INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITENTES DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

1. RÉSUMÉ

Les énergies renouvelables variables et intermittentes (EnRi), éolienne et photovoltaïque, sont en développement croissant. Ces énergies présentent l'avantage d'avoir une source d'énergie primaire renouvelable et gratuite, et leur utilisation ne rejette pas de de gaz à effet de serre. Par contre, elles présentent des contraintes pour leur intégration dans le système électrique.

L'intégration des EnRi a pour objectif de réduire l'utilisation des moyens de production thermique à flamme émetteurs de CO_2 (charbon, fioul et gaz). On constate en France une diminution importante du parc thermique à flammes jusqu'en 2017, puis une stagnation nécessaire à la compensation de l'intermittence des EnRi.

Les contraintes d'intégration des EnRi concernent leur raccordement au réseau car leur répartition, diffuse sur le territoire, conduit majoritairement (à plus de 95 %) à un raccordement sur le réseau de distribution qui n'était pas conçu pour recevoir des « points sources ». Ce mode de connexion engendre des « refoulements » vers le réseau de transport, ce qui constitue un fonctionnement « à contre sens ».

D'autres contraintes apparaissent sur le mix de production. Les moyens de production pilotables (nucléaire, hydraulique, lacs et STEP et thermique à flamme) doivent pallier les périodes de faibles productions des EnRi et s'effacer en cas de fortes productions.

Des études montrent qu'une pénétration des EnRi de 40 %, en moyenne annuelle, dans le mix de production est envisageable sous certaines conditions ; cette valeur maximale permet d'assurer la stabilité du réseau.

Selon les contrats, certains producteurs d'EnRi sont amenés à vendre leurs MWh aux prix SPOT. Or ceux-ci sont de plus en plus fréquemment négatifs (le nombre d'heures à prix négatifs de janvier à juillet 2025 est déjà supérieur à celui de l'année 2024 !) ce qui engendre des écrêtements des productions et des compensations financières coûteuses.

Une analyse de la production des EnRi sur la période 2014 – 2024 (au pas de 30 minutes) met en évidence que, si la production augmente en fonction des parcs installés, les valeurs minimales annuelles restent toujours très basses. Une analyse, sur cette période, des facteurs de charge[1] met en évidence que si les facteurs de charge annuels ne sont pas trop différents, il n'en est pas de même des facteurs de charge mensuels.

Le développement des EnRi a été soutenu par une aide financière. Ce soutien financier perdure malgré l'arrivée à maturité de ces moyens de production. Il est paradoxal qu'il faille en plus dédommager les écrêtements dus aux prix SPOT négatifs qui sont la conséquence d'une surproduction.

2. INTRODUCTION

Les énergies renouvelables variables et intermittentes (EnRi), éolienne et photovoltaïque sont en développement croissant. Fin 2024, la puissance installée du parc éolien a atteint plus de 24 GW et celle du parc photovoltaïque (PV) plus de 24 GW. La figure 1 de la page suivante présente l'évolution de ces parcs de 2009 à 2024.

Si ces moyens de production présentent l'avantage d'avoir une source d'énergie primaire renouvelable et gratuite et que leur utilisation ne rejette pas de gaz à effet de serre, (pour les rejets en ACV[2] voir article GAENA n°58 [Réf. 1]), ils présentent des contraintes pour leur intégration dans le système électrique, le principal étant l'intermittence.

---

[1] *Le facteur de charge est le ratio entre la quantité d'énergie produite pendant un certain temps et la quantité qui aurait pu être produite avec la puissance nominale pendant le même temps.*

[2] *Analyse du Cycle de Vie.*

L'intégration des EnRi a pour objectif de réduire l'utilisation des moyens de production thermique à flamme émetteurs de CO_2 (charbon, fioul et gaz). La figure 2, qui présente l'évolution comparée du parc thermique à flammes et du parc d'énergies renouvelables intermittentes, met en évidence une diminution importante du parc thermique à flammes jusqu'en 2017 puis une stagnation nécessaire à la compensation de l'intermittence des EnRi (voir § 5.2).

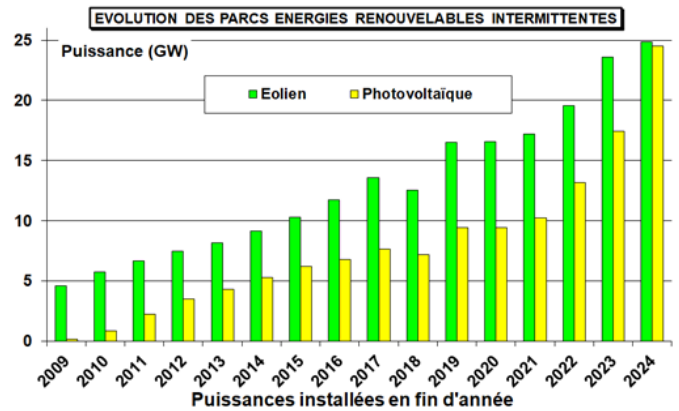


Figure 1 : Évolution du parc des énergies renouvelables intermittentes

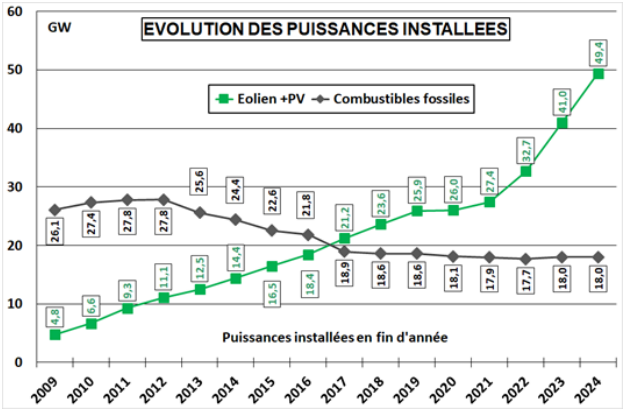


Figure 2 : Évolution du parc thermique à flammes et du parc d'EnRi

3. PARCS INSTALLÉS

3.1. ÉOLIEN

Fin 2024, la puissance installée du parc éolien était de 24 811 MW (source SDES [Réf. 2]). Elle était composée de 23 303 MW d'éoliennes terrestres et de 1 508 MW d'éoliennes en mer, comprenant trois parcs posés (Guérande 490 MW, St Brieuc 496 MW et Fécamp 497 MW) qui étaient en service dès la fin 2024 et un parc flottant de 25 MW en Méditerranée (Provence Grand Large), entré en service courant 2025. De nombreux parcs éoliens en mer sont en cours de réalisation ou en phase de contractualisation [Réf. 3].

3.2. PHOTOVOLTAÏQUE

Fin 2024, la puissance installée du parc photovoltaïque était de 24 541 MW (source SDES [Réf. 4]). Le tableau ci-contre donne la répartition des installations par catégorie de puissance. Le nombre d'installations individuelles (< 9 kW) est très important ; il représente 90,6 % du nombre d'installations mais seulement 15,9 % de la puissance installée. Les installations d'une puissance ≤ 3 kW qui sont des installations individuelles sont très diffuses.

Depuis 2020 elles sont en majorité installées en autoconsommation[3], ce qui limite les injections sur le réseau, tout en étant connectées au réseau pour injecter les surplus de production et assurer la consommation en cas de sous production. Les installations > 9 kW ne représentent que 9,4 % du nombre d'installations mais 84,1 % de la puissance installée.

Catégorie de puissance	Nombre installations	P. installée (MW)
≤ 3 kW	650 546	1 613
	56,1%	6,6%
>3 kW & ≤ 9 kW	400 471	2 284
	34,5%	9,3%
> 9 kW	109 232	20 644
	9,4%	84,1%

Tableau 1 : Répartition des installations de production photovoltaïque au 31 décembre 2024

3.3. INSTALLATIONS RÉGIONALES

La figure 3 de la page suivante présente les puissances installées par régions au 31/12/2024.

[3] *L'idéal est d'installer des batteries de stockage qui minimise encore plus les injections sur le réseau mais ce type*

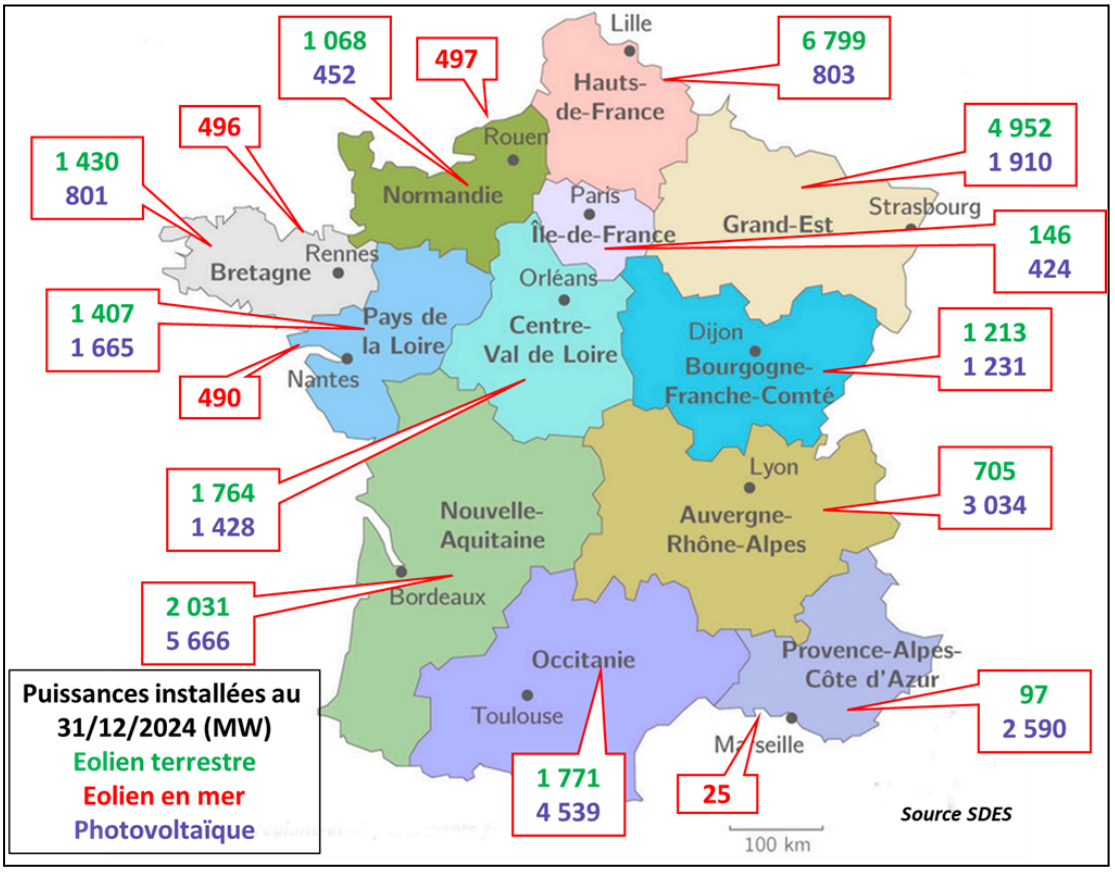


Figure 3 : Implantations régionales des EnR

La figure 4 présente la production éolienne de l'année 2024 au pas de 30 minutes ainsi que l'évolution de la puissance installée au pas mensuel. Elle met en évidence la grande variabilité de cette production.

