

Intermittence ? Du mythe à la réalité

François Poizat

Le présent document rend compte d'un suivi scrupuleux des résultats de la transition énergétique allemande, publiés sur www.energy-charts.de. Elle s'appuie sur une analyse fouillée donnant lieu à une liasse de quelque 60 folios sous Power Point (accessibles sur <https://www.pnc-france.org/wp-content/uploads/2024/07/240416-Intermythence-pour-Alumni-ind.-B-1.pptx>) auxquels la présente synthèse fait parfois [référence] par des renvois entre crochets.

« Intermythence » ou réalité ?

L'intermittence des énergies renouvelables que sont l'éolien et le solaire photovoltaïque est-elle un mythe, comme certains le prétendent [2] ou le sous-entendent trop souvent par leur silence (à l'instar des chaînes d'information publiques françaises) ?

De nombreuses publications scientifiques ont prouvé, au contraire, la réalité de l'intermittence desdites *Energies Renouvelables intermittentes* (EnRi), sous une forme, hélas, trop souvent hermétique aux lecteurs peu ou pas formés aux « sciences dures ». L'objet de la présente note est, précisément, de **parler à tous, car la variabilité des énergies éolienne et solaire, prétendument gratuites¹, influe fortement sur les prix supportés par tous les consommateurs en bout de chaîne, fussent-ils des clients domestiques ou professionnels**, clients maintenus dans une ignorance absolue du mode d'élaboration desdits prix (de gros et, plus encore, de détail).

1. Mais sur quoi s'appuyer ?

La plupart des études susdites s'appuient sur des scénarios anticipant un développement des EnRi pouvant aller jusqu'à satisfaire la totalité de nos besoins, le fameux « 100 % renouvelables » promis par les ONG anti-nucléaire et de nombreux politiciens. « *Les prévisions [étant] difficiles, surtout quand elles concernent l'avenir* », selon Pierre Dac, il est plus raisonnable de s'appuyer sur le passé récent en se référant à l'exemple concret offert par nos voisins, à la hauteur des ambitions officielles pour notre futur (2035 ou 2050).

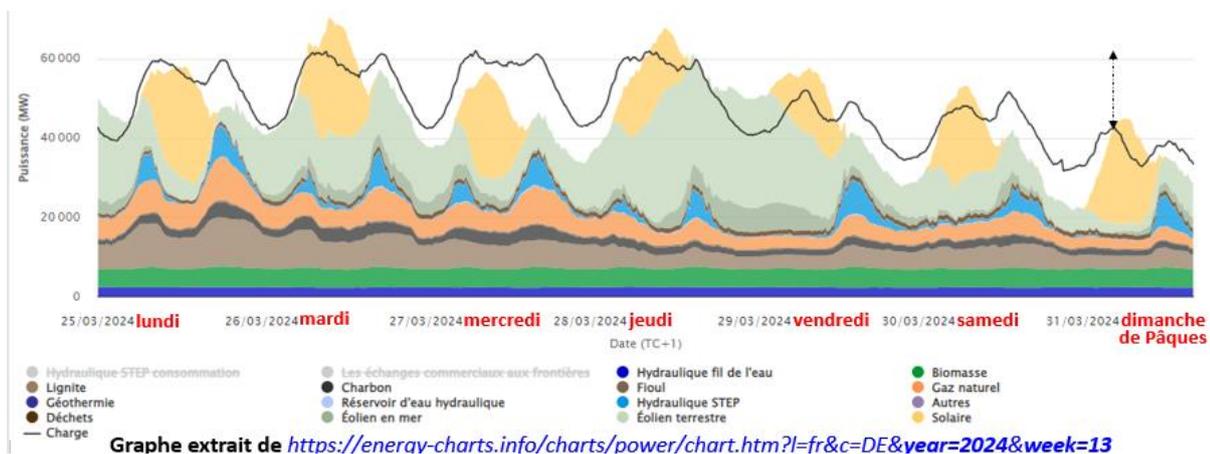
D'autant que « *l'exemplaire* » transition énergétique allemande bénéficie d'un site informatique engrangeant, quart d'heure par quart d'heure, toutes les données relatives à la production, l'achat et la consommation d'électricité outre-Rhin [5] (et même dans tous les pays de l'Union Européenne). L'organisme support de ce site est l'un des 76 Instituts dépendant du *Fraunhofer Gesellschaft* (un peu l'équivalent de notre *Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives*) : le *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme*, installé à Fribourg, dédié à l'énergie solaire et pleinement dévoué à l'*Energiewende*, qui ne peut être suspecté d'anti-écologisme.

