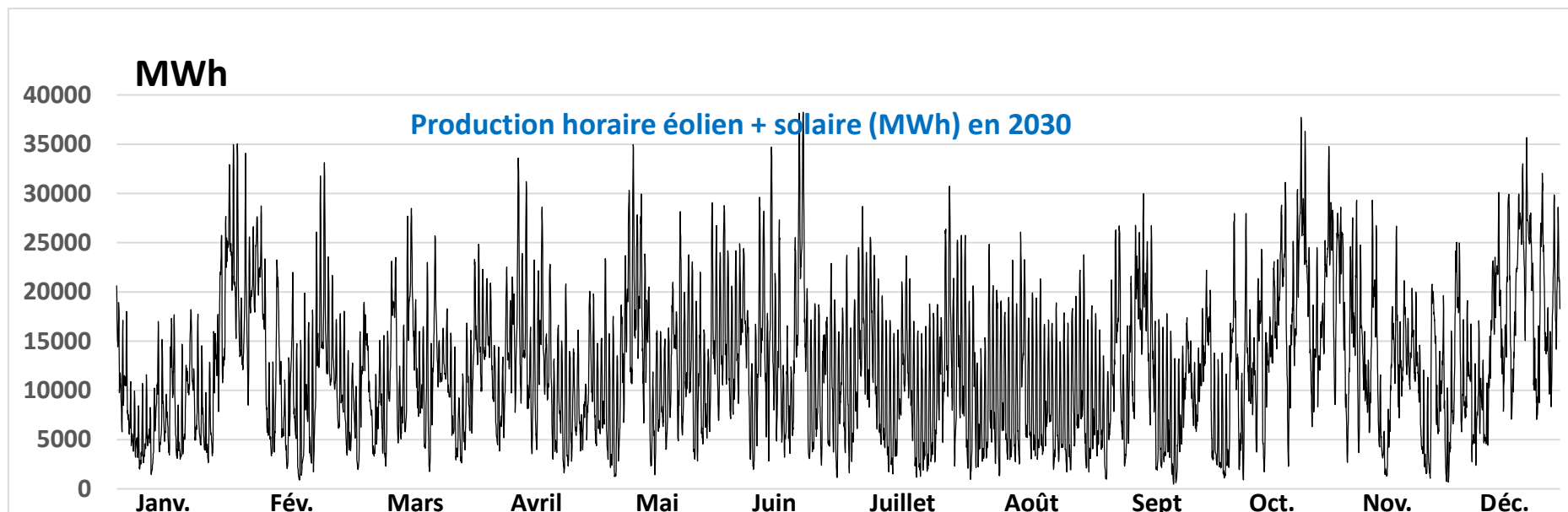


Figure 2 : Energie au pas horaire en MWh produite par l'éolien + le solaire en 2030, dans des conditions climatiques identiques à celles de 2013

### 3.3. Variation de puissance et conduite du réseau

L'impact sur la conduite du réseau de la puissance intermittente (éolien + solaire) peut être mieux visualisé quand on observe sur l'année les variations de puissance qu'elles imposeront, sans corrélations avec la puissance consommée. L'exploitant du réseau doit prévoir l'ampleur de ces variations de puissance qui apparaissent en particulier matin et après-midi avec la montée et la descente de la puissance solaire ou de façon aléatoire avec l'éolien. Il est possible de

<sup>24</sup> Globalement 35% pour l'éolien offshore, 23% pour l'éolien on shore et 13,5% pour le solaire photovoltaïque



constater, sur la base des données détaillées actuelles, la variation horaire en MW des puissances éolienne et solaire, et de les extrapoler et additionner pour 60.700 GW installé en 2030 (fig. 3), comme prévu par le scénario :

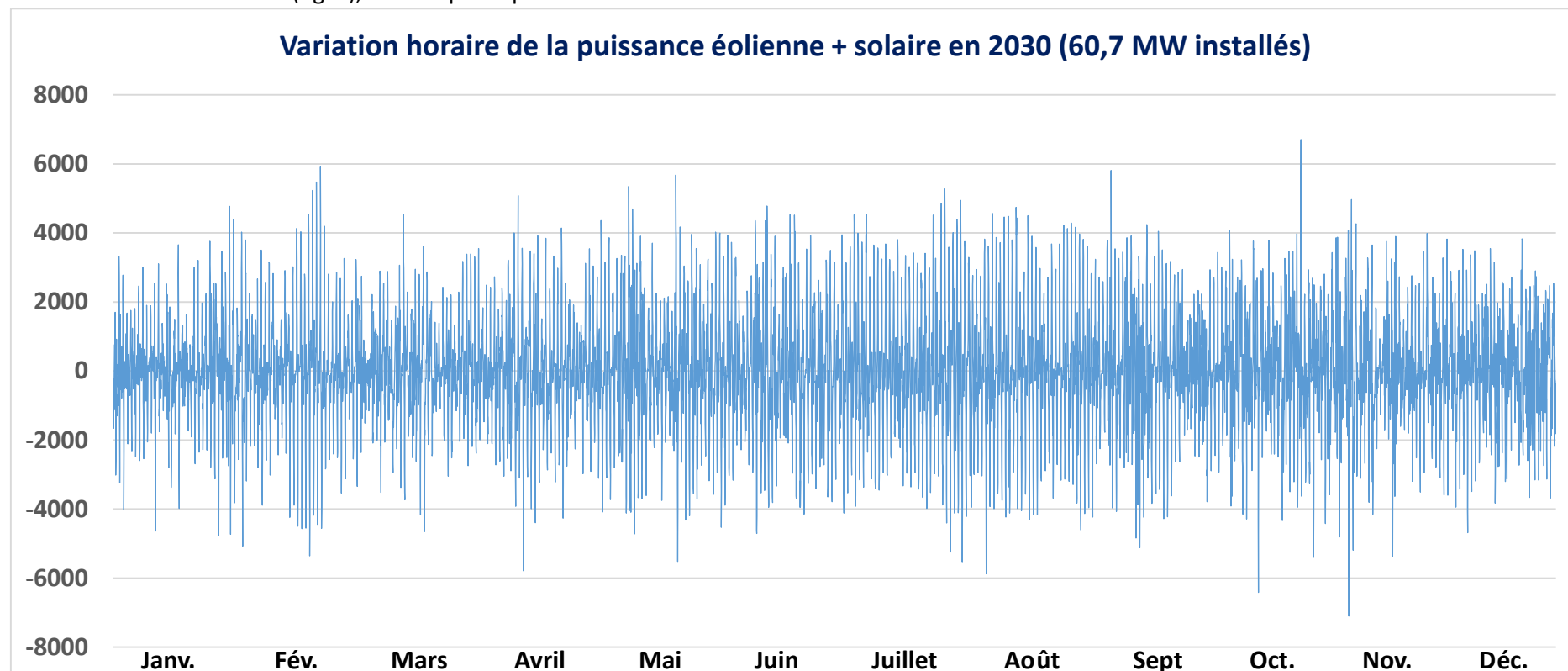


Fig. 3 : Variation horaire de la puissance éolienne + solaire en 2030, en MW, dans des conditions climatiques identiques à celle de 2013