La figure 5 présente la production photovoltaïque de l'année 2024 au pas de 30 minutes ainsi que l'évolution de la puissance installée au pas mensuel. Outre la variabilité journalière on constate les variations saisonnières.
L'argument des partisans de l'éolien en Europe est que « ***il y a toujours du vent quelque part*** …».

Cet adage relève du mythe, voir article « Electricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables » des Techniques de l'Ingénieur [Réf. 5].

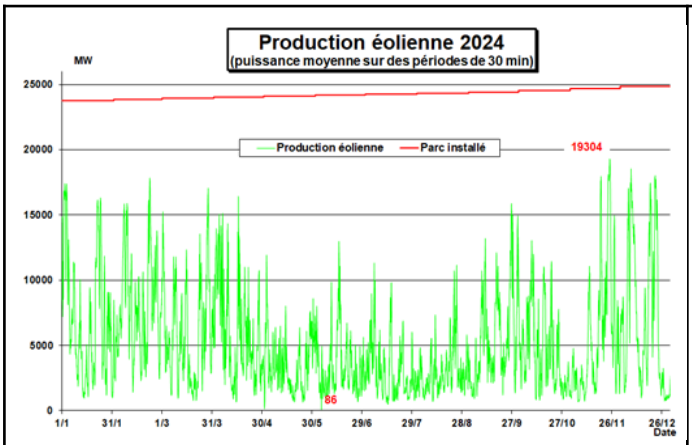


Figure 4 : Production éolienne 2024

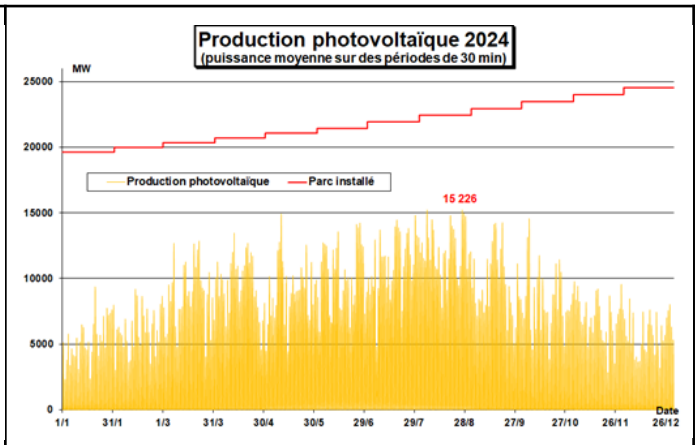


Figure 5 : Production photovoltaïque 2024

L'union européenne a mis en place des garanties d'origine pour promouvoir l'énergie « verte ». Selon Maxence Cordiez [Réf. 6] le mécanisme est mal pensé, le consommateur peut utiliser de l'énergie estampillée « verte » qui émane en réalité de sources fossiles au moment où elle est consommée. Un producteur d'électricité « verte » (éolienne, géothermique, hydraulique ou photovoltaïque) met en vente des garanties d'origine ; celles-ci sont achetées par des fournisseurs d'électricité qui pourront donc garantir à leurs clients qu'ils bénéficient d'électricité « verte ».

Ce système serait vertueux s'il n'était pas entaché par une double faille temporelle et spatiale, voir également la fiche de synthèse GAENA N° 21 Label « Certification d'électricité d'origine renouvelable, dite verte ». [Réf. 7].

La figure 6 présente les facteurs de charge[4] régionaux des productions renouvelables intermittentes de l'année 2024. Cette figure met en évidence que le ratio "facteur de charge éolien / facteur de charge PV" diffère notablement d'une région à une autre. Ce ratio est le plus élevé pour les régions Bretagne, Normandie et Pays de la Loire, du fait de la mise en service de parcs éoliens en mer dans ces régions depuis 2024.

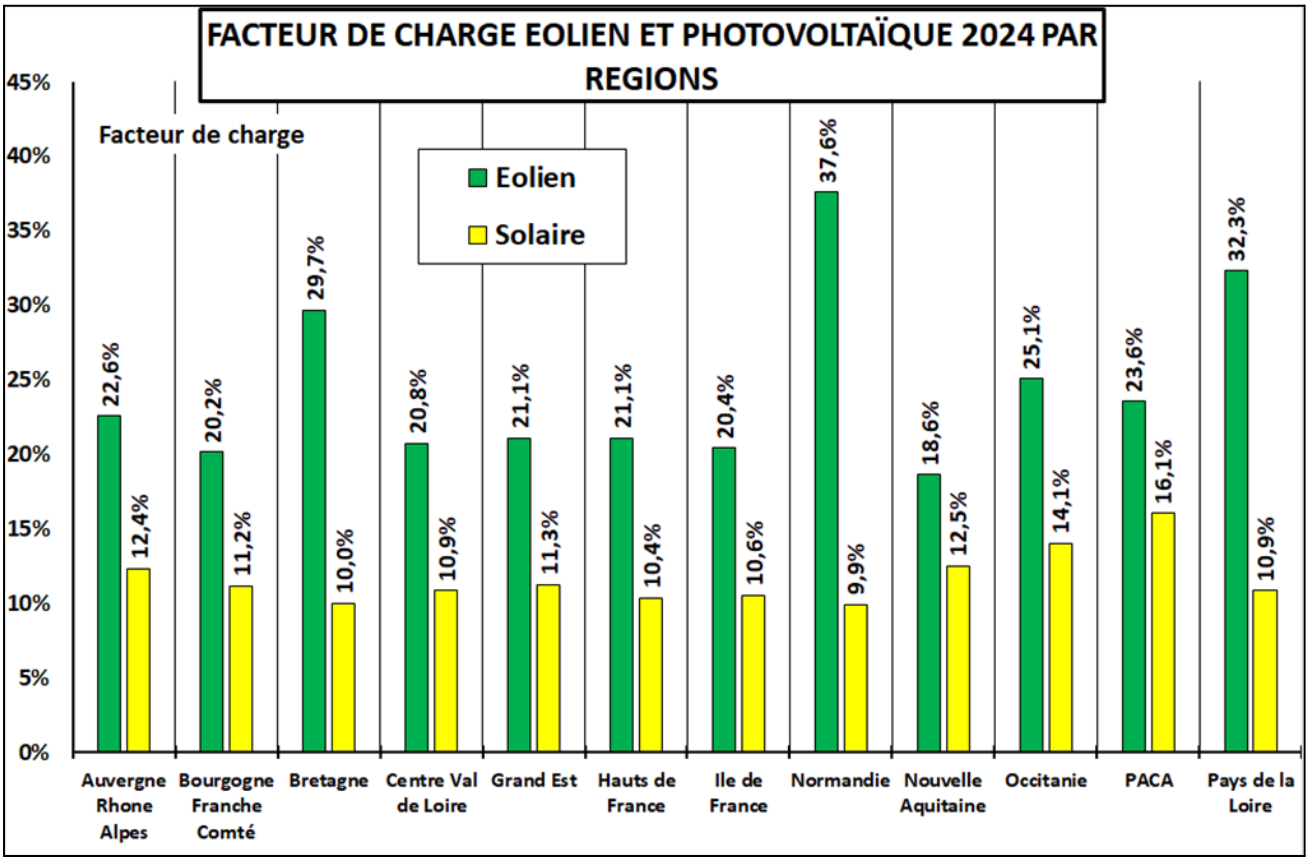


Figure 6 : Facteurs de charge régionaux 2024

4. CONNEXION AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Les moyens de production renouvelables intermittents (éolien et photovoltaïque) fournissent un courant continu qui doit être converti en courant alternatif à partir d'onduleurs ; ceux-ci doivent se synchroniser sur la fréquence du réseau. Le courant alternatif doit être élevé à une tension qui lui permette d'être injecté sur le réseau.

Il existe deux réseaux (voir fiche argumentaire GAENA AA 04 « L'équilibre du réseau électrique » [Réf. 8]). Le réseau de transport (haute et très haute tension) géré par RTE qui est maillé et conçu pour recevoir les injections des sites de production et pour fournir, par soutirage, l'électricité au réseau de distribution et aux industries « électro intensives ». Le réseau de distribution est un réseau dont la fonction est de fournir aux consommateurs (industries, PME et habitations) l'électricité. Il est géré par ENEDIS et quelques ELD[5].

L'idéal serait de connecter les productions renouvelables intermittentes sur le réseau de transport mais cela n'est pas toujours possible pour des raisons de distance de raccordement et de nécessité d'une tension de raccordement plus élevée (225 kV ou 400 kV). Par contre, le réseau de distribution, qui irrigue le territoire, est plus facilement accessible et il nécessite une tension moins élevée pour se raccorder (moyenne tension 20 kV ou basse tension).

À l'exception des parcs de production de forte puissance, les productions à partir des EnRi, qui sont diffuses, sont injectées sur le réseau de distribution, ce qui n'est pas a priori son rôle. Leur déversement inopiné provoque des perturbations telles que : augmentation de la tension locale, variation de la fréquence et inversion du sens du courant qui perturbent les protections.

[4] *Le facteur de charge est défini comme le ratio de l'énergie produite pendant une durée définie par rapport à l'énergie qui serait produite sur cette même durée avec la puissance nominale de l'installation.*

[5] *ELD : Entreprise Locale de Distribution*

Ce mode de connexion peut aboutir à des « refoulements » vers le réseau de transport lorsque le réseau de distribution ne peut pas absorber l'énergie injectée. Ce refoulement nécessite d'élever la tension au niveau du réseau de transport. Il constitue un fonctionnement à « contre sens » non prévu dans le fonctionnement normal du réseau de distribution pour lequel les protections n'étaient pas prévues initialement pour ce genre de fonctionnement, celles-ci doivent être modifiées.

5. PLACE DES EnRi DANS LE MIX DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

Au 31/12/2024 les EnRi représentaient 32,5 % de la puissance installée (24,9 GW pour l'éolien et 24,5 GW pour le photovoltaïque), [voir figure 7].

Les EnRi bénéficient d'une priorité d'accès au réseau

- soit contractuellement pour les installations antérieures à 2017,
- soit par l'intermédiaire du « *merit order* »[6] pour les autres installations.