De plus, ce site collecte depuis très longtemps les données énergétiques (2010) et financières (2006), les délivrant sous forme de graphes hebdomadaires avec, en abscisses, le temps (du lundi au dimanche) et, en ordonnées, à gauche, la puissance (en MW) produite par les différents moyens de production (ou la charge transitant sur les réseaux, donnant une idée de la consommation). Sur d'autres graphes (voir § 6 ci-après), on peut faire apparaître les prix de gros négociés à la Bourse EPEX (tant les *Day-Ahead Auctions*, enchères de la veille pour le lendemain, que les *Intraday Continuous*, prix spot en temps réel, du jour même).

De plus, la présentation peut être élargie au mois ou à l'année, ce qui est fondamental pour accéder aux volumes d'électricité (en MWh) produits ou consommés sur une période donnée et, partant, pour apprécier les divers facteurs de charge², indispensables pour juger de l'intérêt dudit moyen de production.

¹ Une ressource énergétique n'est gratuite, comme la pile Wonder, que si on ne s'en sert pas. Son coût réel, et donc son prix, dépendent du travail nécessaire pour l'extraire ou la capter. C'est pourquoi les « *énergies de flux* » (par essence renouvelables), souvent diffuses (vent ou soleil), sont souvent plus chères que les « *énergies de stock* » (non renouvelables), dont la densité énergétique peut varier considérablement (du bois à l'uranium, par exemple, en passant par le pétrole).

² Le facteur de charge reflète le rendement d'un moyen de production : c'est le ratio de l'énergie W (en MWh), effectivement fournie par celui-ci sur une période donnée, à celle qu'il aurait produit sur la même durée s'il avait fonctionné en permanence à sa puissance maximale (c-à-d. installée, en MW). Ainsi, pour une année (8.760 heures) : $f_c \text{ (en \%)} = \text{MWh} / (87,60 \times \text{MW})$

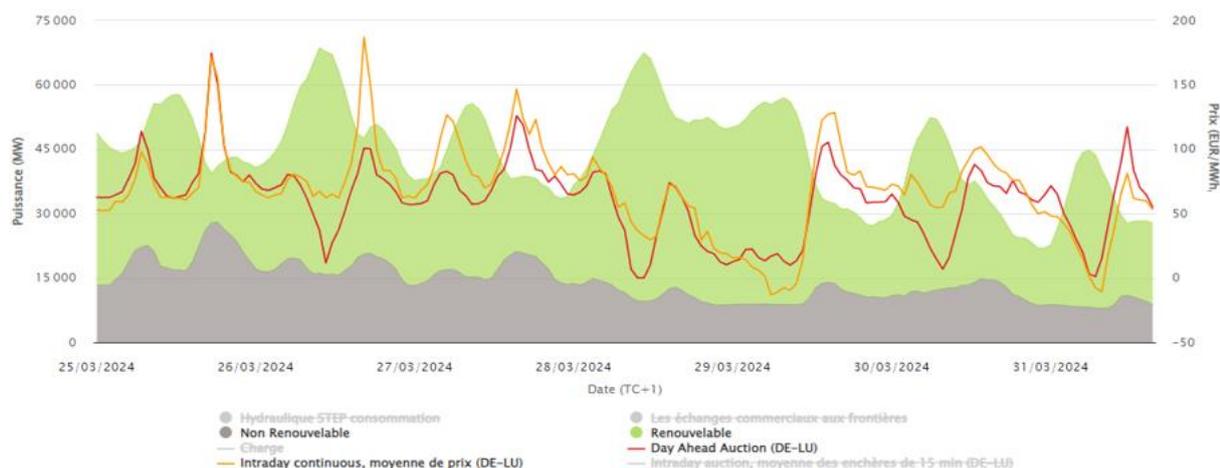


Cette présentation sur 7 jours visualise bien les variations de consommation (courbe noire), tant journalières (pics vespéraux, certes moins marqués qu'en France) que hebdomadaires (jours fériés vs ouvrés). Surtout, ce site (en allemand, anglais ou français³ ...) est remarquable de souplesse d'utilisation : on peut en extraire telle ou telle donnée, par exemple production solaire au milieu des autres moyens de production, voire la combiner à d'autres données bien choisies, ce qui facilite beaucoup l'analyse. De plus, une table de minima/maxima figure sous chaque diagramme (hebdomadaire, mensuel ou annuel)⁴.

Pour autant, le site n'est pas exempt de certains flous (par exemple, le distinguo entre « *production publique* » et « *production totale* » ?), voire de certains changements susceptibles de « mettre la poussière sous le tapis » : ainsi en est-il, sur les graphes « *Production électrique et prix d'échange (spot) de l'électricité en Allemagne* », de la répartition des différents modes de production en 3 catégories :

- Non Renouvelable (en gris),
- Nucléaire (en ... **rouge** !)
- Renouvelable (en **vert clair**), rassemblant EnR pilotables⁵ (biomasse, hydraulique de fil de l'eau, de lacs et STEP ...) et EnRi (éolien terrestre, offshore et, surtout, solaire).