La prédiction à 24 h de ces variations est globalement bonne quand il ne se passe rien mais ne l'est plus (vrai partout en Europe) lors d'épisodes climatiques perturbés, en particulier pour l'éolien (gradients de puissance importants). Les prédictions pour l'éolien offshore seront plus difficiles encore. On note des fluctuations quotidiennes très marquées par le solaire en été (peu venté) et des fluctuations plus lentes liées à l'éolien surtout en hiver. La variation horaire maximale de puissance est de 7.000 MW et elle est généralement comprise chaque jour entre 2000 et 4000 MW. **Le plus important est de noter que les variations quotidiennes de la puissance, corrélées essentiellement au solaire, interviennent le jour quand la consommation est assez stable, ce qui implique une compensation par les centrales dispatchables (nucléaire, thermiques fossiles et EnR, hydrauliques) qui sont soumises à de fortes contraintes.**

Compte tenu de la prépondérance du rythme solaire on obtient une meilleure évaluation de cette sollicitation des centrales pilotables sur une durée d'au moins trois heures<sup>25</sup>. C'est un élément important car il donne à l'exploitant du réseau une information sur la puissance de compensation à maintenir en stand-by en tenant compte des incertitudes de prévision qui peuvent être très importantes par temps perturbé (voir Réf.6).

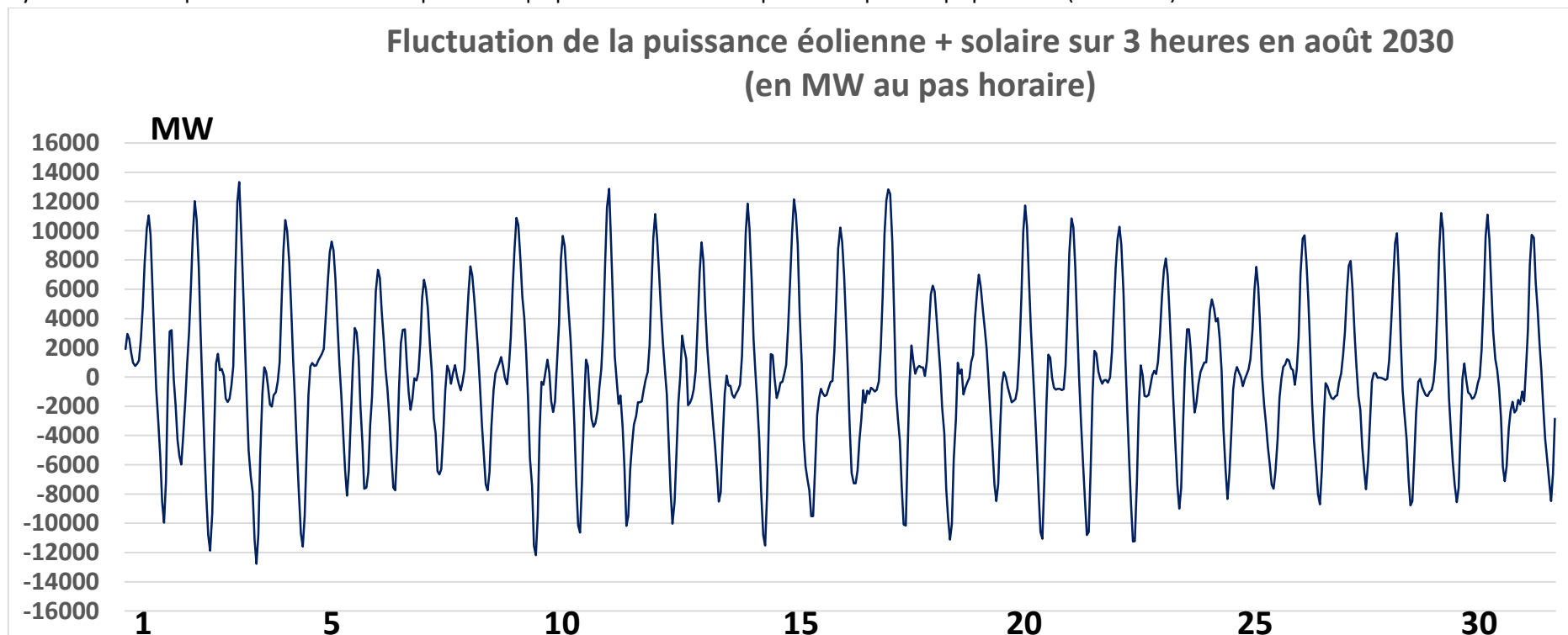


Figure 4 : Variations de puissance en MW de la production éolienne + solaire, en 3 heures en août 2030 pour 60,7 GW de puissance installée (conditions climatiques de 2013)

Les variations biquotidiennes en été (fig. 4) au milieu de la matinée puis de l'après-midi sont brutales, avec une amplitude totale qui est régulièrement d'environ 25 GW alors que la consommation est seulement de 30 à 50 GW. Or les fluctuations solaires des pays voisins (Espagne, Italie, Allemagne en particulier) seront pratiquement simultanées alors que les capacités de stockage des STEP de la Suisse, de l'Autriche et de la Norvège seront rapidement

<sup>25</sup> A une heure H on détermine la somme des variations horaires en GW de l'heure en cours et des heures précédente et suivante. C'est donc une variation sur 3 heures glissante d'heure en heure : cette durée est particulièrement adaptée au suivi solaire qui varie brutalement sur 3 ou 4 heures matin et après-midi.

saturées. De plus l'apport solaire, s'il coïncide avec des consommations élevées, n'en couvre qu'une partie : il y a peu de solaire à 8/9h au démarrage de l'activité économique et pas ou quasiment pas le soir lorsque la consommation est encore forte, voire à son maximum, l'hiver en particulier.