Cette priorité d'accès, l'intermittence et la grande variabilité de ces moyens de production, oblige à avoir des moyens pilotables de compensation pour les périodes où la production est faible, et à effacer des moyens de production pilotables lorsque la production est forte. Ces dispositions entraînent de fortes contraintes sur la stabilité du réseau.

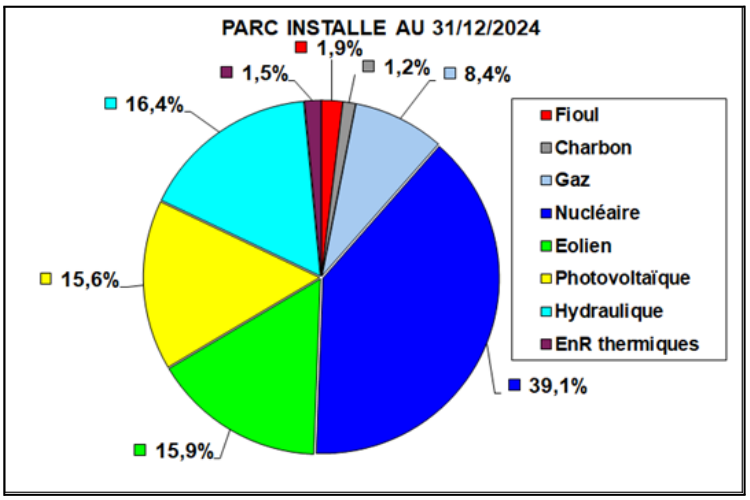


Figure 7 : Puissance installée au 31/12/2024

3.1. CONTRAINTES DES EnRi SUR LE RÉSEAU

L'équilibre permanent production – consommation du réseau entraîne des variations de la production pilotable pour suivre les variations de la consommation plus celles de la production des EnRi.

La stabilité du réseau ne peut plus être garantie que si la variation de la fréquence reste dans la plage +/- 0,5 % et celle de la tension HT dans la plage +/- 5 %.

Outre les contraintes de raccordement au réseau (cf. § 4) les EnRi, dont la production est fortement variable, engendrent donc d'autres contraintes très fortes. Un élément de comparaison entre les EnRi et les productions pilotables est le gradient de chacune de ces productions.

La figure 8 de la page suivante montre ce gradient relatif sur 1 minute[7] pour le mois de juin 2025. Cette figure met en évidence une plage de variation restreinte (- 0,50 % / + 0,52 %) pour les productions pilotables, alors que la plage de variation des EnRi est nettement plus importante (- 2,28 % / + 2,48 %). Ces variations ont pour cause l'intermittence des sources auxquelles s'ajoutent les écrêtements (cf.§ 6). Elles ne pourront que s'amplifier avec l'augmentation des parcs EnRi installés.

La figure 9 ci-après présente les variations de la fréquence du réseau au mois de juin 2025. Ces variations restent largement dans la plage de stabilité du réseau (49,5 Hz / 50,5 Hz) mais les excursions de fréquence peuvent être facilement corrélées aux variations du gradient relatif des EnRi.

[6] *Ordre de mérite en fonction du coût de production marginal, considéré comme nul pour l'éolien et le photovoltaïque.*

[7] *Le gradient relatif est l'écart entre deux valeurs par rapport à la première valeur, il est obtenu à partir des mesures temps réel sur 15 minutes.*

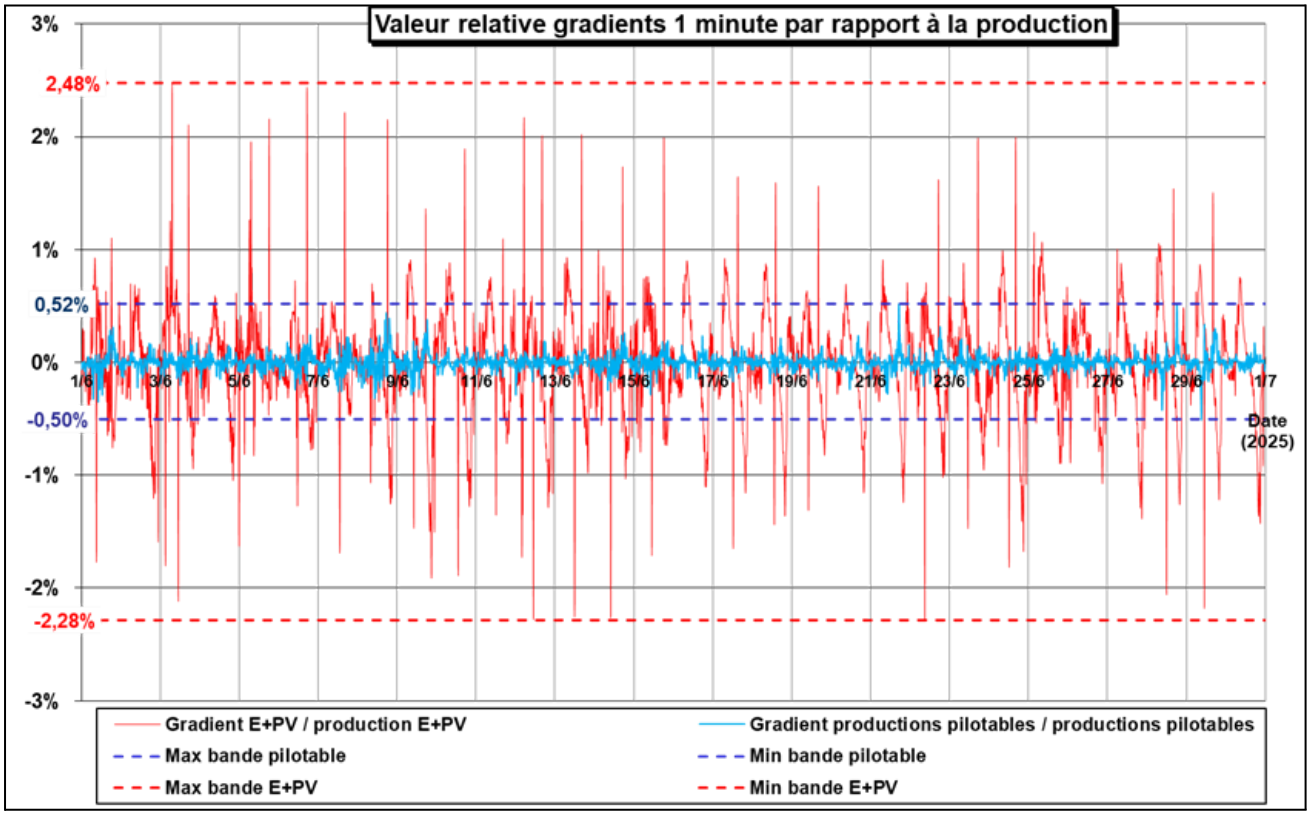


Figure 8 : Gradients de productions au mois de juin 2025

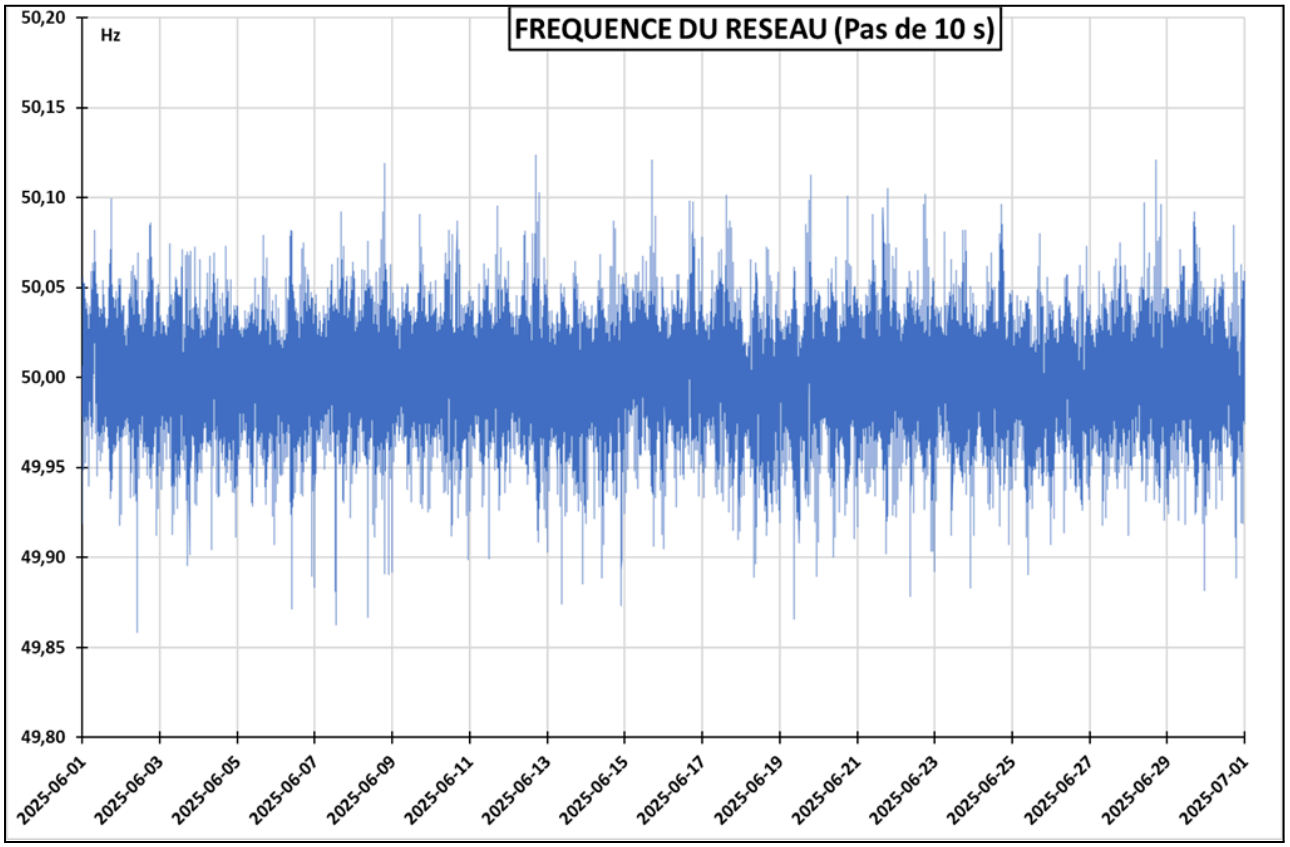


Figure 9 : Fréquence du réseau au mois de juin 2025

5.2. CONTRAINTES DES EnRi SUR LES MOYENS DE PRODUCTION PILOTABLES

Les contraintes sur le réseau associées à la priorité d'accès de fait des EnRi induisent des contraintes sur les moyens de production pilotables en cas de sous-production ou de surproduction des EnRi. Les figures 10, 11 et 12 illustrent, à titre d'exemple, les contraintes sur les moyens de production pilotables au mois de juin 2025.