Production électrique et prix d'échange (spot) de l'électricité en Allemagne pour semaine 13 2024



Difficile de ne pas suspecter le souci de masquer les brusques variations des EnRi, photovoltaïque surtout. Une explication serait la bienvenue, nous ne l'avons pas encore repérée ! De façon générale, les évolutions du site ne font l'objet d'aucun avertissement ou explication⁶. Pour autant, ces réserves ne nous paraissent pas susceptibles de compromettre notre analyse. **C'est donc sur cette base, transrhénane, que nous aborderons successivement la problématique de l'intermittence du vent, du soleil et de leur combinaison, concluant par son impact sur la stabilité du réseau et sur les prix (de gros).**

³ L'engagement de Fraunhofer ISE est sans ambiguïté : « *Bienvenu ! Avec ce site web, nous souhaitons contribuer à la transparence et à l'objectivation du débat sur la transformation du système énergétique* ».

⁴ De ce fait, la présentation Fraunhofer est nettement plus attrayante et souple que celle dispensée par RTE sur son site *Eco2mix* ...

⁵ Pilotable, c-à-d. obéissant à un ordre de l'exploitant. Pilotabilité et intermittence déterminent la productivité, choisie ou subie du moyen.

⁶ Ainsi en est-il des données de production « *corrigées énergétiquement* », parfois bien plus tard (cf. [3.6 bis] notamment) ...

2. Intermittence de l'éolien

2.1. Durant l'année 2023, l'éolien terrestre :

- a vu sa puissance installée passer de 58 à 61 GWe (c'est-à-dire précisément la capacité maximale du parc nucléaire français)
- et a produit **116,3 TWh** (année assez remarquable), correspondant à une puissance moyenne de $116,3/8.760 = 13,3$ GWe
- ce qui lui confère un **facteur de charge** de $13,3 / (58 + 61) \times 2 = 22,3 \%$, ce qui signifie que **le vent terrestre n'a été pleinement productif que l'équivalent d'un jour sur 4, voire sur 5 seulement.**

En ce qui concerne l'éolien offshore :

- sa puissance installée a stagné, de 8,2 à 8,46 GWe en fin d'année,
- sa production annuelle fut de **23,5 TWh**, correspondant à une puissance moyenne de 2,68 GWe
- lui donnant un **facteur de charge** de $2,68 / 8,33 = 32,2 \%$, de sorte que **le vent marin est plus productif, à hauteur d'un jour sur 3.**

Globalement, **terre et mer additionnés, l'éolien a produit 139,8 TWh, équivalant à une puissance moyenne de 15,96 GWe pour un facteur de charge moyen de 23,5 %.**

2.2. Mais on est loin d'une quasi-permanence, les fluctuations n'étant pas négligeables :

- ponctuellement, la puissance du vent (sur terre et mer) peut tomber de 44,7 GWe le 30 novembre, à 0,14 GWe le 26 juin [2.2]
- et, sur une semaine, la puissance moyenne a fluctué entre 35,9 et 2,6 GWe [2.3]. S'est-il agi d'une année exceptionnellement chahutée ? Le tableau [2.4] démontre une grande dispersion des résultats hebdomadaires (enregistrés de 2010 à 2023, sur la base des facteurs de charge, c'est-à-dire à puissance installée supposée identique d'une année à l'autre), dispersion variant d'un facteur 6 (en 2021) à 14 (en 2020), entre les semaines les plus et les moins productives.

2.3. Surtout, comme l'illustre le tableau récapitulatif [2.5], chaque année voit la production éolienne passer par un minimum de production, inférieur à 1%, la plus faible contribution apparaissant en 2014 (0,06 %), la moins mauvaise en 2019 (0,6 %) ! Ces sous-productions apparaissent plutôt en été mais on en trouve 2 en automne (2012 et 2015) et même 2 en hiver (2013 et 2018) ... **Ces « pannes de vent » sont donc systématiques et aléatoires ... Et, le 10 septembre 2023, le minimum éolien fut de 0,14 GWe, avec un f_c de 0,2 %** [2.6] ... Au passage [2.7], notons que, contrairement à ce qu'on aurait pu espérer, l'éolien marin ne supplée pas l'éolien terrestre et, du moins sur le territoire allemand, on ne trouve pas trace d'un bénéfique foisonnement.

2.4 Une chose très claire, néanmoins : **l'éolien, préférentiellement hivernal et automnal**, apparaît assez complémentaire du solaire photovoltaïque [2.8]. Moins rassurant, l'éolien offshore voit ses performances se dégrader au fil du temps ou, pour être plus précis, au fil du remplissage de l'espace marin, sous l'effet du sillage [2.10 et 2.11]. Ce qui obligera sans doute les promoteurs de ces projets à écarter leurs parcs ...