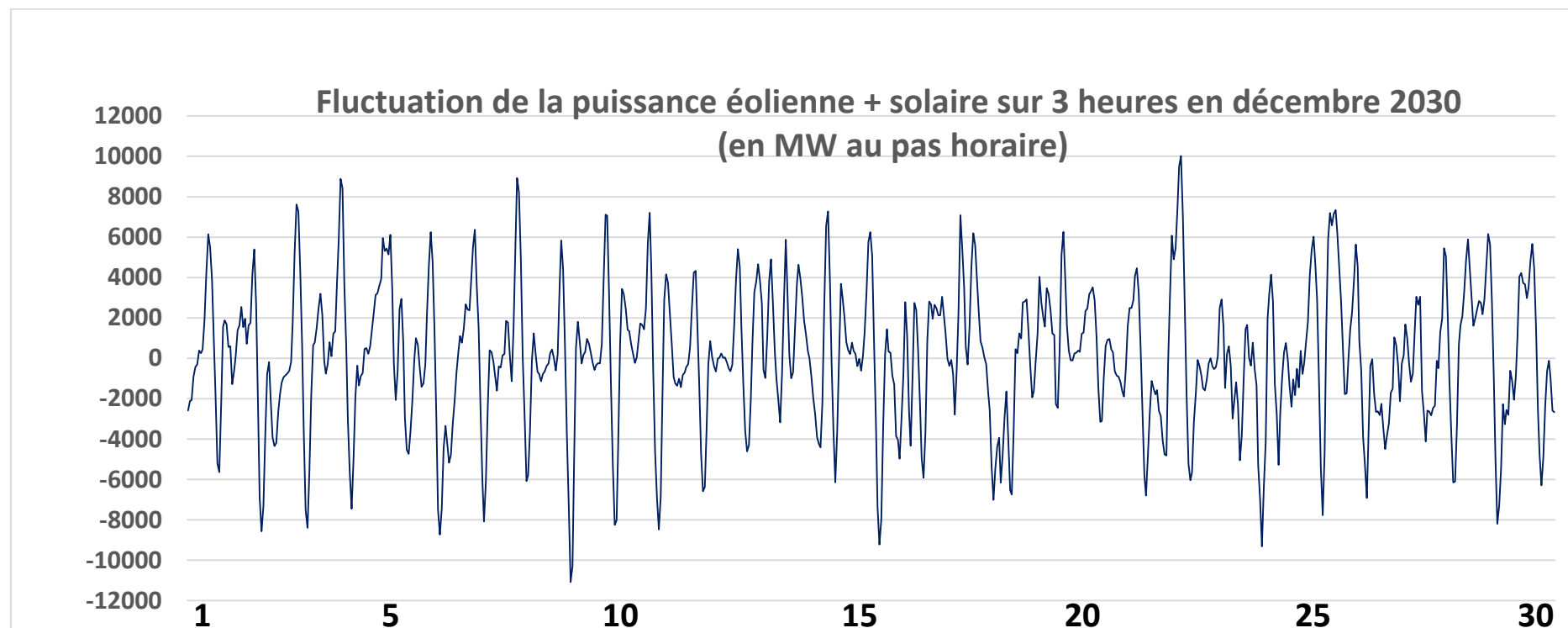


Figure 5 : Comparaison des variations de puissance en MW de la production éolienne + solaire, en 3 heures en décembre 2030 pour 60.7 GW de puissance installée (conditions climatiques de 2013).

En hiver (fig. 5) le soleil contribue encore aux fluctuations de production mais à plus faible niveau (quotidiennement le solaire produit en moyenne 5 fois moins en hiver qu'en été, même si la valeur de la puissance crête peut être relativement élevée), et seulement en milieu de journée sur 5 à 6 heures. L'éolien devient un contributeur important. La variation quotidienne est moins forte en général mais peut-être considérable en cas de perturbations atlantiques, pouvant atteindre 30 GW exceptionnellement.

La figure 6 ci-dessous présente ainsi les variations de production qui seront imposées aux énergies capables d'être démarrées à la demande et de contribuer ainsi au suivi de charge (hors échanges transfrontaliers).

**MW**

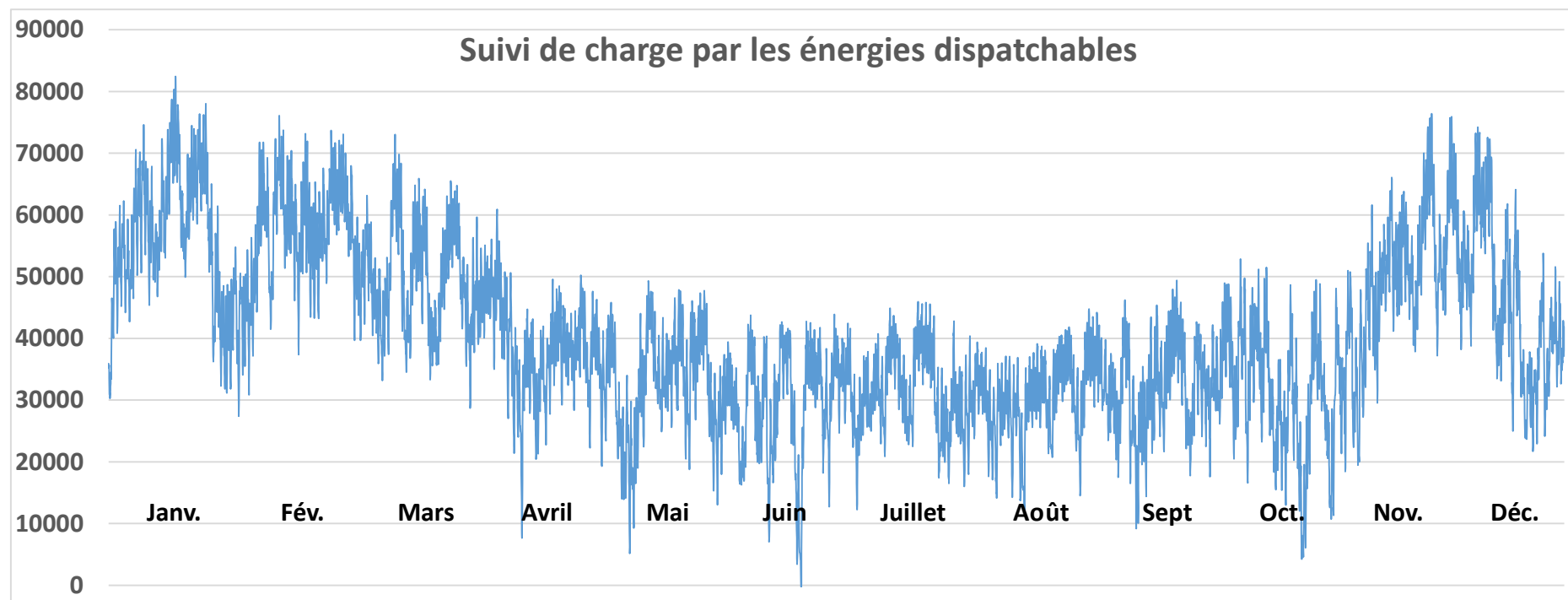


Figure 6 : Contribution au pas horaire des puissances dispatchables en 2030 (en bas), en MW, pour 60700 MW de puissance éolienne et solaire installée et un climat identique à celui de 2013