5.2.1. Compensation des baisses de production des EnRi

La figure 10 qui présente les productions éoliennes et à partir du gaz met en évidence les compensations apportées par le gaz lorsque la production éolienne est faible. Cet exemple confirme la nécessité de conserver des moyens de productions pilotables pour pallier les déficiences de l'éolien.

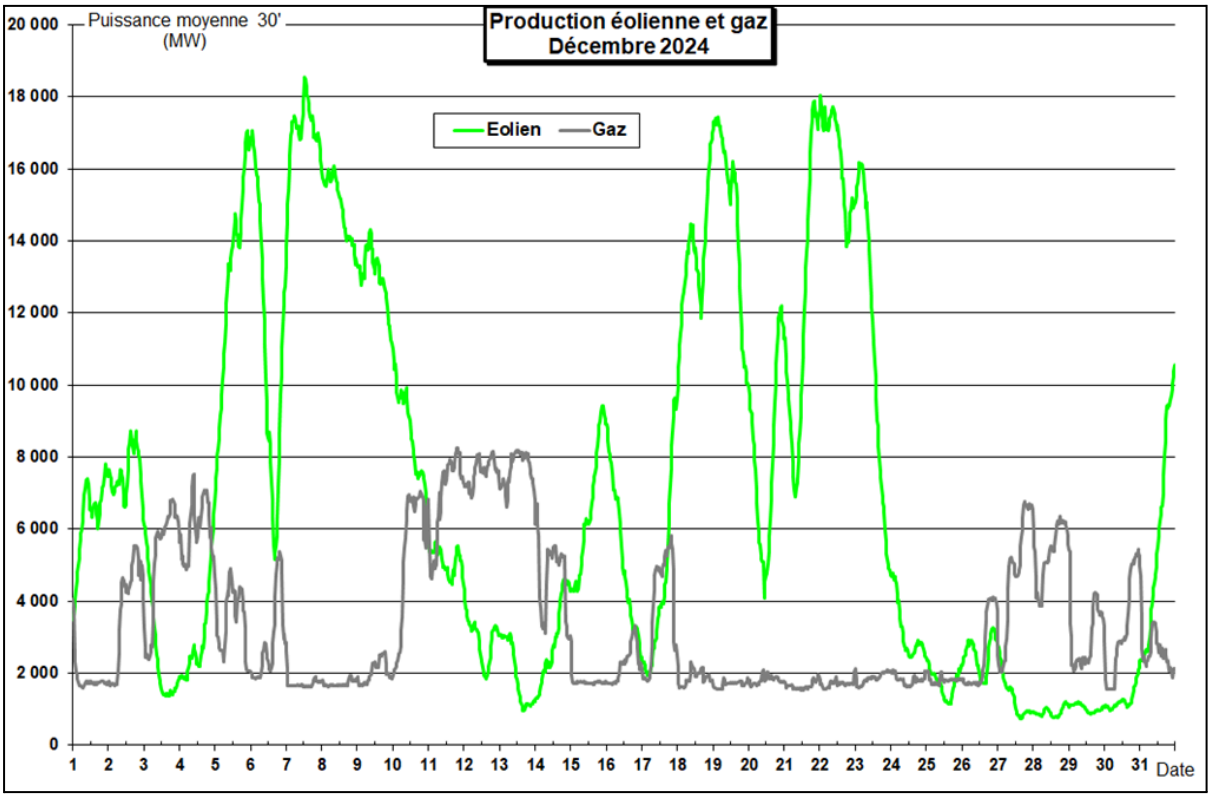


Figure 10 : Productions éolienne et gaz au mois de décembre 2024

La figure 11 montre les compensations apportées par l'hydraulique lors de la baisse de production photovoltaïque en fin de journée. Les gradients de la production photovoltaïque qui atteignent plusieurs dizaines de GW entre le lever du soleil, le zénith et le coucher du soleil, nécessitent des compensations importantes.

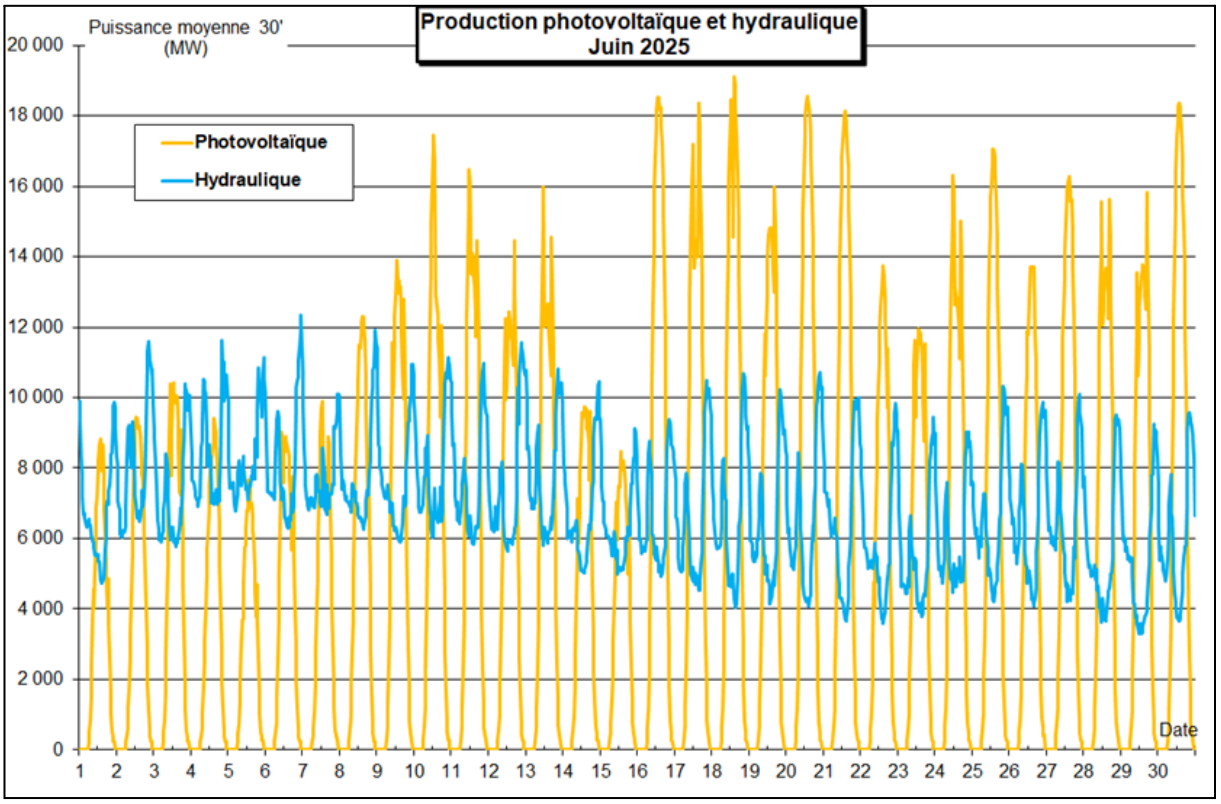


Figure 11 : Productions photovoltaïque et hydraulique au mois de juin 2025

5.2.2. Effacement des moyens de production pilotables

La figure 10 met en évidence la baisse de production du nucléaire lorsque la production éolienne est forte. L'effacement du nucléaire devant l'éolien n'apporte aucun avantage sur le plan des rejets de CO_2 et l'économie de combustible nucléaire, dont le prix est marginal dans le coût de production du MWh, n'est pas significative ; par ailleurs le fonctionnement en « suivi de charge » des tranches nucléaires entraîne une fatigue sur leurs circuits secondaires (voir fiche argumentaire GAENA AA 06 « L'énergie nucléaire et les énergies renouvelables sont-elles complémentaires ? ») [Réf. 9].

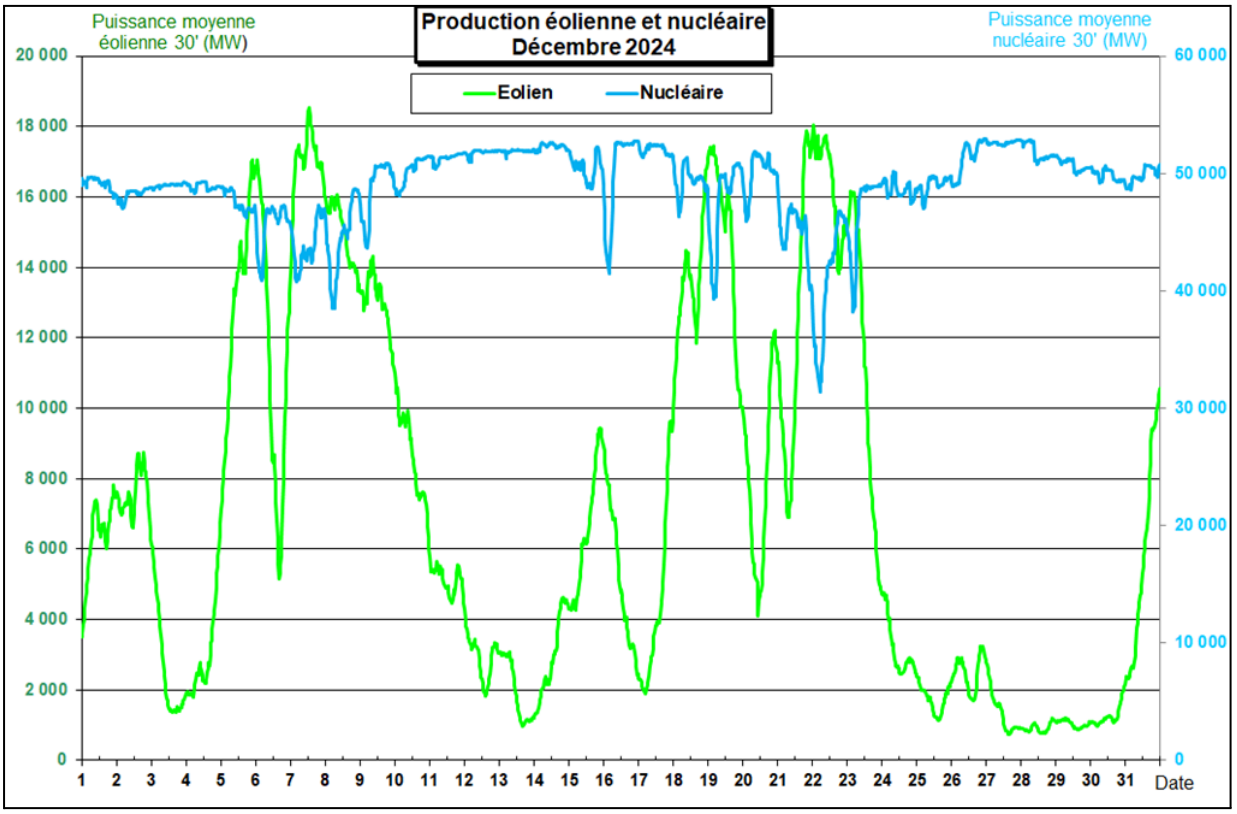


Figure 12 : Productions éolienne et nucléaire au mois de décembre 2024

5.3. ÉTUDES D'INSERTION DES EnRi

Plusieurs études ont été réalisées[8].