3. Intermittence du solaire photovoltaïque

3.1. Durant l'année 2023, le parc photovoltaïque allemand a crû de 15 GWe (quinze !), de 67,4 à 82,4 GWe, produisant seulement 59,5 TWh, ce qui équivaut à une puissance moyenne de 6,8 GWe correspondant à un **facteur de charge de 9, 1 % (comme si le soleil ne brillait pleinement qu'un jour sur 11 seulement).**

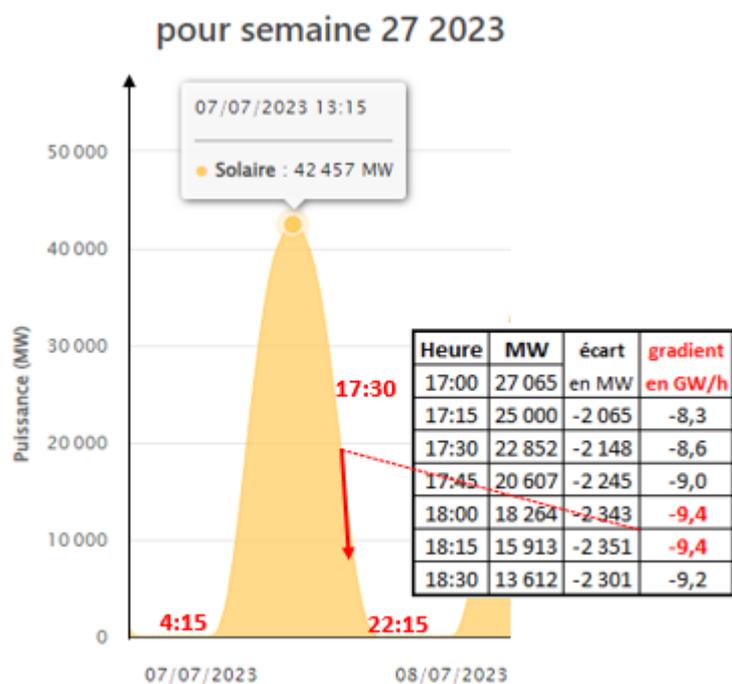
3.2. L'alternance jour/nuit n'est pas une surprise mais il faut en mesurer la portée : le pic solaire méridien, à 13:00⁷ (pour l'Allemagne), varie énormément du fait de la hauteur du soleil à son zénith, de 1,9 GWe le 25 janvier à 42,5 GWe le 7 juillet 2023⁸.

⁷ Notation anglo-saxonne figurant sur le site Fraunhofer, équivalant à nos « 13 h pile » !

⁸ Le 25/6/2024, le parc solaire total aurait produit 52.889 MWe, à 13 :00. Mais, l'actualisation de ce graphe datant du 4 juillet seulement, on peut être circonspect quant à ces « valeurs corrigées énergétiquement », traduisant une hausse considérable !

La production sur les 148 heures d'une semaine est plus révélatrice de l'ampleur des fluctuations photovoltaïques [3.4] : culminant à 2,54 TWh en semaine 22, la production dépasse à peine 0,11 TWh en semaine 48, équivalant à une puissance moyenne de 0,67 GWe, pas même 1% de la puissance alors installée. **Rien d'étonnant dans tout cela** [3.5] ...

3.3. Ce qui l'est plus, mais rarement souligné, c'est **l'ampleur des gradients que provoque le cycle solaire** : le 7 juillet



2023 [3.6], le soleil a mobilisé ses premiers électrons à 4 :15, culminant à hauteur de 42,5 GWe à 13:15, et se couchant à 22:15. L'équilibrage du réseau imposant de réduire la puissance des autres moyens de productions sur les 9 premières heures du jour (« *fastoche !* »), il faut les remettre en service dans l'après-midi, à un rythme pouvant atteindre 10 GWe par heure (aïe !).

Il ne s'agissait pas là d'un épisode isolé, loin s'en faut. De 2010 à 2023 incluse [3.7] les baisse de puissance solaire intervenant entre 17:00 et 18:00 (pour faire simple), le jour de plus grand ensoleillement de l'année en cours sont en hausse constante, en valeur absolue, bien sûr, en raison de l'accroissement continu du parc installé, mais de façon quasi **proportionnelle à la puissance de celui-ci (en GWe), le ratio avoisinant les 15%**. Il en est évidemment de même du pic solaire annuel, toujours aux alentours de 13:00, mais dont la date d'occurrence peut varier d'avril à juillet, en fonction de la couverture nuageuse. **On pointe à une préoccupation majeure.**

4. Intermittence des EnRi, soleil et vent combinés

La contribution effective de ces énergies renouvelables **fatales** est éminemment variable comme le montre le tableau ci-après recensant les maxima et minima enregistrés au cours de chacune de ces 5 dernières années :