Celles-ci seront très sollicitées en amplitude (2 à 3 fois plus qu'aujourd'hui), ainsi qu'en fréquence (3 à 5 fois plus), d'autant plus qu'à l'horizon 2030 les puissances intermittentes pourraient être considérables en Europe de l'ouest, plusieurs centaines de milliers de MW, capables alternativement de produire très peu (nuit sans vent sur l'Europe) ou de saturer les réseaux. La puissance dispatchable devra être capable de répondre parfois seule à la quasi-totalité des besoins, en tenant de plus compte des indisponibilités programmées et fortuites, ou de s'effacer complètement. Il faudra, comme en Allemagne, des puissances installées très supérieures aux puissances appelées et donc un surinvestissement.

*Il apparait clairement qu'avec le développement rapide des puissances intermittentes prévu par la LTE il va être nécessaire de les contraindre à une participation au suivi de la consommation. Il est donc urgent de prévoir une sortie du régime actuel d'obligation d'enlèvement de leur production : malheureusement une telle évolution, qui sera longue à mettre en place compte tenu des intérêts impactés, n'est pas envisagée dans le projet de loi.*

### 3.4. Le lissage des productions intermittentes en Europe, ou foisonnement : leurre ou réalité ?

Le foisonnement des énergies renouvelables, fréquemment cité comme permettant de corriger cette intermittence des énergies renouvelables, est très limité (voir réf. 6) comme le montre la figure 2 ci-dessus pour la France et la figure 7 ci-dessous pour 7 pays de l'ouest européen. Pour 201 GW éoliens installés dans ces 7 pays en 2030<sup>26</sup> les fluctuations de puissances, en valeur relative, seront tout aussi considérables qu'en France et aussi aléatoires. Cette figure présente uniquement l'éolien car les données horaires du solaire sont seulement partiellement accessibles.

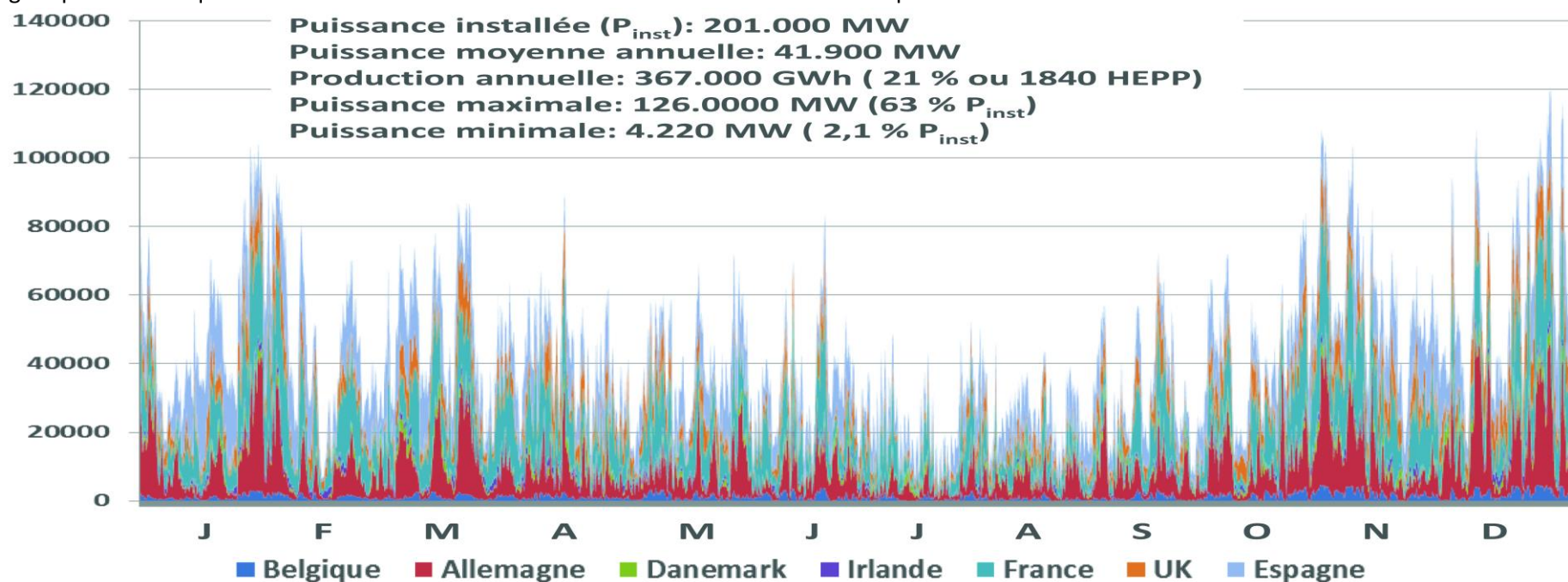


Figure 7 : Comparaison de l'évolution des puissances éoliennes cumulées de 7 pays en 2030, extrapolées à partir des données réelles 2013 de la France et de l'ensemble de 7 pays européens, heure par heure, sur une année (source Réf. 6 : Techniques de l'ingénieur, octobre 2014)

<sup>26</sup> L'hypothèse de 201 GW repose sur des prévisions long terme forcément incertaines, mais en réduisant à 50% la part des productions allemande et espagnole, elles favorisent ainsi le foisonnement. La figure ci-dessus est issue d'une extrapolation des productions horaires réelles de ces pays en 2013

Une analyse plus détaillée de deux mois d’hiver et d’été (fig. 8) montre que la France, avec sa position centrale, ne bénéficiera que peu du foisonnement éolien européen, en particulier lors de grandes perturbations atlantiques ou de périodes calmes d’anticyclone. Les profils de productions de la France (en bleu) et de l’ensemble de l’Europe de l’Ouest (en rouge) sont remarquablement similaires sur deux mois d’hiver et d’été.