L'étude de loin la plus complète est celle d'EDF R&D[9], qui couvre l'ensemble des 34 pays de l'ENTSO-E[10], sur une base météorologique de 30 ans ; et surtout, prend en compte les lois de la physique pour l'équilibre instantané du réseau. Cette étude évalue les conditions de fonctionnement d'un réseau alimenté en 2030 à 40 % par des EnRi, à 20 % par du renouvelable pilotable (hydraulique, biomasse), et à 40 % par des sources pilotables (nucléaire, charbon, gaz, telles qu'elles existent dans l'Europe d'aujourd'hui).

Les résultats montrent que **l'insertion de 40 % d'EnRi en moyenne annuelle est possible**, même si elle entraîne une plus grande instabilité du réseau, aux conditions suivantes :

- gérer les surplus d'EnRi, par déconnexion du réseau. Cette déconnexion peut être obtenue par écrêtage (mise à l'arrêt), ou stockage (STEP[11], ou production d'hydrogène, par exemple) ;
- gérer activement la demande, par effacement et reports de consommation (c'est un des objectifs des compteurs Linky, qui étend aux particuliers une pratique commerciale qui existe déjà pour les industriels),
- augmenter les stockages d'énergie (on utilise actuellement principalement les STEP) ;
- utiliser l'inertie synthétique des éoliennes pour accroître l'inertie globale du système ;
- renforcer les interconnexions entre pays, pour faciliter l'import-export ;
- gérer l'introduction des sources EnRi dans les réseaux de distribution (rendre les réseaux « intelligents » : « smart grids »).

[8] *En particulier par l'ADEME et l'institut allemand Fraunhofer.*

[9] *EDF Recherche et Développement.*

[10] *ENTSO-E : European Network of Transmission System of Operators for Electricity.*

[11] *STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage.*

Pour pallier les risques de black-out, le taux d'EnRi admissible (au-dessus duquel il faudra déconnecter les EnRi du réseau) dépend du niveau de consommation,

S'il est possible d'accepter 35 à 38 % d'EnRi pour une consommation d'électricité de niveau moyen, voire 70 % quand le niveau de consommation est élevé, leur caractère aléatoire limite le taux d'insertion des EnRi à 25 % en période de faible consommation électrique, car l'inertie du réseau est alors minimale, ce qui accroît son niveau d'instabilité sous l'effet de l'injection des EnRi[12].

L'ensemble de tous les investissements nécessaires (moyens pilotables de substitution, extension et complexification des réseaux avec l'introduction « d'intelligence », etc.) entraînera des coûts systémiques très élevés ; mais c'est le coût du stockage – déstockage[13] de l'énergie qui constitue la principale limitation économique si on voulait remplacer les moyens pilotables par du déstockage d'EnRi préalablement stockées. C'est en ce sens que l'objectif de 100 % d'EnRi est hors de portée en Europe dans un avenir prévisible.

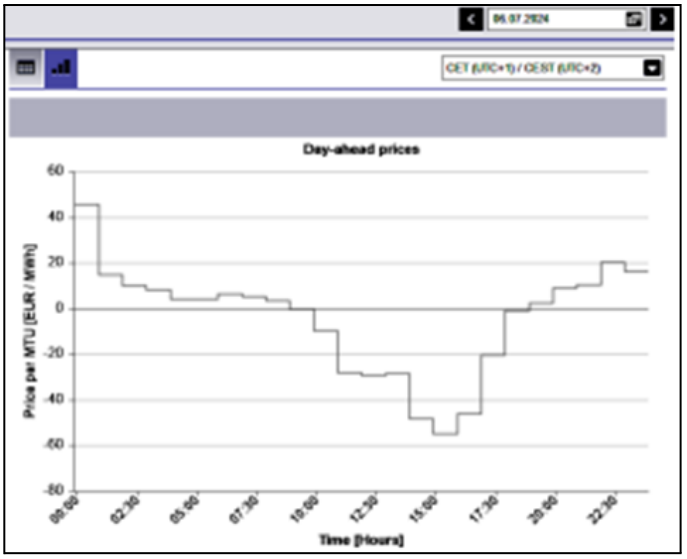
6. PRIX NÉGATIFS ET ÉCRÊTEMENTS

Selon leurs contrats, les producteurs d'EnRi bénéficient de prix d'achat fixes ou de prix d'achat fixés en référence aux prix SPOT, abondés par un complément de rémunération tant que les prix sont positifs. Il arrive de plus en plus fréquemment que les prix SPOT d'achat de l'électricité produite soient négatifs.

Les exploitants des installations de production concernés par l'achat de leur production selon le prix SPOT sont donc amenés à écrêter leur production. La figure 13 donne un exemple d'écrêtement du photovoltaïque et de l'éolien, sur une journée, pour les heures où le prix SPOT est négatif. La figure 9 (voir § 5.2.1) met en évidence un nombre important de jours du mois de juin 2025 où il y a eu écrêtement de la production photovoltaïque.

Sur l'exemple présenté (figure 13) on peut constater une baisse de production brutale de 4 900 MW pour les productions solaires et éoliennes qu'il faut compenser. Ces écrêtements sont de plus en plus fréquents et importants, ils perturbent la fréquence. RTE envisage donc des contraintes à imposer aux exploitants.

Les écrêtements peuvent être déclenchés à l'initiative des exploitants des installations ou à la demande de RTE. Selon le type de contrat les producteurs peuvent être indemnisés en totalité ou partiellement par rapport au prix d'achat contractuel (voir ci-après).



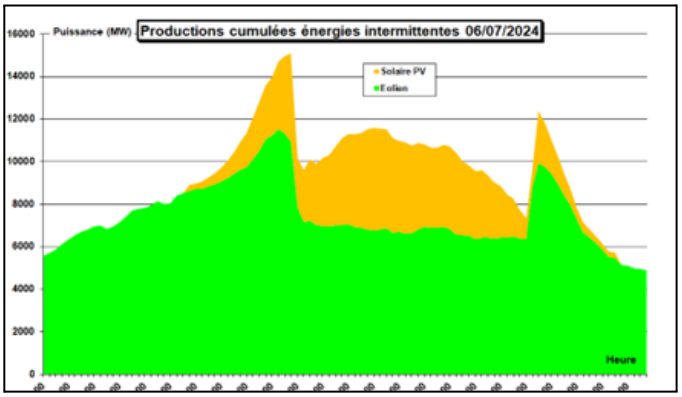


Figure 13 : Exemple de prix SPOT négatif et d'écrêtement ►

Le tableau ci-dessous donne le nombre d'heures de prix SPOT négatifs par année depuis 2017. On constate, que, à part l'année 2022, il est en constante augmentation. Pour 2025, le nombre d'heures entre janvier et août est déjà supérieur au nombre d'heures de l'année 2024 !

Année	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (janvier à août)
Nb heures prix SPOT négatif	4	11	27	102	64	4	147	352	425

Nombre d'heures de prix SPOT négatifs (source SDES)

[12] *Le black-out récent de la péninsule ibérique est un exemple de cette situation.*

[13] *Selon RTE le coût d'un stockage par batterie de 1 MW (capacité 2h) est estimé à 400 à 500 k€.*

Comme le montre la figure 14 ce phénomène est encore plus important en Allemagne. En France, les conditions d'indemnisation des exploitants dépendent de leurs contrats.

Pour l'éolien terrestre payé au tarif d'achat, au-delà des 20 premières heures de prix spots négatifs, une installation qui ne produit pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime basée sur un facteur de charge de 35% ![14]
Pour l'éolien en mer la compensation commence au-delà de la 40ème heure avec une prime basée sur un facteur de charge de 70 % !

Pour les productions photovoltaïques au-delà des 15 premières heures la compensation est basée sur un facteur de charge de 50 % !

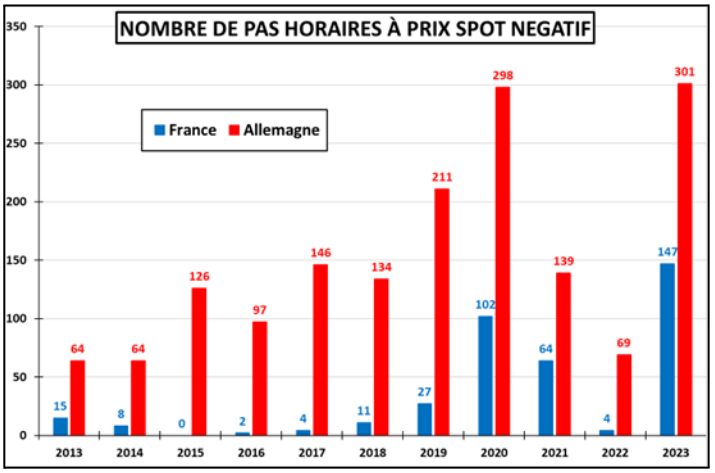


Figure 14 : Nombre d'heures à prix SPOT négatif

Ces facteurs de charge sont très supérieurs aux facteurs de charge annuels moyens, c'est-à-dire anormalement et outrageusement avantageux pour les propriétaires des installations. Pour les installations à complément de rémunération le calcul en fin d'année tiendra compte des effacements si la rémunération globale est inférieure à la prévision prévue dans le contrat.

7. ANALYSE DE LA PRODUCTION DES EnRi SUR LA PÉRIODE 2014 – 2024

Les parcs installés ont énormément évolué entre 2014 (9,1 GW d'éolien et 5,3 GW de photovoltaïque) et 2024 (24,9 GW d'éolien et 24,5 GW de photovoltaïque). Il est intéressant de voir comment a évolué la production et de voir les facteurs de charge sur cette période.

7.1. Production et couverture de la consommation

La figure 15 donne les productions éoliennes plus photovoltaïques, au pas de 30 minutes, sur la période 2014 à 2024. Elle met en évidence une augmentation qui suit l'évolution des parcs installés, elle met également en évidence que les moyennes et les maximums suivent cette évolution, par contre les valeurs annuelles minimales restent toujours très basses[15].