Puissance maximale				Puissance minimale				Facteur de distorsion
Date	MWe	MW _{inst.}	% *	Date	MWe	MW _{inst.}	% *	
05/02/24	68 966	153 800	44,8	21/03/24	1 223,0	155 300	0,79 **	57
20/02/23	62 701	134 900	46,5	10/09/23	550,0	145 500	0,38	123
11/05/22	61 199	126 900	48,2	16/08/22	800,8	129 100	0,62	78
12/03/21	60 865	117 700	51,7	26/06/21	305,4	119 700	0,26	0,4% 203
26/08/20	61 550	113 300	54,3	17/06/20	592,3	112 300	0,53	103
23/04/19	56 509	105 400	53,6	02/08/19	490,5	106 900	0,46	117

* Part (en %) de la puissance installée (en fin de mois précédent)

** Résultats très provisoires ...

Ainsi, chaque année, l'apport des EnRi aux réseaux allemands (mais aussi européens ...) a oscillé entre la moitié (en gros) de leur capacité théorique et moins de 1% de celle-ci, perturbant le service essentiel qu'est la production de l'électricité.

5. Conséquences sur la stabilité du système électrique

On sait (ou on devrait savoir ...) que les gestionnaires de réseaux électriques ⁹ ont pour préoccupation majeure le maintien de la fréquence de 50 Hz requise pour le bon fonctionnement des appareils alimentés. Pour ce faire, l'exigence primordiale est de garantir **en permanence, une production d'électricité égale à la consommation de tous leurs clients** (industriels et domestiques).

Aussi, lorsque la production des énergies fatales que sont l'éolien et le solaire photovoltaïque devient insuffisante, faut-il se rabattre sur les énergies dites pilotables :

- hydraulique (au fil de l'eau ¹⁰, à partir de retenues d'altitude ou de STEP ¹¹),
- biomasse (certes renouvelables mais non dépourvues de carbone),
- nucléaire (quand on en dispose ...),
- et, surtout, centrales thermiques à base de combustibles fossiles (l'Allemagne brûlant prioritairement son lignite domestique avant les charbon, fuel et gaz qu'elle doit importer).

Mais, les réseaux européens étant interconnectés pour permettre les échanges d'électricité en fonction des opportunités commerciales et contraintes respectives, il faut aussi tenir compte des importations (en cas de déficit de production) ou exportations (en cas d'excédent).

On trouvera en fin de document une présentation synoptique de ce subtil équilibrage entre énergies intermittentes, pilotables et im(ex)portations, pour l'emblématique semaine que fut celle de l'Ascension 2024 :

- la courbe noire, représentative de la consommation, est nettement au-dessus de la contribution du vent et du soleil, les 3 premiers jours de la semaine,
- l'Allemagne a dû activer fortement ses centrales thermiques, lignite (marron) et gaz (orange) (marginale charbon (noir)), et hydrauliques (STEP, bleu), la biomasse (vert) et le fil de l'eau (bleu) ne participant (presque) jamais à la modulation.
- Ces apports ne suffisant pas, il lui a fallu importer quasi continuellement de ses voisins, jusqu'à 15 GWe dont presque 5 GWe depuis la France à certains moments.

Ces enregistrements illustrent les tensions affectant le réseau allemand : chaque jour ouvré, le prix de gros (courbe rouge sur le graphe du haut, représentatif du *Day Ahead Auction* _ enchère de la veille pour le lendemain _ s'envole :

- d'une part au lever du jour (et particulièrement en début de semaine), du fait de la reprise de l'activité industrielle provoquant une hausse de la consommation (ce qui n'a rien de surprenant);
- d'autre part en fin d'après-midi : ce phénomène correspond, particulièrement par beau temps, à la **nécessité de compenser l'effacement de la production solaire, au rythme imposé par les gradients** évoqués en 3.3. : il est évidemment beaucoup plus difficile de remettre en route un lourd moyen de production industriel (soumis notamment à des contraintes thermo-mécaniques) que de l'arrêter (graphe Fraunhofer surchargé avec d'explicites flèches bleues). Et là est bien le risque ...