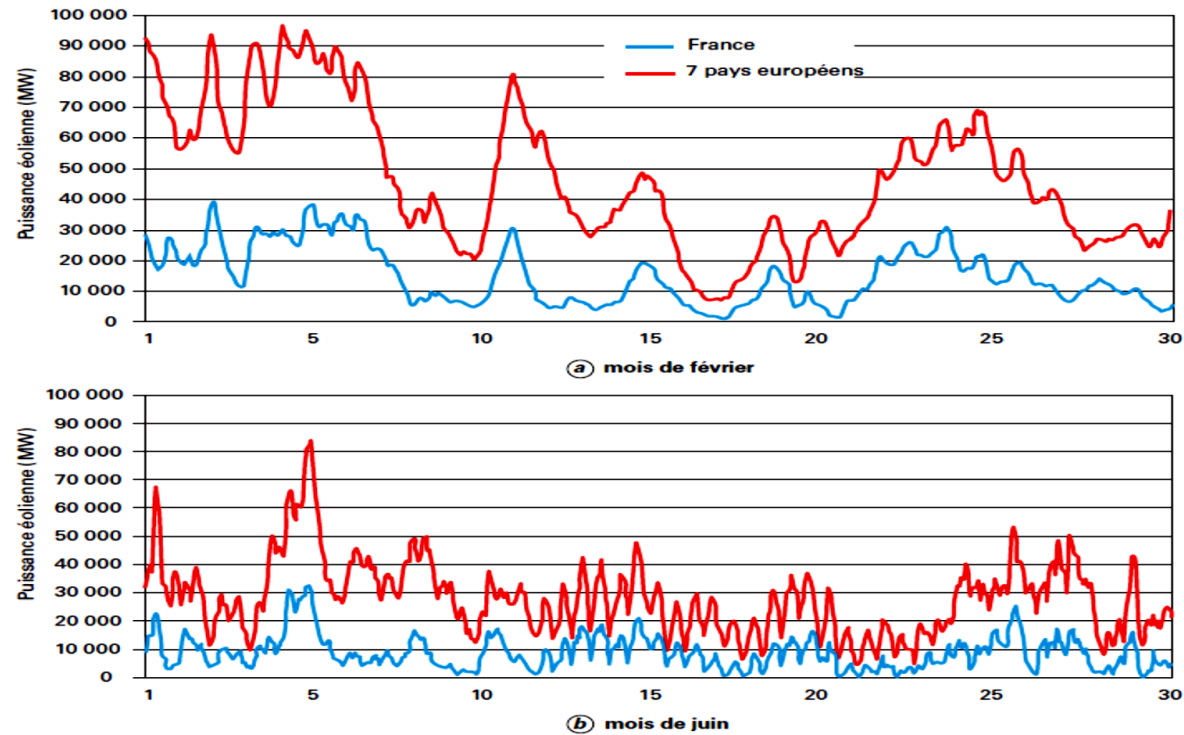


Figure 8 : Comparaison des puissances éoliennes vers 2030, extrapolées à partir des données horaires réelles 2013 de la France et de l’ensemble des 7 pays européens, au pas horaire pour des mois de février et juin (source Réf. 6 : Techniques de l’ingénieur octobre 2014)

Tenir compte du foisonnement solaire ne devrait pas changer significativement cette conclusion, car ces 7 pays se répartissent sur seulement 1,5 fuseau horaire et auront à gérer des productions solaires simultanées.

**L’intérêt d’un programme massif européen d’extension des réseaux haute tension, largement cité comme susceptible de corriger l’intermittence, sera en bonne partie illusoire !**

#### **4. Quelles conséquences de la loi sur le secteur électrique**

##### **4.1. Un résultat CO<sub>2</sub> insignifiant, voire négatif, et une sous-estimation des conséquences d'un bridage de la production nucléaire**

L'impact d'un tel scénario n'est pas encourageant: il conduit à une production annuelle fossile qui est voisine de 56TWh (tableau 1). En supposant un recours au seul gaz, les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> seraient de 20 millions de tonnes par an, soit inférieures de 14 millions de tonnes par an à celles de 2013<sup>27</sup>.

- Mais le scénario « Nouveau mix » ne prends pas assez en compte la sévérité des cycles imposés aux centrales fossiles. La réduction de la contribution d'un nucléaire non émetteur de GES et la difficulté qu'auront les centrales thermiques à suivre les fluctuations rapides des productions éolienne et, plus encore, solaire réduiront encore les performances CO<sub>2</sub>. C'est particulièrement net quand on observe la situation actuelle de l'Allemagne qui, lors de fortes productions intermittentes, faute de pouvoir ou de vouloir astreindre ses centrales à charbon ou lignite à un suivi rapide de la charge, se débarrasse d'une part significative de sa production d'EnR en excès chez ses voisins, perturbant ainsi le marché européen de l'électricité.
- RTE indique une baisse radicale de la puissance nucléaire (28 tranches arrêtées sur 57) alors que personne n'y croit, pas même les députés qui vont voter le projet de loi, ni la ministre ! Plus encore, si cette hypothèse se réalisait, la répartition même de la production d'électricité sur le territoire serait bouleversée et des investissements supplémentaires dans nos réseaux de distribution de l'électricité devraient être programmés par RTE<sup>28</sup>, qui pourtant n'en fait rien.

##### **4.2. Des conséquences économiques lourdes**

Le calcul de l'impact de la LTE sur le coût de l'électricité serait très complexe en raison de ses conséquences en cascade sur chaque moyen de production, le transport de cette électricité et la production industrielle, mais aussi des dégâts résultant d'un développement de la précarité énergétique. Ces conséquences n'ont pas été présentées dans la LTE, et les députés et sénateurs qui ont voté, voteront et revoteront n'en seront pas informés. On peut cependant s'en faire une idée en évaluant successivement les effets de la baisse du nucléaire, les investissements requis pour satisfaire la demande, et l'évolution du coût du soutien aux ENR si les règles actuelles étaient maintenues. Ces trois items ne sont bien sûr pas cumulatifs car interagissant les uns sur les autres, mais donnent une idée de l'ampleur des conséquences économiques qui résulteraient de l'application de la loi dans le secteur électrique.

##### **4.2.1. Une augmentation du coût du MWh nucléaire<sup>29</sup> et du MWh fossile**

Le taux de charge des réacteurs nucléaires serait réduit autoritairement, sans justifications économique et environnementale, de 75 à 47%. Or la part variable du coût de la production nucléaire (combustibles et déchets) est faible, environ 16%. Une augmentation d'au moins 40 à 50 % du coût du MWh nucléaire serait inéluctable<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> On peut regretter que RTE n'ait pas accompagné son scénario électrique d'une estimation de la quantité d'émissions CO<sub>2</sub>.

<sup>28</sup> RTE vient de prendre une participation dans EPEX, bourse des marchés spot de l'électricité européens

<sup>29</sup> <http://www.hprevot.fr/cout-du-nucleaire.html>

<sup>30</sup> Une réduction de la puissance installée permettrait d'améliorer le taux de charge, mais il faudrait engager un programme de mise à l'arrêt et de démantèlement très anticipé.



En ce qui concerne les centrales fossiles et en particulier celles qui contribuent au suivi des pointes, les turbines à gaz, elles verront leur taux de charge s'effondrer de 5000 h par an à moins de 2000 h. Non rentables déjà aujourd'hui suite à la pression des productions intermittentes allemandes, beaucoup d'entre elles ont déjà été arrêtées ou mise sous cocon par les industriels européens (environ 51 GW), obligeant les gouvernements à mettre en place un mécanisme de capacité en Allemagne (subvention aux centrales de pointe) , ou des subventions à l'effacement des consommations en France. Leurs coûts devront être intégrés à celui de la production d'électricité.

#### **4.2.2. Des investissements supplémentaires pour la production et les réseaux**

Nous faisons l'hypothèse d'un étalement sur les 15 prochaines années des investissements requis par le scénario « *Nouveau mix* », en intégrant une baisse possible de leurs coûts, liée à la plus ou moins grande maturité des technologies. Les coûts d'investissements sont aujourd'hui mal connus en raison de l'opacité du milieu des opérateurs de parcs éoliens et solaires, comme l'a souligné la *Commission de régulation de l'électricité* dans son rapport : « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine »<sup>31</sup>, rapport qui propose quelques fourchettes de coûts. Les chiffres trouvés par ailleurs sont soit étonnement optimistes (ADEME), soit supérieurs (données publiques par parcs). L'élément essentiel est que la puissance installée passe de 128 à 158 GW, auxquels il faudrait ajouter une marge raisonnable pour tenir compte des indisponibilités programmées ou fortuites (au moins 15 GW), alors que la production diminue. Nous avons retenu les chiffres suivants, la marge d'erreur étant probablement de 10 à 25 %.

- Eoliennes terrestres : 39 milliards pour 27,6 GW (soit 1,4 €/W, comme la CRE),
- éoliennes marines : 27 milliards pour 9 GW, (soit 3 €/W les appels d'offre étant plus proches de 3,5),
- photovoltaïque : 36 milliards pour 24,1 GW, (soit 1,5 €/W la CRE indiquant de 1,7 à 3,5 selon la taille de l'installation : nous supposons des progrès plus rapides que dans l'éolien),
- hydroliennes : 9 milliards pour 3 GW (il n'y a pas d'évaluations réalistes disponibles : assimilation probablement sous-estimée à l'éolien offshore),
- extension réseau RTE : 1,5 milliards par an. Faute de données publiques fournies par RTE il semble logique d'en affecter au moins la moitié aux intermittentes puisque le réseau actuel était adapté à une production conventionnelle,
- réseau ERDF : 3,5 milliards par an (100 à 110 milliards d'ici 2030), dont la moitié serait de même affectée aux énergies,
- turbines à gaz afin de suivre les variations brutales de charge, à coût élevé (taux charge limité à 15/20%) : 10 GW soit 10 milliards<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> D'après la CRE : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine> , les coûts d'investissement cités, en millions € par GW installé, sont de 1400 pour l'éolien terrestre, 1700 à 3500 pour le solaire suivant la taille. Les appels d'offre offshore en cours conduisent à 3500 M€/GW, chiffre probablement applicable à minima aux dispositifs marémoteurs. En comparaison l'Allemagne a installé 3,3 GW éolien (on et offshore non distingués) en 2013 pour 7,1 milliards soit 2,1 G€/GW, et 3,3 GW solaire pour 4,2 G€ soit 1,3 G€/GW

<sup>32</sup> Le centrale de Landivisiau en Bretagne : 400 MW et 400 millions €



Ceci nous conduit à un total d'environ 155 milliards d'investissements en 15 ans à partir de 2015 (en plus de la trentaine de milliards déjà investis), avec des importations massives d'équipements, en particulier pour l'éolien on shore (70% de la valeur de l'investissement) et le photovoltaïque (50%)<sup>33</sup>.

Pour une réduction de 14 millions de tonnes par an des émissions de CO2 par rapport à celles de 2013 (voir§4.2.1), optimiste, le seul investissement par tonne de CO2 économisée serait sur 30 ans, hors charges financières, de 370 €. Une réduction des coûts unitaires d'investissement, même de 25%, aurait un impact limité sur ce chiffre très élevé et est peu probable, les technologies éolienne et solaire étant déjà matures et l'impact d'importations depuis des pays à bas coût de main-d'œuvre pour le solaire déjà acquis.

Il faudra aussi prendre en compte les dépenses de fonctionnement d'un parc dont la puissance passerait de 128 à au moins 158 GW d'après le scénario RTE, mais plus probablement 170 GW pour assurer une production sûre. Elles représentent le quart du coût de production pour l'éolien terrestre et la moitié pour l'offshore alors que les frais d'exploitation du parc nucléaire par kWh produit seront augmenté de 50% si on maintient la puissance installée comme le prévoit la loi LTE. L'impact sur le prix payé par les ménages ne peut être qu'élevé<sup>34</sup>. On peut se référer à la situation allemande, le prix de l'électricité pour les ménages y était en 2013 double du prix français (proche de 30 cts€/kWh).

#### 4.2.3. Une croissance forte des coûts de soutien aux EnR

Elle serait inéluctable sauf abandon rapide de l'obligation d'achat aux tarifs actuels. Les soutiens dont elles bénéficient aujourd'hui passent par une taxe, la CSPE, payée essentiellement par les familles (elle figure au verso des factures d'électricité et est de plus soumise à la TVA). L'évolution de cette taxe est suivie par la Commission de régulation de l'électricité : elle a été estimée à plus de 6 milliards € par an pour 2014 et 2015, sans compter un reliquat antérieur non couvert qui va être porté de 2,2 milliards en 2014 à 3,6 milliards en 2015. Cette CSPE va résulter de plus en plus des EnR intermittentes, le solaire en particulier. Si on applique au scénario le calcul prévisionnel de la CSPE établi par François Poizat<sup>35</sup>, en conformité avec la méthode de la CRE, les coûts annuels de la CSPE, jusqu'en 2030 devraient s'établir comme suit en milliards €/an (tableau 2):

Constat CRE					Prévision CRE		Projection														
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
2,66	2,65	3,57	4,83	5,27	6,19	6,34	9,12	10,29	9,29	10,24	9,49	10,20	10,79	11,45	12,11	12,78	13,45	14,13	14,81	15,50	16,23

<sup>33</sup> Il serait possible de produire la même quantité d'électricité avec des centrales nucléaires nouvelles de 3<sup>ème</sup> génération pour un investissement inférieur de 60%.

<sup>34</sup> Pour mémoire le coût de production du nucléaire historique après le grand carénage sera d'environ 60 €/MWh alors qu'il est aujourd'hui de 90,6 pour l'éolien terrestre, de 235 € pour l'éolien marin et compris entre 160 et 290 € pour le solaire

<sup>35</sup> Une « *calcullette* » pour chiffrer la CSPE : François POIZAT janvier 2015 : <http://www.sauvonsleclimat.org/>

Tableau 2 : Evolution de la CSPE dans l'hypothèse du scénario « Nouveau mix » de RTE, conforme à la Loi sur la transition énergétique (source François Poizat : calculette CSPE)

Les taxes prélevées depuis 2009, soit 25 milliards fin 2014, s'élèveront à 90 milliards fin 2020 puis à 220 milliards fin 2030, se poursuivant bien au-delà. La taxe annuelle en 2030, soit plus de 16 milliards € /an, peut être comparée à celle, très similaire, constatée en Allemagne en 2013, soit 20,4 milliards € pour l'année, avec une puissance installée éolien + solaire supérieure de 10%, soit 68 GW. Pour une assiette d'affectation de 370 TWh (seule quantité d'électricité assujettie à cette taxe) la taxe CSPE s'élèvera en 2030 à 4,4 cts€/kWh (en euros 2015) pour les familles, alors que le coût moyen de marché actuel est inférieur à 5 cts€ /kWh.

Il est difficile d'envisager qu'un tel niveau, sans aucun bénéfice en termes de GES, soit supportable par l'économie et les citoyens français. Mais force est de constater que la loi, bien qu'ouvrant la possibilité de corriger le tir par ordonnance<sup>36</sup>, ne prévoit aucune action concrète d'urgence pour éviter cette envolée<sup>37</sup>, ce qui permet de confirmer qu'elle a pour seule vertu une opération médiatique s'appuyant sur une désinformation systématique sur l'impact des énergies intermittentes électrogènes sur la réduction des gaz à effet de serre.

Plus encore l'étude de François Poizat montre que même dans l'hypothèse d'un gel dès 2016 de l'ensemble des aides aux EnR électrogènes, ce gel ne pouvant être rétroactif, la charge de la CSPE restera très lourde compte tenu des durées associées aux aides déjà acquises, soit 15 ans pour l'éolien terrestre et 20 ans pour l'éolien en mer et le solaire ainsi que pour les futures hydroliennes (tableau 3).

Constat CRE					Prévision CRE		Projection															
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
2,66	2,65	3,57	4,83	5,27	6,19	6,34	8,58	9,28	6,96	6,72	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34

Tableau 3 : Evolution de la CSPE dans l'hypothèse d'un arrêt total, dès 2016, d'un soutien aux EnR électrogène (source François Poizat : calculette CSPE)

<sup>36</sup> Dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, le Gouvernement est autorisé à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin de modifier les dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables afin d'assurer leur meilleure intégration au marché de l'électricité, en clarifiant les dispositions relatives à l'obligation d'achat mentionnée à la section 1 du chapitre IV du titre I<sup>er</sup> du livre III du code de l'énergie, en révisant les critères d'éligibilité de ces installations à cette obligation d'achat et en précisant le contenu ainsi que les critères de détermination et de révision des conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations. *Néanmoins, ces mesures ne peuvent avoir d'effet rétroactif.*

<sup>37</sup> On notera un double discours des promoteurs d'énergie renouvelables qui d'un côté annoncent publiquement la compétitivité actuelle ou prochaine de leurs technologies mais n'acceptent pas pour autant une suppression des dispositifs d'aide.

Quoi qu'on puisse faire, nos seuls engagements antérieurs, de 2009 à 2015 inclus, conduiront à un total de CSPE de 69 milliards de 2009 à 2020, de 101 milliards de 2009 à 2025 et 131 milliards au total fin 2030, qu'il faudra payer. Les paiements devront de plus être poursuivis jusqu'à 2035, en particulier pour les derniers contrats concernant le solaire l'éolien en mer et l'hydrolien.

##### **5. Conclusions : la transition vers une économie bas carbone en France ne réussira que sur une base économique saine**

Le projet de loi sur la transition énergétique repose, en ce qui concerne l'électricité, sur une manipulation d'opinion largement relayée par les médias : le développement d'énergies renouvelables électrogènes, avec baisse corrélée de la production nucléaire, serait un moyen efficace de réduction des émissions de GES. Cette affirmation est mensongère car d'une part elle ignore les contraintes de l'intermittence de leur production, et d'autre part elle ne tient pas compte de la situation particulière de la France. Un pays qui fait largement appel aux énergies électrogènes fossiles et refuse le nucléaire peut tirer un bénéfice des EnR électrogènes en termes d'émissions de GES, mais il sera limité (voir les bilans CO<sub>2</sub> de l'Allemagne, du Danemark, de l'Espagne) et coûteux. Un pays qui bénéficie de moyens puissants de productions non carbonées et dispatchables (nucléaire, hydraulique, géothermie haute température) n'en tirera que peu ou pas de bénéfice (France, Suède, Suisse, Autriche, Islande).

La priorité de la France devrait être d'exploiter au mieux son investissement nucléaire en multipliant les usages de l'électricité et en tirant parti de l'avantage économique qu'il procure pour porter son effort sur l'efficacité énergétique, dans les bâtiments en particulier, et des transports décarbonés. La loi n'oublie pas ces derniers secteurs mais se refuse à tirer toutes les conséquences de l'analyse de nos forces en décrétant une baisse de la production nucléaire. Elle ne définit aucune priorité, se dispense de présenter une analyse des conséquences économiques et environnementales de chacun de ses objectifs, se contentant d'affirmer une intention de développer l'emploi en France alors que les équipements sont en quasi-totalité importés parfois (éoliennes terrestre et panneaux photovoltaïques). C'est bien une loi punitive qui s'annonce pour les consommateurs d'électricité<sup>38</sup>.

***Il est urgent que les installations éoliennes terrestres et solaires, qui relèvent d'une technologie mature, se plient aux conditions du réseau et du marché et que les technologies bénéficiant de tarifs d'achat abusifs (petit solaire et éolien en mer), ne soient plus soutenues.***

Le « *Grand Bond en avant* » vers la transition énergétique, imposé à l'ensemble de la population par une communication plus proche d'une propagande que d'une information pourrait, sauf modification profonde de la stratégie en faveur d'un coût optimal de réduction des GES, conduire à un affaiblissement supplémentaire de notre économie et se révéler un fiasco en termes de réduction des GES. L'impact économique de la loi devrait normalement s'évaluer en

---

<sup>38</sup> Des informations supplémentaires pourront être glanées sur ces conséquences économiques dans les rapports de la CRE, et dans certains rapports récents  
: CRE - Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : *Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque* - avril 2014  
: CRE - Rapport sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective - octobre 2014  
: Rapport « Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique » de R. Crassous et F. Roques

comparant les dépenses du scénario de référence du projet de loi avec celle d'un autre scénario conduisant aux mêmes émissions de CO2 mais en dépensant aussi peu que possible. Cette comparaison n'a pas été faite dans l'étude d'impact du projet de loi.

Pourquoi nos gouvernants ignorent-ils quelques déclarations fortes de responsables allemands, devenus enfin conscients des limites de leur Energiewende ?

- La sortie du nucléaire d'ici à 2022 et la transition vers les énergies renouvelables pourraient coûter à l'Allemagne mille milliard d'euros d'ici la fin des années 2030" (*Peter Altmaier, ministre allemand de l'environnement, Mercredi 20 février 2013: Frankfurter Allgemeine Zeitung*)
- Mon souci est de préserver le fondement de notre prospérité, enviée du monde entier. Nous devons rendre l'Energiewende [la transition énergétique] compatible avec la compétitivité. Je ne connais pas une autre économie capable de supporter de telles charges. Les énergies renouvelables vont connaître la rigueur et devront rentrer progressivement dans l'économie de marché : *Sigmar Gabriel, ministre de l'économie SPD, février 2014*
- La vérité est que la transition énergétique, l'Energiewende, est sur le point d'échouer. La vérité est que, sous tous les aspects, nous avons sous-estimé la complexité de cette transition énergétique. La noble aspiration d'un approvisionnement énergétique décentralisé et autonome est bien sûr une pure folie ! Quoi qu'il en soit, la plupart des autres pays d'Europe pensent que nous sommes fous : *Sigmar Gabriel, débat dans les locaux de SMA Solar Technology AG le 16 Avril 2014.*

**Une vision globale des risques et des enjeux, présentée par l'Union française de l'électricité (UFE) aux parlementaires, mérite d'être relayée : ses principales remarques, résumées en annexe, sont intéressantes car d'une part elles donnent l'avis d'une Union qui représente l'ensemble des acteurs du secteur de l'électricité en France, et d'autre part elles procurent une bonne synthèse des difficultés qui résulteront de l'application de la loi.**

**ANNEXE : Commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité**  
**Audition de M. Robert Durdilly, président de l'Union française de l'électricité (UFE), 5 novembre 2014<sup>39</sup>**

**Entre 1985 et 2005, les tarifs ont baissé de l'ordre de 40 %** en euros constants. On a parfois l'impression qu'ils ont toujours augmenté alors que, durant de belles périodes, ils ont beaucoup chuté.

**Comment évoluent les prix** : En 2005 le prix moyen du MWh était de 120 €, contre 158 euros en 2014. La part énergie, qui était de 43% en 2005 est tombée à 36% en 2014 et la part des réseaux est passée de 39 à 30%. La part des taxes qui inclut la CSPE, en passant de 18 à 34 % des coûts, explique l'essentiel de cette augmentation.

**Si l'on continue à développer des énergies renouvelables électriques** alors qu'il n'y a pas de demande en électricité, on crée de la surcapacité et des coûts économiques échoués dans le système. Bien sûr, il ne faut pas arrêter les EnR électriques mais faire en sorte que leur développement soit piloté en fonction de l'évolution de la demande. Il faut donc organiser massivement des transferts d'usage entre le pétrole et l'électricité.

**Il faut surtout développer les EnR non électriques** ; or, bien qu'elles représentent un potentiel important en la matière, c'est dans ce domaine que nous sommes le plus en retard.

**S'agissant de la CSPE**, nous nous référons aux travaux de la CRE, qui a modélisé les engagements en matière de développement. La part CSPE passerait de 16,5 euros à 30 euros par mégawattheure en 2025, hors impact de la réduction du parc nucléaire. Je le répète, le chiffre de 30 euros par mégawattheure annoncé par la CRE ne tient pas compte de la réduction du parc nucléaire existant. Si l'on devait diminuer la production nucléaire de 20 gigawatts à l'horizon 2025 alors que la demande en électricité serait toujours là, il faudrait compenser. Or, compenser avec des énergies renouvelables, c'est-à-dire non émettrices de CO<sub>2</sub>, entraîne un coût supplémentaire que l'on peut évaluer entre 20 et 25 euros par mégawattheure.

De plus la CRE estime que le retard de répercussion des hausses est de l'ordre de 5 milliards d'euros pour la CSPE et de 2 milliards d'euros pour les tarifs proprement dits. Actuellement, le déficit tarifaire est de l'ordre de 7 milliards d'euros. Si ce retard n'est pas rattrapé ou s'il devait être amplifié, cela aurait toute une série de conséquences, notamment une déstabilisation financière des acteurs industriels du secteur électrique. Le paradoxe, c'est que plus le marché de gros baisse, plus le soutien des EnR coûte cher puisque la CSPE est calculée par différence par rapport au prix du marché.

**Sur la base des coûts évalués par les grands opérateurs** concernant le réseau et par la CRE concernant l'évolution de la CSPE, en 2025, le coût moyen du mégawattheure serait d'un peu moins de 200 euros, contre 158 euros aujourd'hui : si l'on continue à développer des énergies renouvelables électriques alors qu'il n'y a pas de demande en électricité, on crée de la surcapacité et des coûts économiques échoués dans le système.

**On sait que le coût de la prolongation du parc nucléaire français est très compétitif**, qu'il s'agit d'un excellent investissement. C'est grâce à un développement industriel que l'on baisse les coûts et – le serpent se mord la queue – il faudrait que la baisse des coûts bénéficie à des filières industrielles françaises.

**Si vous visez un optimum économique, il faut cibler les investissements** en fonction de l'intérêt qu'ils présentent : soit vous souhaitez mieux isoler des bâtiments énergivores, soit vous voulez réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, etc. Il faut faire attention car certains équipements ont un temps de retour supérieur à leur durée de vie, ce qui n'est pas très rationnel au plan économique

**Il faut éviter les surcapacités** que j'ai décrites tout à l'heure, qui ont pour effet de vous faire payer deux fois, une fois pour soutenir les énergies renouvelables et une autre fois parce que vous avez été obligé de déclasser des actifs de production tout à fait opérationnels.

---

<sup>39</sup> <http://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-ceedelectricite/14-15/c1415009.asp>