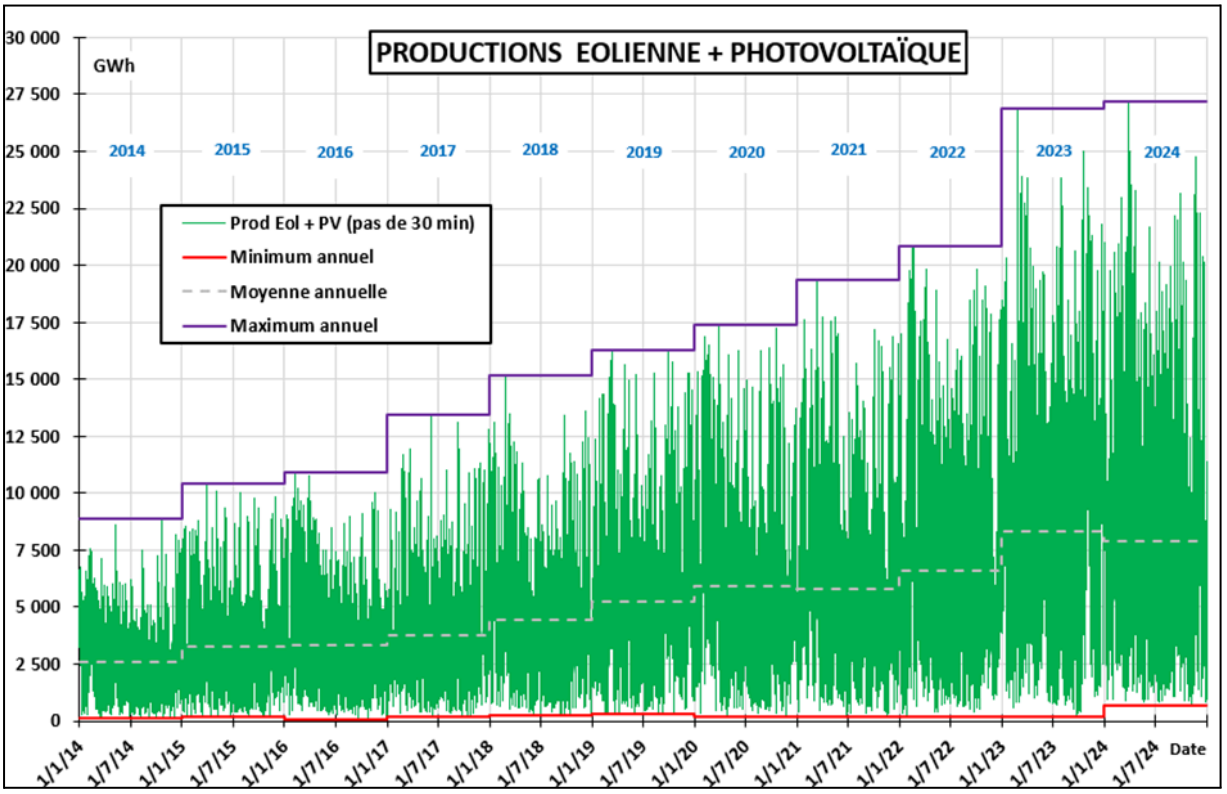


Figure 15 : Productions éoliennes et photovoltaïques sur la période 2014 - 2024

[14] *Les facteurs de charge pris en compte pour l'indemnisation sont largement supérieurs à la réalité !*
[15] *Lorsqu'il n'y a pas de vent, l'électricité produite sera toujours faible quelle que soit la puissance éolienne installée !*

La figure 16 montre la couverture de la consommation, au pas de 30 minutes, à partir des productions éoliennes plus photovoltaïques sur la période 2014 à 2024. Cette couverture suit l'évolution des parcs installés. Elle présente des pics annuels qui peuvent être importants[16] mais les valeurs annuelles minimales restent toujours très basses, quelle que soit la puissance installée.

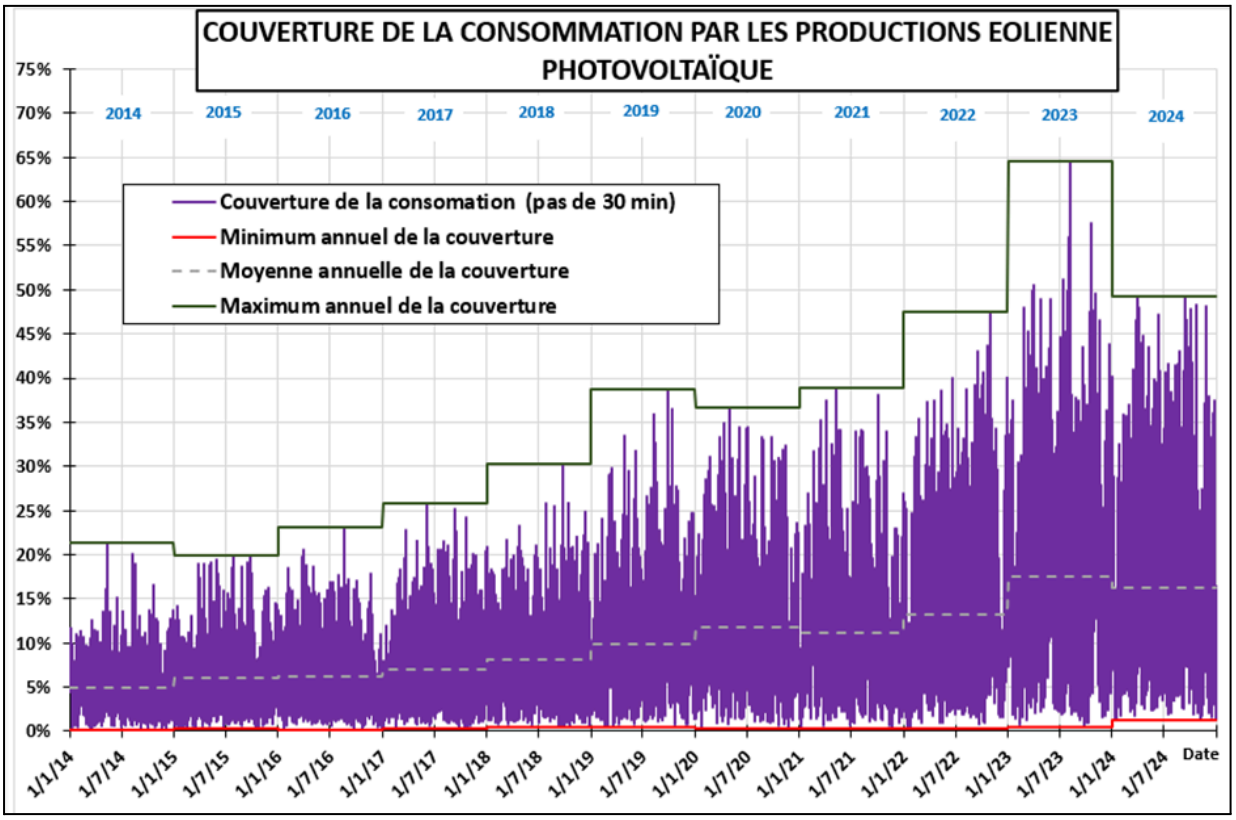


Figure 16 : Couverture de la consommation à partir des productions éoliennes et photovoltaïques sur la période 2014 - 2024

7.2. Facteurs de charge

Il est également intéressant de regarder les valeurs des facteurs de charge.
La figure 17 ci après donne les facteurs de charge annuels des productions éoliennes et photovoltaïques. On peut constater des variations plus importantes pour l'éolien (20,5 % à 26,6 %) que pour le photovoltaïque (13,3 % à 16,4 %).

Le tableau ci-dessous donne le pourcentage annuel du nombre de pas de 30 minutes où le facteur de charge de la production éolienne est inférieur à 10 % et à 20 %. Il permet de constater que malgré l'augmentation importante du parc installé, ces valeurs varient peu.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pourcentage de pas de 30 minutes avec un FC < 10 %	25,5%	21,4%	26,1%	25,5%	26,9%	23,2%	21,9%	27,7%	25,7%	21,6%	25,5%
Pourcentage de pas de 30 minutes avec un FC < 20 %	55,5%	53,0%	57,8%	58,2%	55,1%	52,8%	47,2%	56,5%	59,9%	50,0%	55,8%

On peut noter qu'au cours de cette période 2014 – 2024 il y a eu :

- 18 épisodes de périodes de 30 minutes ont eu, pendant au moins 17 h consécutives, un facteur de charge < 5 %,
- 10 épisodes de périodes de 30 minutes ont eu, pendant au moins 28 h consécutives, un facteur de charge < 10 %.

Ces épisodes se sont tous déroulés en période hivernale lorsque la consommation est importante.

On ne bénéficie pas encore d'une année complète de fonctionnement des trois grands parcs éoliens en mer qui permettent de comparer les facteurs de charges à terre et en mer. Toutefois sur la période janvier à juillet 2025 où les trois grands parcs éoliens en mer sont en service, leur facteur de charge global a été de 32,2 % et celui de l'éolien à terre a été de 20,5 %[17].