6. Détérioration du marché de l'électricité

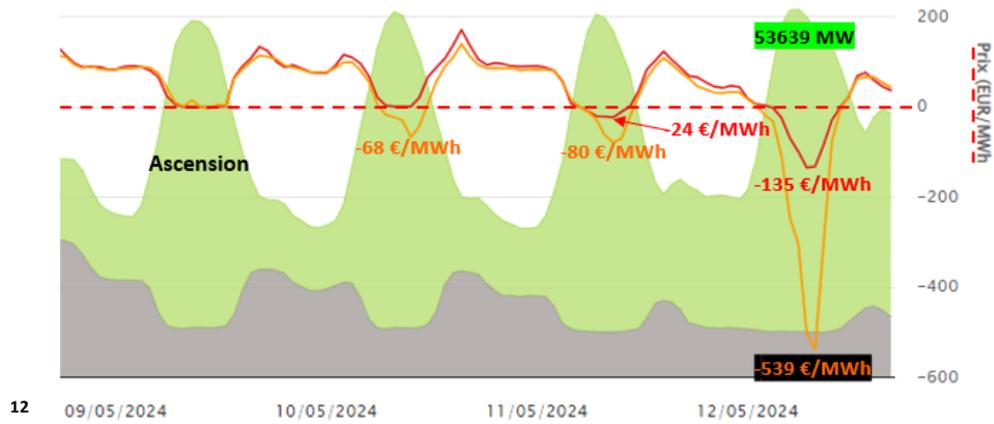
Considérons les 4 derniers jours de la semaine 19, jours fériés du « *pont de l'Ascension* », qui bénéficièrent d'un temps ensoleillé et de pics de production intermittente au-delà de 45 GWe : le résultat en a été, en milieu de chaque journée, un effondrement du prix de gros jusqu'à une valeur nulle, voire négative : encore ne s'agit-il là que du DAA (*Day Ahead Auction*, de la veille pour le lendemain) :

⁹ Contrairement à la France, dotée du seul RTE, l'Allemagne comporte 4 Gestionnaires de Réseau de Transport : Amprion, Tennet, TransnetBW et 50Hertz, filiales des 4 « majors » historiques E.On, EnBW, PreussenElektra et RWE.

¹⁰ Fil de l'eau qui n'est que partiellement *pilotable* ; disons plutôt : *modulable*.

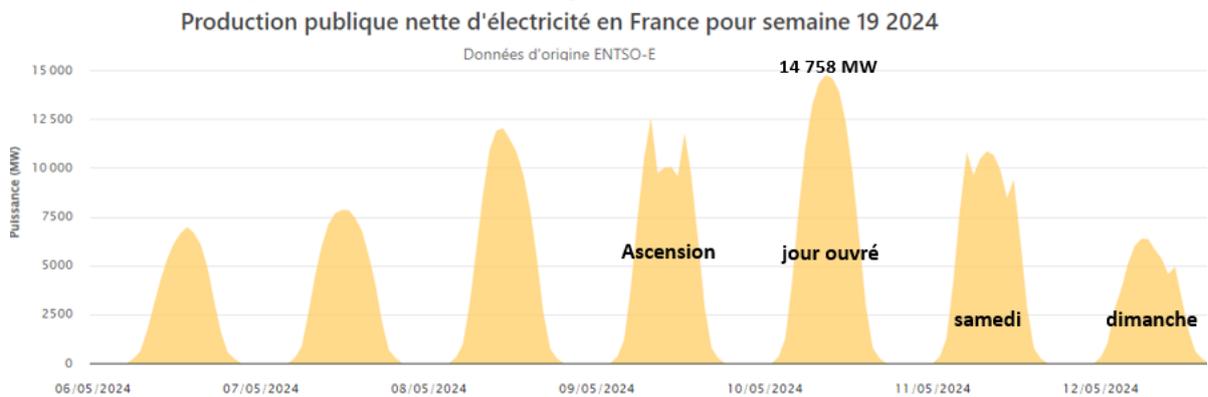
¹¹ *Stations de Transfert d'Énergie par Pompage* qui ont, comme les barrages, l'éminent avantage d'offrir des capacités de stockage.

Des prix de marché libres mais passablement faussés :



L'annulation de ce DAA, les 9 et 10 mai, avant son plongeon des samedi et dimanche suivants, s'explique :

- un prix négatif (notion agréée par la bourse EPEX depuis 2009) traduit une « *vente rémunérée* » (oxymore économique !) par un producteur d'électricité pilotable à un « *acheteur* » (qui en profitera pour chauffer serres, piscines ou « *p'tits oiseaux* », comportement fort peu écologique). C'est une forme de consommation fictive permettant au dispatcheur d'équilibrer son réseau et au « *vendeur* » de maintenir son moyen de production au minimum technique lui permettant de redémarrer dès la reprise d'activité, classiquement en début de semaine. Il faut noter que ce type de négoce vaut aussi pour le marché infra-journalier (*Intraday* de la courbe orange) mais en temps réel, il est plus difficilement régulable et donne donc lieu à de plus brutales excursions (-539 €/MWh !).
- une autre manipulation consiste à rémunérer le producteur d'électricité renouvelable (« *éoliste* » ou « *soliste* ») pour qu'il ne produise pas pendant les heures de prix négatifs, sur la base de la puissance nominale de son installation affectée d'un facteur de charge maximal¹³. Cette pratique s'apparente à un écrêtement de la production, visible sur la figure suivante, relative à la France (hormis le vendredi 10 mai) :

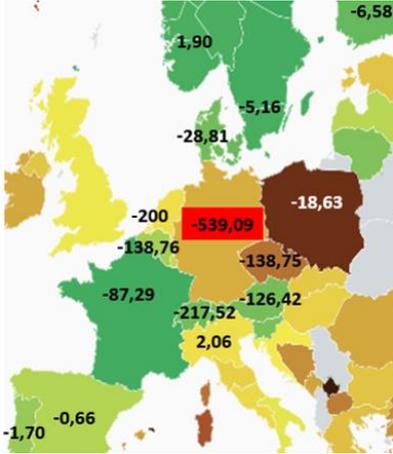


Ces dispositions, mises en œuvre depuis un ou deux ans, tant en Allemagne qu'en France, n'ont pas fait l'objet de la moindre publicité (qu'il s'agisse des gestionnaires de réseau ou des régulateurs, comme notre RTE ou notre Commission de Régulation de l'Énergie) ... Difficile donc d'en dire plus si ce n'est qu'il s'agit d'un implicite mais **manifeste aveu d'échec**.

¹² Auparavant, Fraunhofer affichait ces prix *Intraday* (le plus haut, le plus bas et la moyenne) en temps réel dans la journée concernée. Cet affichage n'a plus lieu qu'a posteriori, sans doute pour éviter le risque de panurgisme ...

¹³ On parle de 70% pour l'éolien offshore et 35% pour le terrestre !

7. Et pour la France ?



Tous ces constats concernent l'Allemagne mais ils donnent matière à réflexion ne serait-ce que parce que l'interconnexion des réseaux européens propage les effets délétères des surproductions allemandes sur ses voisins, sauf quand ceux-ci mettent en œuvre des dispositifs protecteurs, à l'instar des transformateurs-déphaseurs tchèques et polonais, ou refusent de lui être raccordés (cas récent de la Suède)¹⁴.

De surcroît, il nous faudrait en méditer les enseignements dès lors que nous cultivons l'ambition d'imiter la « transition énergétique » de ce pays, par un accroissement considérable de notre production d'électricités solaire et éolienne. En plus des subventions dont elles bénéficient, la priorité d'accès au réseau¹⁵ accordée à ces EnRi aura évidemment pour effet de dégrader la rentabilité des moyens pilotables auxquels elles se substitueront, mais là n'est pas le plus grave. Car deux remarques s'imposent concernant notre aptitude à gérer l'inconvénient majeur que constitue

l'ampleur des gradients de puissance dus au photovoltaïque :

- au-delà des classiques contraintes mécaniques affectant les circuits des chaudières que sont les centrales électriques, le stop-and-go d'un réacteur nucléaire pose d'autres problèmes (notamment l'empoisonnement momentané de son cœur par les effets Xénon et Samarium) même si, en France, sa manœuvrabilité a été grandement améliorée par le pilotage en « mode gris ».
- Du fait de sa latitude, la France bénéficie d'un ensoleillement bien supérieur à celui de l'Allemagne, qui se traduit concrètement dans la productivité de son parc photovoltaïque comme le montrent les relevés ci-après :
 - la capacité de notre parc a évolué de 14,64 GWe (fin 2022) à 17,42 GWe (fin 2023 ; niveau presque 5 fois moindre que celui de notre voisin). Il a produit 21,5 TWh, ce qui lui confère un **facteur de charge de 13,4 %, bien supérieur au 9,1 % allemand**.
 - Le pic solaire français a atteint, le 10 mai 2024, 14.758 MW, soit **84% de sa capacité nominale** (alors que, en Allemagne, les 46.970 MW atteints le 14 mai le situent à seulement 57 %).

Ayant d'ores et déjà des pics solaires ~ 50% plus élevés qu'au-delà du Rhin (à puissance installée équivalente), **nous subissons forcément des gradients encore plus raides que nos voisins ...**

La conclusion s'impose donc : en finir au plus vite avec le développement irresponsable du solaire photovoltaïque, à la place duquel il serait bien plus pertinent de développer le solaire thermique utilisable pour produire l'eau chaude sanitaire, avec tous ses avantages (stockage intégré, innocuité sur la stabilité du réseau, moindres investissements requis de la part d'ENEDIS, mais aussi relocalisation des fabrications, balance des paiements, non recours à des métaux rares ...).

Faute de quoi, nous risquons tout simplement de passer **du mythe de l'intermittence au spectre du black-out**.¹⁶

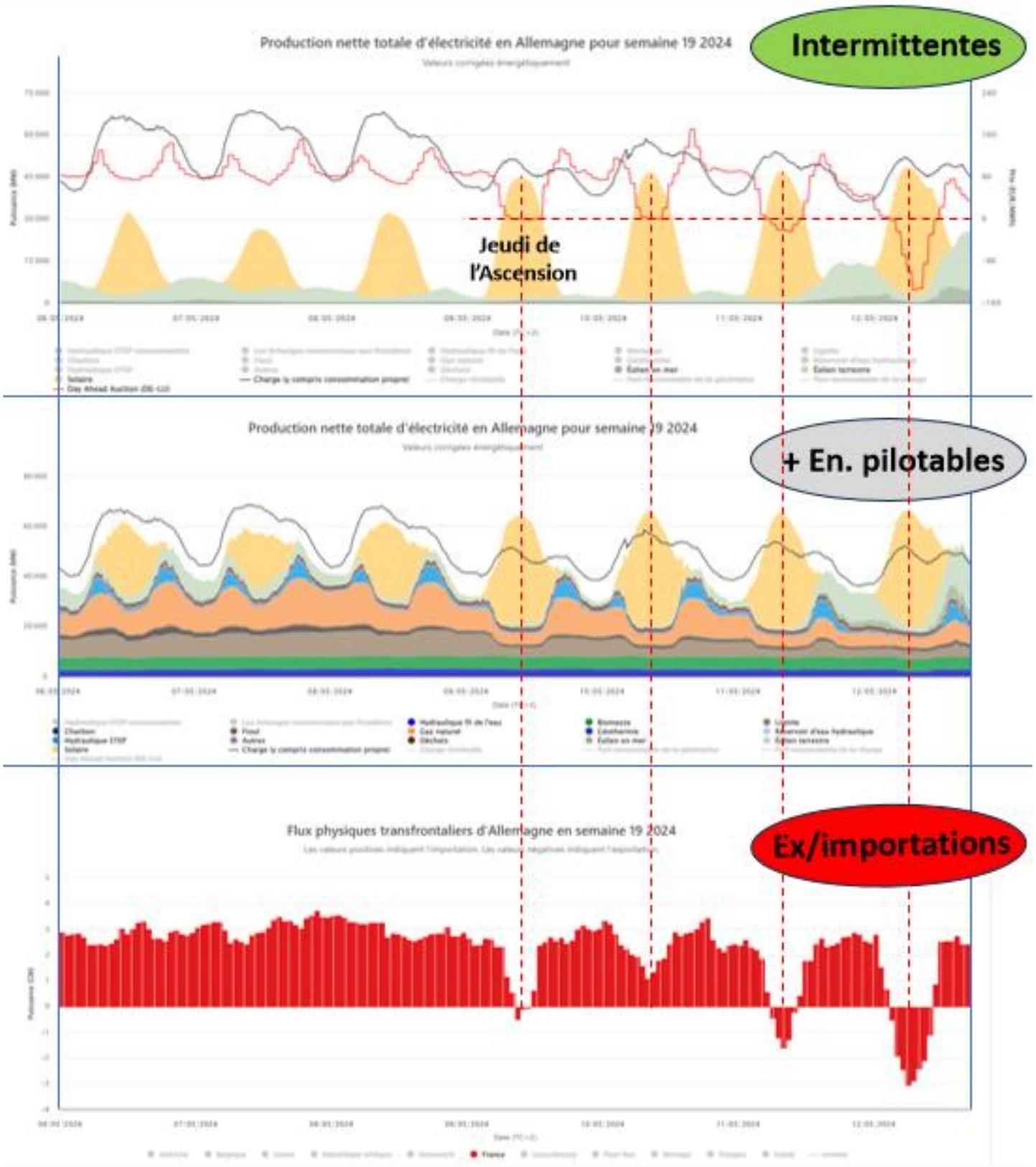
¹⁴ La carte ici insérée collecte les creux de DAA enregistrés le 12/5/2024 en Europe, à l'exception de l'Allemagne pour laquelle nous avons porté l'*Intraday* (son DAA n'étant « que » de -135 €/MWh). Empruntée à <https://app.electricitymaps.com/map>, elle différencie, par ses couleurs suggestives, les empreintes carbone du moment.

¹⁵ Cette priorité est fondée non seulement « *de jure* », par voie réglementaire, mais aussi « *de facto* », le « *merit order* » favorisant évidemment les productions à coût marginal nul (sans entretien ni pilotage).

¹⁶ Mais ce sont précisément nos voisins qui nous gratifient, le 4 novembre 2006, du dernier black-out en Europe, suite à une incompréhension entre les deux gestionnaires RWE et E.On, doublée d'une levée de vent non anticipée !

Annexe synoptique

Montage de plusieurs graphes, ce qui en explique le manque de netteté. D'où notre invitation à aller sur www.energy-charts.de en s'inspirant de nos conseils [1.3] à [1.6].



- Le graphe supérieur montre la concomitance des pics solaires et des **prix nuls ou négatifs**.
- Le graphe médian illustre la sollicitation des moyens pilotables (en sus des biomasse et fil de l'eau qui fonctionnent en base), notamment du lignite (marron), du gaz (orange) et des STEP (bleu-roi).
- Le graphe inférieur (dont, par souci de lisibilité, nous n'avons retenu que ce qui concerne la France, d'ailleurs premier contributeur) prouve que l'Allemagne est désormais régulièrement importatrice (jusqu'à 12 GWe) lors des pointes de consommation matutinales et vespérales.