[16] *Le pic de l'année 2024 correspond à un dimanche du mois d'août en milieu d'après-midi avec une consommation faible et des productions éoliennes et photovoltaïques importantes.*

[17] *Les facteurs de charge pris en compte pour l'indemnisation sont largement supérieurs à la réalité !*

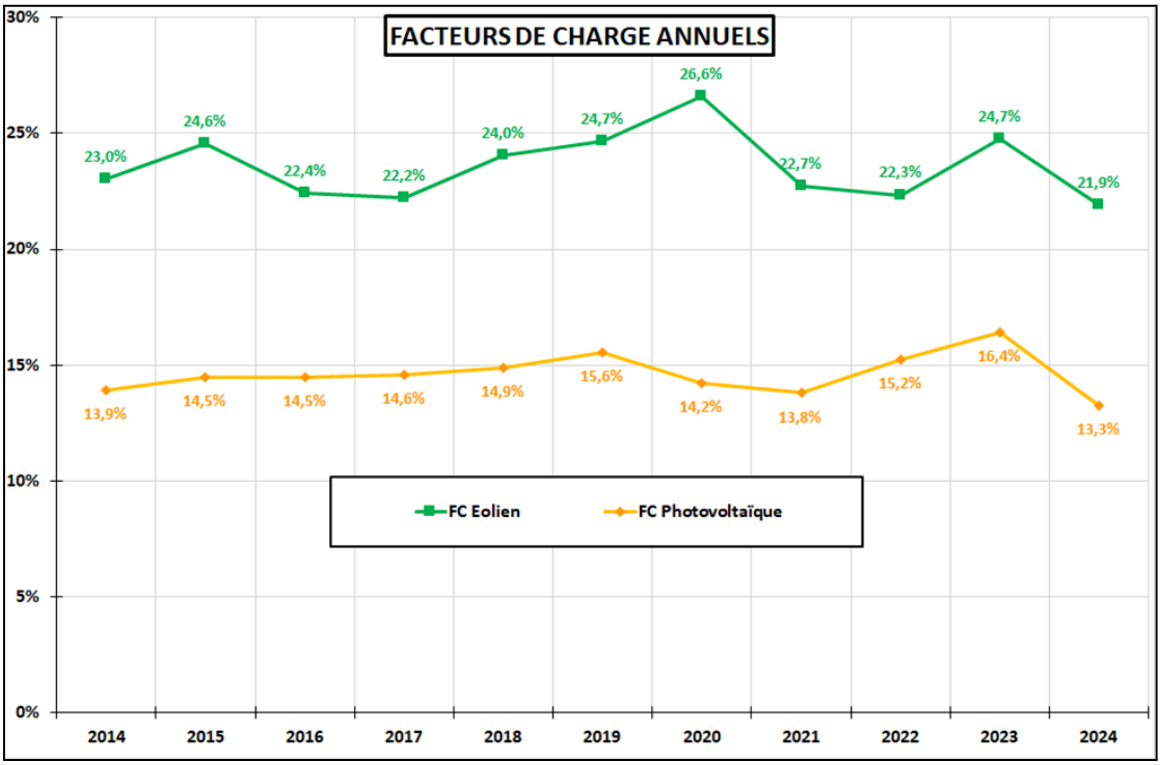


Figure 17 : Facteurs de charge annuels des productions éoliennes et photovoltaïques 2014 - 2024

L'analyse des facteurs de charge mensuels révèle des variations beaucoup plus importantes. La figure 18 donne les facteurs de charge mensuels de l'éolien sur la période 2014 à 2024, elle montre que pour certains mois, en particulier février (19,5 % en 2023 et 50,5 % en 2020), novembre (20,2 % en 2022 et 39,7 % en 2018) et décembre (17,9 % en 2016 et 38,8 % en 2019), les variations sont très importantes. On peut en conclure que selon les années la répartition de la production au cours de l'année est différente et celle-ci pourrait avoir un impact important en cas de stockage inter-saisonnier.

La figure 19 donne les facteurs de charge mensuels du photovoltaïque sur la période 2014 à 2024, les variations des facteurs de charge mensuels selon les années sont nettement moins marquées que pour l'éolien.

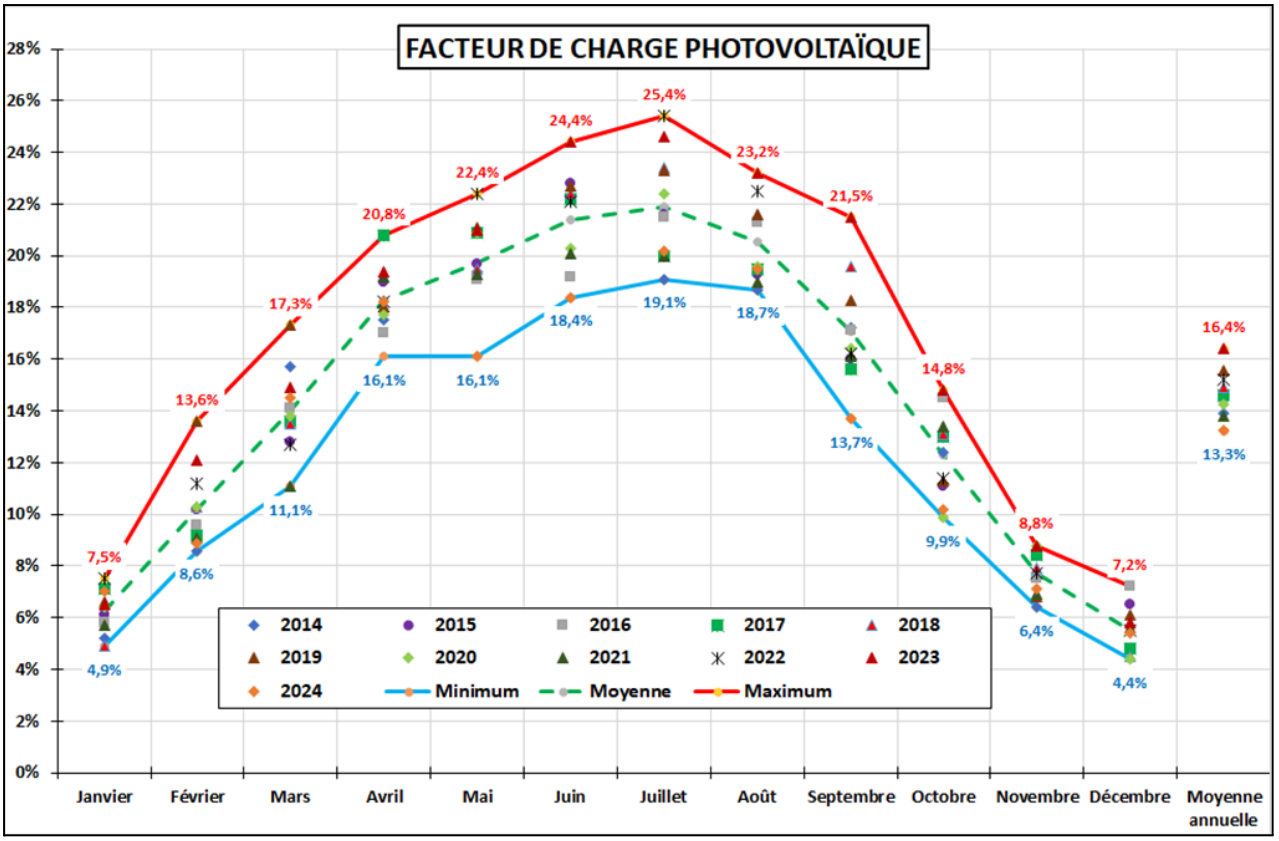


Figure 18 : Facteurs de charge mensuels des productions éoliennes 2014 - 2024

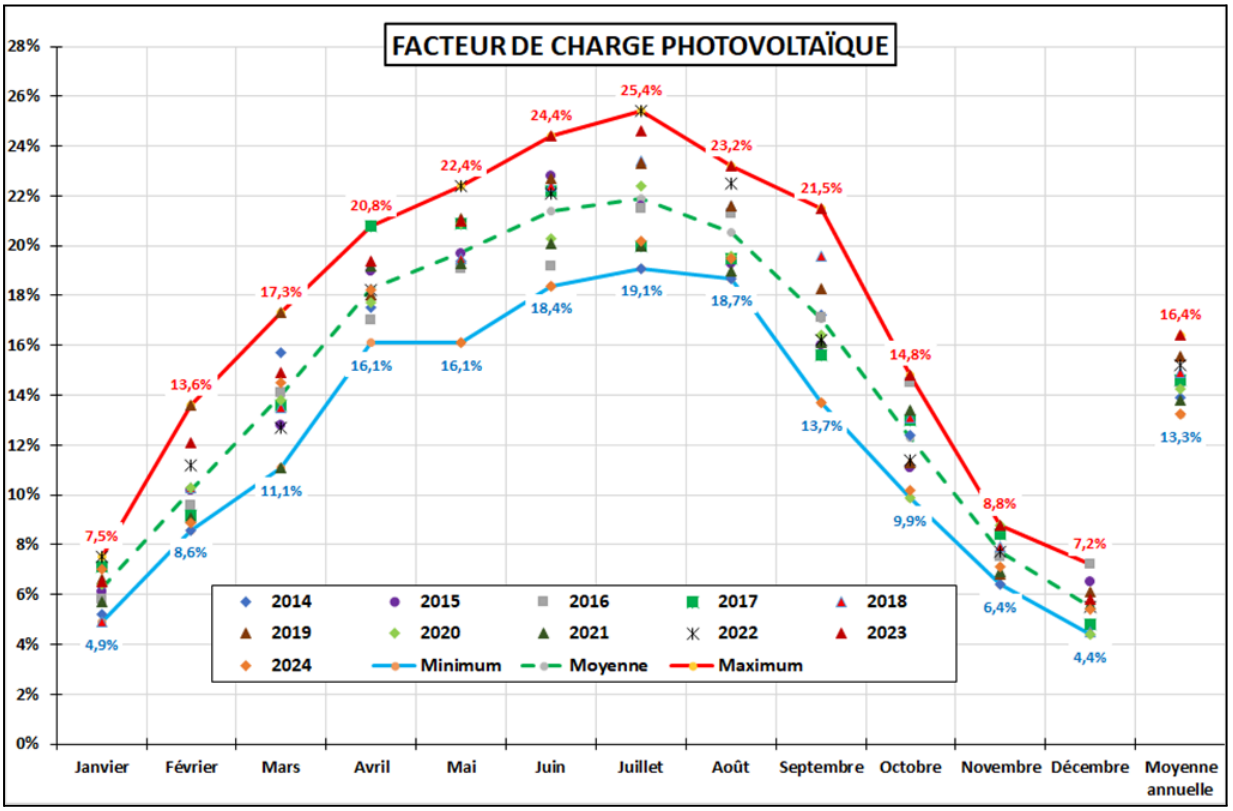


Figure 19 : Facteurs de charge mensuels des productions photovoltaïques 2014 - 2024

8. FINANCEMENT DES EnRi

À l'origine, les EnRi ont eu besoin d'une aide financière pour assurer leurs développements. Celui-ci fut assuré par des contrats d'achat à prix fixe garanti. Ce surcoût fut financé par une composante ajoutée à la CSPE[18], celle-ci a atteint un montant de 22,5 € HT par MWh en 2016. La figure 20 montre les prévisions de dépenses engagées jusqu'en 2017.

Bien que les EnRi aient atteint leurs maturités, les mécanismes de financement perdurent. Les contrats ont été modifiés et sont maintenant des contrats CFD (*Contract For Difference*) qui fixent une base de rémunération à partir de laquelle les exploitants peuvent recevoir une indemnisation, si leur prix de vente est inférieur au tarif du contrat et reverser le surplus si leur prix de vente est supérieur au tarif du contrat.

Le financement des indemnisations est maintenant assuré par le budget de l'état c'est-à-dire **le contribuable** mais l'Etat prélève une accise sur les MWh vendus. Cette dernière est, depuis le 1er août 2025, de 29,98 € HT soit 34,78 € TTC (TVA de 20 %) pour les particuliers.

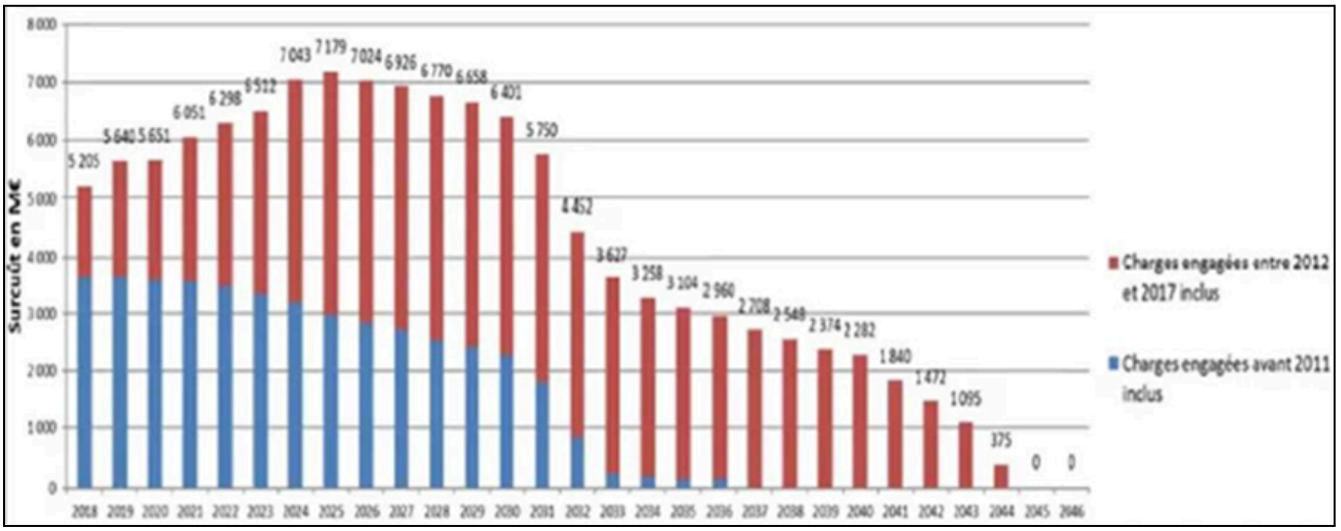


Figure 20 : Prévisions des dépenses de soutien aux EnRi (source CRE)

[18] *Contribution au Service Public de l'Electricité qui comprenait initialement des dispositifs sociaux et une péréquation tarifaire pour les ZNI (Zones Non Interconnectées).*

La figure 21 montre l'évolution des charges de service public pour les énergies renouvelables et la cogénération[19]. Les années 2022 et 2023 font exception car les prix du marché de gros de l'électricité ont été supérieurs aux tarifs d'achats contractuels et les producteurs d'EnRi ont dû reverser leurs bénéfices à l'état. L'apparition d'un composante « éolien en mer » à partir de 2024 met en évidence que ce moyen de production, en fort développement, va avoir un impact financier grandissant.

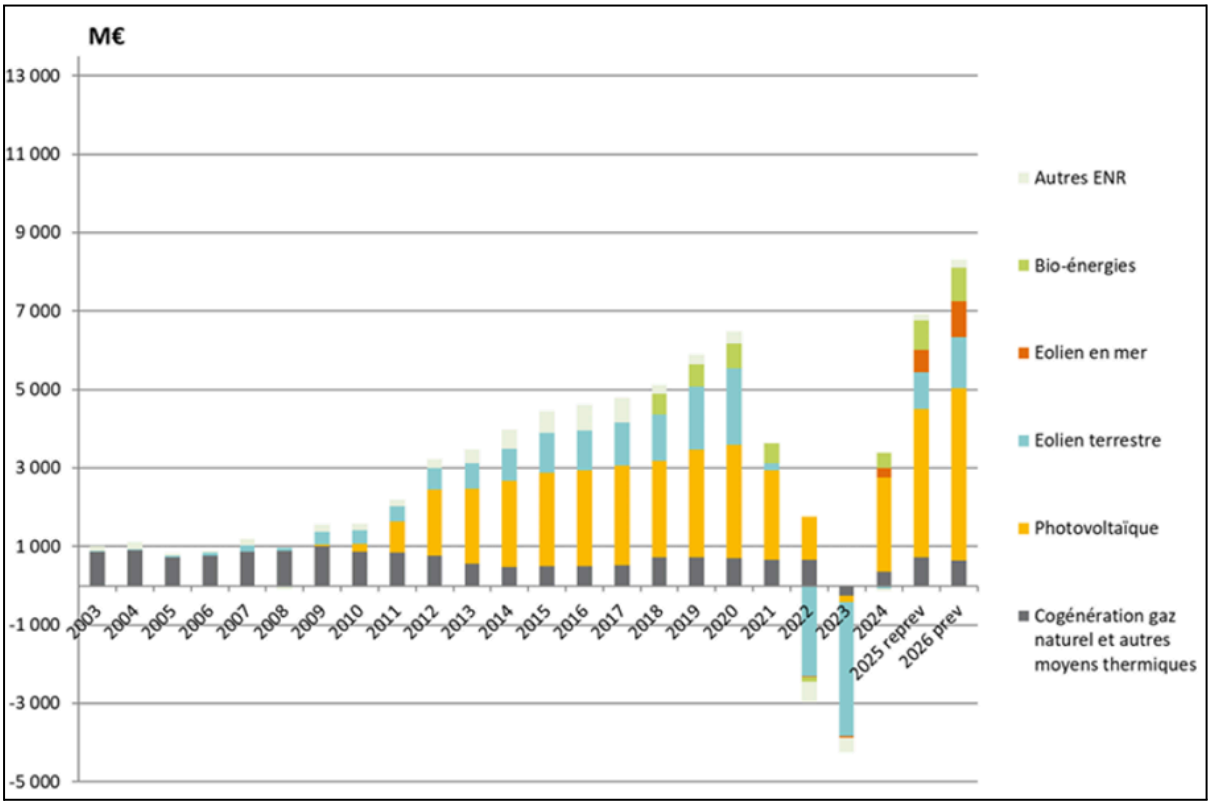


Figure 21 : Evolution des charges de service public (source CRE)

Une charge financière supplémentaire apparaît avec la compensation des écrêtements dus aux prix SPOT négatifs (cf. § 6).

9. CONCLUSION

Bien que les EnRi exploitent une énergie primaire renouvelable et gratuite et qui ne rejettent pas de CO_2 lors de leurs utilisations, elles seront toujours non pilotables. Il faut constater qu'elles imposent de fortes contraintes sur le réseau et le mix de production.

Les contraintes sur le réseau concernent leur raccordement, principalement sur le réseau de distribution. Également leur grande variabilité, non pilotable, entraine des excursions de la tension et de la fréquence du réseau qui doivent être compensées.

Les contraintes sur le mix de production imposent aux moyens de production pilotables de suivre les fortes variations des EnRi, soit en compensant les manques de production, soit en s'effaçant en cas de forte production. L'augmentation des parcs EnRi entraine une baisse des facteurs de charge des productions pilotables qu'il est nécessaire de conserver pour pallier les périodes de faibles productions, ce qui induit une augmentation du coût du système électrique.

Les moyens de production pilotables doivent non seulement suivre les variations de la consommation mais ils doivent en plus suivre la production des EnRi dont les variations sont plus rapides que celles de la consommation et parfois plus importantes lorsque la consommation est faible. Cela complexifie le système électrique et fragilise le réseau. Devra-t-on un jour inverser le paradigme de base du système électrique qui est : « la production suit la consommation »[20].

Ces différentes contraintes ne pourront qu'augmenter et fragiliser le réseau avec l'augmentation des parcs installés. Plusieurs études montrent qu'un mix de production 100 % renouvelable est irréaliste et qu'un maximum de l'ordre de 40 % en moyenne annuelle est la limite pour assurer un équilibre du réseau (il est possible d'aller un

[19] *Production d'électricité et de chaleur.*

[20] *L'Allemagne envisage de mettre en place une réglementation qui imposerait aux industriels de moduler leur consommation en fonction des productions intermittentes.*

plus loin temporairement dans des circonstances favorables pour le réseau, notamment quand il est très chargé et a beaucoup d'inertie). Ce taux de pénétration des EnRi ne pourrait être plus important que si on pouvait disposer d'un système de stockage inter-saisonnier efficace et économiquement viable.

La production d'électricité en France est déjà largement décarbonée grâce au nucléaire et à l'hydraulique, l'apport des EnRi est limité et il serait raisonnable de restreindre leurs développements.

Sur le plan financier, après avoir financé le développement des EnRi, et continuer à le faire alors qu'elles sont matures, il est paradoxal de devoir financer leurs écrêtements ! Les EnRi ont un coût qui n'est pas en rapport avec leur intérêt.

10. RÉFÉRENCES

[1] Article GAENA N° 58 « https://www.energethique.com/file/ARCEA/Articles/Article_58_Rejets_CO2_electricite.pdf

[2] https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/recherche?text=eolien

[3] https://www.eoliennesenmer.fr/

[4] https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/recherche?text=photovoltaique

[5] https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/conversion-et-transport-d-energie-42206210/electricite-intermittence-et-foisonnement-des-énergies-renouvelables-be 8586/

[6] https://www.institutmontaigne.org/expressions/decarbonation-corriger-le-systeme-des-garanties-dorigine-électriques

[7] Fiche se synthèse GAENA N° 21 Label « Certification d'électricité d'origine renouvelable, dite verte https://www.energethique.com/file/ARCEA/Fiches_synthese/Synthese_21_Certification_energie_verte.pdf

[8] Fiche argumentaire GAENA AA 04 « L'équilibre du réseau électrique » https://www.energethique.com/file/ARCEA/Argumentaire/Fiche_AA_04_Equilibre_reseau_electrique.pdf

[9] Fiche argumentaire GAENA AA 06 « L'énergie nucléaire et les énergies renouvelables sont-elles complémentaires ? » https://www.energethique.com/file/ARCEA/Argumentaire/Fiche_AA_06_Complementarite_renouvelable_nucleaire.pdf

11. GLOSSAIRE

- ACV : Analyse du Cycle de Vie
- CFD : *Contract For Difference*
- CSPE ; Contribution au Service Public de l'Electricité
- ELD : Établissement Local de Distribution
- ENEDIS : Energie Et Distribution, gestionnaire du réseau de distribution
- EnRi : Energies Renouvelables intermittentes
- ENTSO-E : *European Network of Transmission System of Operators for Electricity*
- RTE : Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité
- SDES : Service des Données et Études Statistiques, service rattaché au Commissariat général au développement durable (CGDD)
- SPOT : Prix du marché au comptant
- STEP : Station de Transfert d'Energie par Pompage
- TICPE : Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques