

Retour sur le blackout ibérique - La « *faute-au-voltaïque* » ?

PNC-France a publié le 15 juin 2026 sur son site un article très didactique de Georges Sapy (publié initialement sur le site de « Sauvons le climat ») intitulé : « **Black-out espagnol : analyse du rapport de l'ENTSO-E** ». Cet article (<https://www.pnc-france.org/blackout-iberique-politique-energetique-sans-nuances/>) couvrait les nombreuses faiblesses des réseaux ibériques lors du blackout :

- Perte de la maîtrise de tension.
- Manque de machines synchrones.
- Impact du dysfonctionnement d'un onduleur sur les oscillations de fréquence et de tension.
- Écarts trop faibles entre les tensions maximales du réseau et celles des déconnexions de sécurité des moyens de production
- Insuffisance d'inductances shunt connectées, ...

L'article démontre la complexité d'un réseau reposant majoritairement sur des productions intermittentes, comme celles de l'éolien et du solaire, et permet de comprendre l'importance des technologies et des investissements à développer pour compenser l'intermittence si des moyens de production pilotables robustes ne sont pas conservés. La conclusion était « *les valeurs d'inertie élaborées par l'ENTSO-E montrent que la marge de sécurité dans ce domaine était très réduite le jour du black-out* ».

Que s'est-il passé depuis ? Les deux pays concernés en ont-ils tiré les conséquences ?

L'article ci-après de François POIZAT, « **La *faute-au-voltaïque*** » aborde le sujet de manière plus globale en examinant les productions de l'Espagne (et du Portugal) depuis le blackout, et en les comparant aux situations des années antérieures : comme suggéré par l'article de Georges Sapy, l'Espagne a clairement fait évoluer la gestion de son mix en renforçant le rôle de son parc pilotable (nucléaire, gaz et hydraulique essentiellement) .

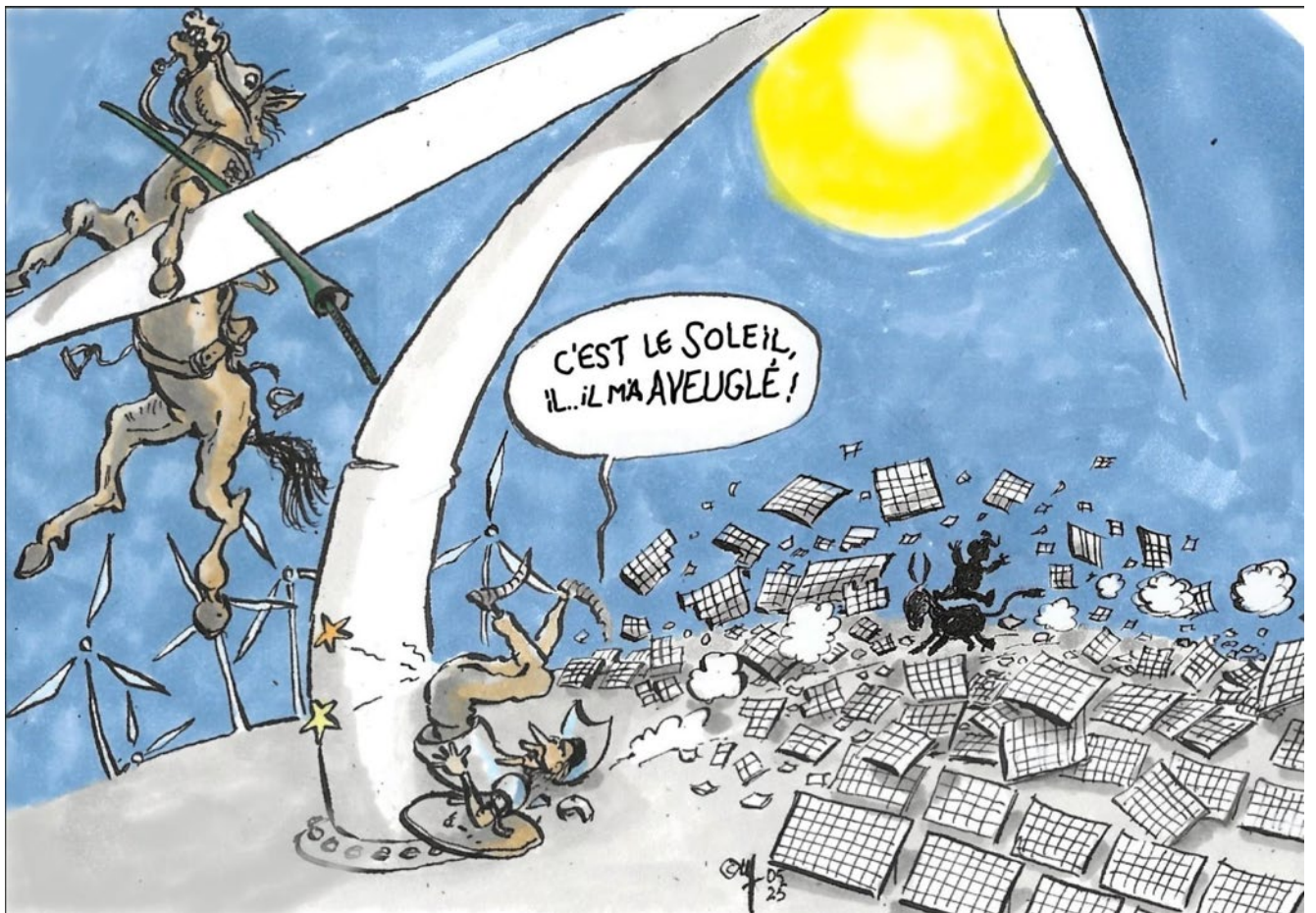
Plus globalement, l'analyse des facteurs de charge des productions solaires dans 11 pays de l'ouest européen **montre la fragilité des péninsules** (y compris l'Italie) et de mix reposant encore beaucoup sur les énergies fossiles quand le politique s'immisce dans la gestion des réseaux dans l'objectif de développer l'intermittence à tout-va, sans reconnaissance de la difficulté technique qui en résulte.

La situation semble meilleure dans les 8 autres pays analysés de l'Ouest européen, car ils sont mieux interconnectés, mais elle est cependant inquiétante : si des pays qui développent des capacités déraisonnables de solaire comme l'Allemagne peuvent encore s'en tirer sans trop dégrader leurs facteurs de charge, c'est aux dépens de leur voisins qui sont envahis, comme la France, par leurs surproductions. Et lors de pénuries de productions solaires ces mêmes pays s'alimentent chez leurs voisins mieux armés en moyens pilotables.

Il en résulte bien sûr une forte instabilité du marché européen de l'électricité, avec des épisodes de prix nuls ou négatifs en milieu de journée qui se développent d'années en années, ou une envolée des coûts de l'électricité sur le marché à court terme hors périodes d'ensoleillement ou par temps calme pour l'éolien.

Mais une majorité des pays européens, dont la France, poursuivent un développement sans contrôle de leurs capacités solaires (et éoliennes aussi, bien sûr). Le risque de surproductions en milieu de journée va devenir systémique, sans que la Commission Européenne, à la manœuvre, n'ait pensé à établir des règles claires en matière de responsabilité des États-membres sur l'équilibre de leurs mix nationaux.

L'ouest européen, gavé de solaire, va devenir lui-même une péninsule et un blackout européen devient de plus en plus probable, sauf action forte des États-membres soucieux de préserver la résilience de leurs réseaux face aux dérives de pays qui bénéficient d'un appui irréfléchi de la Commission européenne !



Dessin Nicolas Waeckel

La « faute-au-voltaïque » ?

François Poizat

28 avril 2025 : ce jour-là, la péninsule ibérique connut un effondrement de son réseau électrique, ressenti jusqu'en France, et responsable de quelque 147 décès, selon les relevés statistiques espagnols (recensés pour la seule Espagne).

Ce black-out a immédiatement donné lieu à des accusations croisées entre autorités gouvernementales et entreprises du secteur électrique de la péninsule. Mais l'explication officielle, confiée à l'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), a été, très tardivement, distillée en deux temps :

- D'abord un « *rapport factuel complet* », publié le 3 octobre 2025 (annonçant un « *rapport final* » pour le premier trimestre 2026). Le centre de réflexion Ember¹, repris notamment par Hespul², en conclut que la panne généralisée « *n'a pas été causée par une dépendance excessive aux énergies renouvelables, mais par une série d'événements en cascade aggravés par plusieurs défaillances dans le système* » : **CQFD ?**
- Le « *final report* » au sujet de ce « *Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025* » est, de fait, sorti le 20 mars 2026, en 472 pages issues des travaux de 49 experts représentant les gestionnaires de réseau (dont notre RTE) et les régulateurs (dont notre CRE) européens. Document illisible si ce n'est rebutant ...

Comme le titrait « *Le Monde* » du 23 mars 2026, « **le rapport final des experts européens met en avant une combinaison de multiples facteurs** », précisant toutefois que « *le rapport évoque une première oscillation survenue dans une installation d'énergie renouvelable [laquelle et de quel type ?] située entre les localités de Carmona et d'Almaraz en Andalousie. Celle-ci a provoqué une première surtension, aggravée par une absorption insuffisante d'énergie de la part des centrales conventionnelles et par la déconnexion d'autres unités de production électrique, contribuant à l'augmentation de la tension sur le réseau* ».

En clair, la cause de cet « *apagón* », blackout en bon français, réside dans la conjonction de nombreuses défaillances : honni soit qui mal y penserait car, comme l'écrivit RTE dans sa « *Foire aux questions* » du 25 mars 2026, « *les conclusions de l'expert panel confirment sans ambiguïté que l'incident n'est pas une conséquence de la proportion d'énergies renouvelables dans le mix de production espagnol au moment du black-out* » (question n°23). « **Circulez, rien à voir avec les énergies renouvelables intermittentes** », en somme ... Pourtant, l'ENTSO-E fait bel et bien état d'une surproduction solaire dans le **tiers sud-ouest de l'Espagne** :

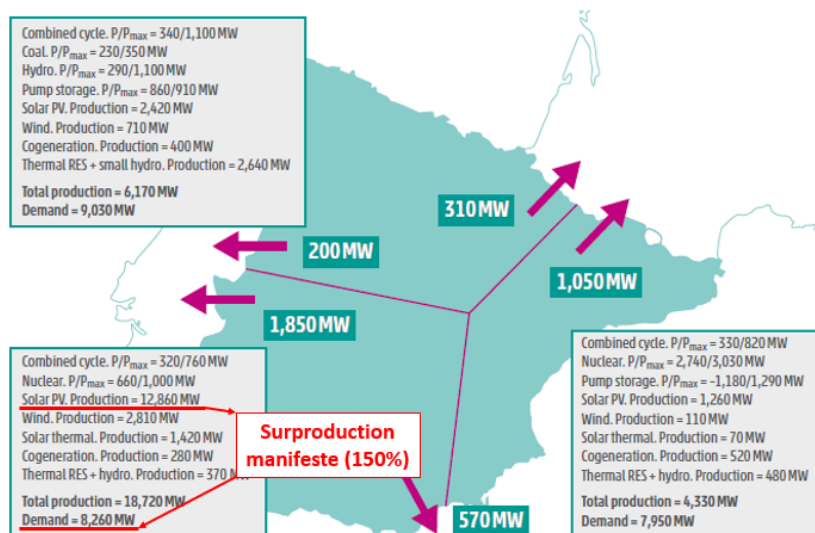


Figure 1-4: Geographical distribution of the generation and consumption in Spain at 12:32 ... **soit 1 minute avant l'apagón !**

¹ AMBER : « think tank that aims to accelerate the clean energy transition with data and policy ».

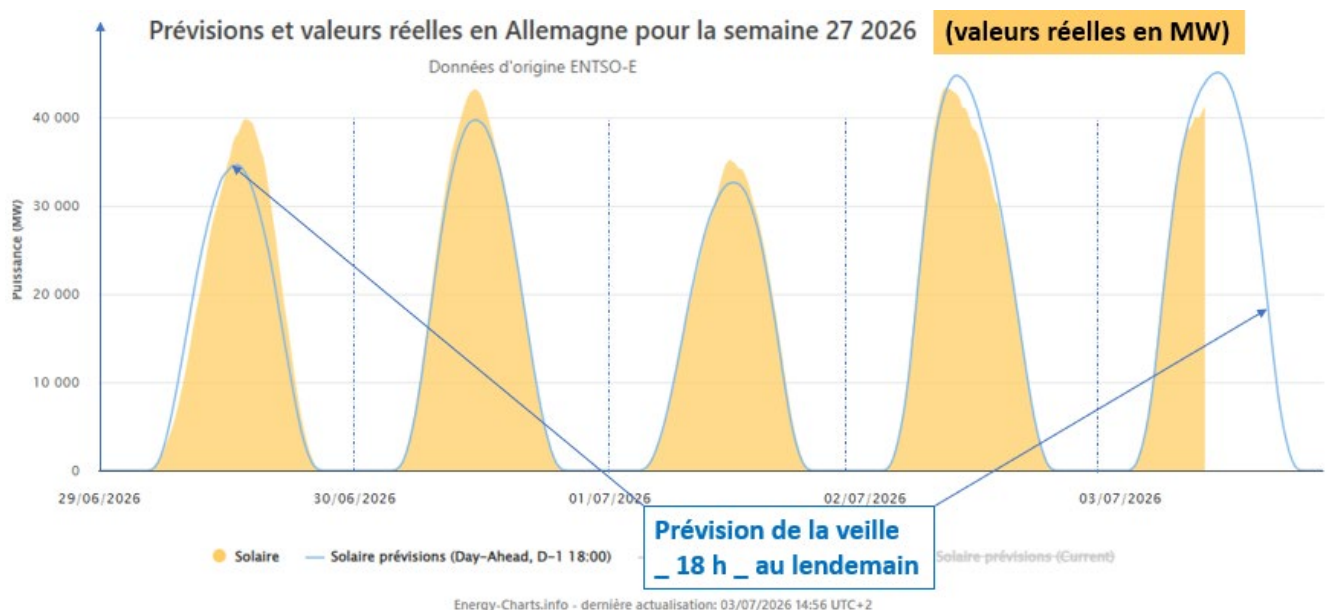
² HESPUL : association de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, soutien du programme NEGAWATT.

Cette région du Sud-Ouest, Estrémadure et Andalousie, produisait donc, 1 minute avant le black-out, 12.860 MW de solaire photovoltaïque, représentant les 2/3 d'une production totale de 18.720 MW et 50% de plus que la demande de ladite région (8.260 MW). Nul besoin d'avoir fait Polytechnique pour réaliser qu'une telle surpuissance ne pouvait qu'induire de fortes surtensions sur les lignes du secteur et conduire au déclenchement de l'une ou l'autre des énormes centrales solaires de la région (par exemple les 590 MW de *Francisco Pizarro* ou les 500 MW de *Nunez de Balboa*, exploités par Iberdrola, en Estrémadure précisément).

Un aveu espagnol tacite

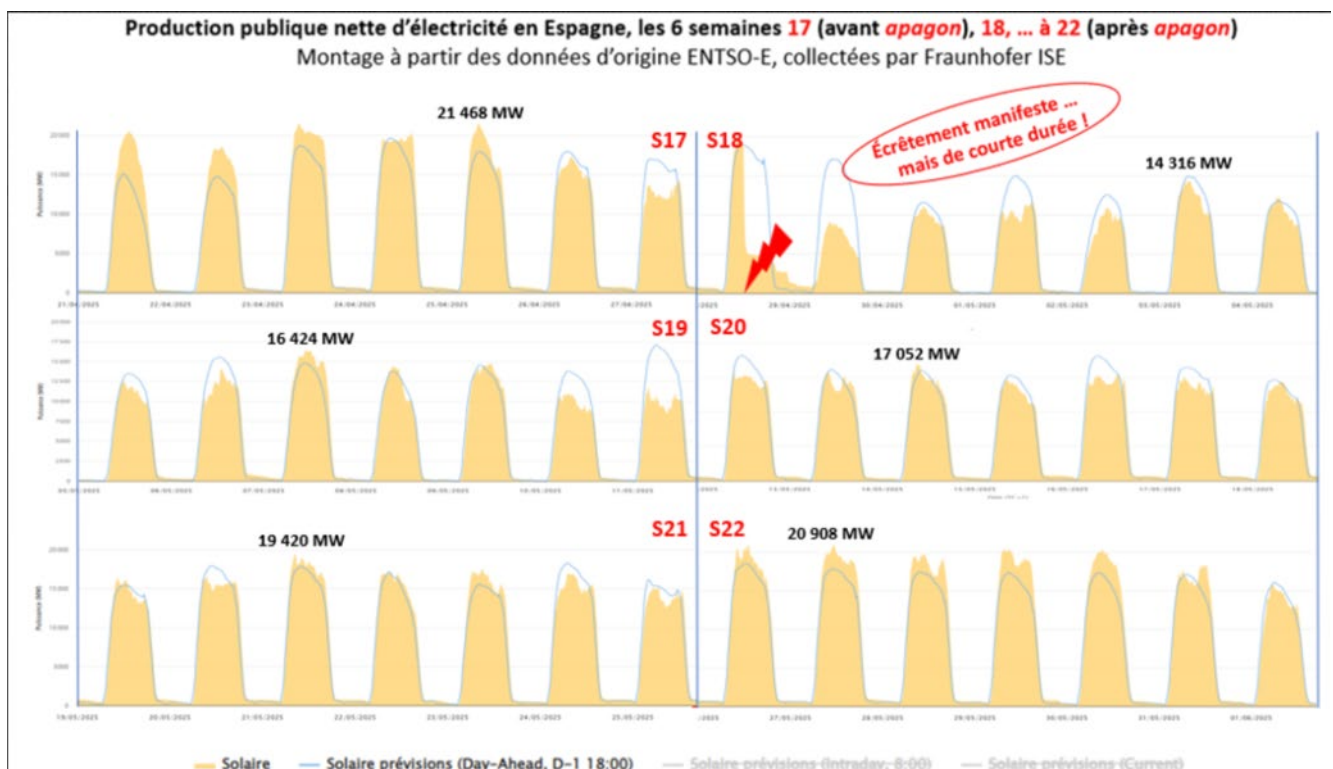
Le *Fraunhofer Gesellschaft* qui est, en quelque sorte, l'équivalent du CEA-EA français, dispose de 74 instituts et centres de recherche. Celui de Fribourg-en-Brisgau est voué à l'*Energiewende*, plus précisément à l'énergie solaire comme l'indique son nom : *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme-ISE*. A ce titre, son site www.energy-charts.de diffuse, en temps réel (avec traduction en français), toutes informations utiles sur tous les systèmes électriques européens, à partir des données collectées par l'ENTSO-E, sous forme de graphes très didactiques et adaptables (en occultant par exemple les données sans intérêt pour l'analyse). Dubitatifs quant à l'explication « officielle », nous nous sommes tournés vers ce site pour glaner quelques éléments complémentaires. La consultation régulière de ce site nous a ainsi permis de mettre en évidence la manifeste évolution de la gestion du réseau espagnol, suite au black-out du 28 avril. La comparaison des situations en Allemagne et en Espagne est instructive de ce point de vue ;

- **En Allemagne** le graphe « *Prévisions et valeurs réelles* », en cours de semaine 27 de 2026 est, de ce point de vue riche d'enseignements (tant pour le solaire que pour l'éolien terrestre ou offshore, d'ailleurs) : en l'occurrence, cette figure montre une production sans écrêtement et illustre, en particulier, ce que nous avons soulevé à plusieurs reprises, à savoir que l'Allemagne a très peu d'appétence pour l'écrêtement de sa production solaire, même quand elle est très excédentaire, laissant le soin à ses nombreux voisins de gérer ses propres surproductions.



Une seconde figure, pour l'Allemagne également, expose clairement lors de la semaine 27 de 2026 l'importance des capacités pilotables (essentiellement lignite, charbon, gaz et hydraulique stockée), en plus des déversements des surproductions chez les voisins, pour équilibrer le réseau allemand. Noter qu'en cette semaine la puissance crête du solaire était presque égale à la consommation, ce qui explique clairement les épisodes de prix négatifs dans une Europe qui s'étend sur seulement trois fuseaux horaires.

S'agissant de l'Espagne, le graphe ci-dessous, correspondant aux semaines suivant l'apagón du 28 avril, nous a paru révélateur d'une inflexion significative des producteurs et gestionnaires de réseaux : après un écrêtement manifeste de la production photovoltaïque, durant le reste de la semaine 18, le plein emploi des générateurs photons péninsulaires a repris le dessus, la semaine 22 conduisant à un pic solaire du même ordre que ceux de la semaine 17 (on notera, sur ces 6 graphes hebdomadaires, que chaque week-end (6^{ème} et 7^{ème} jours, à droite) donne lieu à de plus forts écrêtements que pour les jours ouvrés : ceci traduit simplement la nécessaire adaptation de la production à la demande.



Cependant, il est assez vite apparu, en fin d'année 2025 (c'est-à-dire après parution du tout premier rapport « *factuel* » de l'ENTSO-E), un infléchissement du « rendement » du parc photovoltaïque espagnol. Encore fallait-il objectiver cette tendance : pour ce faire, nous avons surveillé ledit rendement, approché au travers du **facteur de charge F_c** calculé comme suit : il s'agit, pour une période donnée, de comparer l'énergie électrique effectivement produite (exprimée en TWh ou GWh) à celle que, théoriquement, le parc solaire en service aurait produite à partir de la pleine puissance alors installée (en moyenne sur la période) C'est ainsi que :

- pour une année entière (non bissextile) : $F_c (\%) = 100 \cdot TWh / 4,38 / (P_{n-1} + P_n)$ (facteur 4,392 pour 2020 et 2024 !)
- pour les mois de 31 jours : $F_{c1} = GWh / 7,44 / P_{n-1}$ (aux incertitudes près liées à la connaissance de la puissance installée en début de mois, ce qui n'est notre cas que pour ... l'Allemagne).

S'agissant de notre étude, nous nous polarisons sur l'évolution récente desdits facteurs de charge mensuels F_c mensuels, pendant les 5 premiers mois de 2026, comparativement à ce qu'ils étaient les mêmes mois des 6 années précédentes, de 2020 à 2025, dont la moyenne figure dans colonne de droite. Le ratio F_c de 2026, rapporté à sa moyenne de 2020 à 2025 traduit l'érosion ou la stabilité dudit rendement.

Une telle approche de l'évolution du facteur de charge en Allemagne en 2026, par rapport aux années antérieures, montre clairement que celui-ci peut fortement évoluer d'un mois (ou même d'une année) sur l'autre : c'est ainsi que son F_c évolue entre moins de 2 % (cases **jaunies**) en janvier 2021 et près de 19 % (en **rouge**) en avril 2020. Tout en stagnant, sur l'année, autour de 10 %, à peine. Le ratio R à droite (F_c de 2026, rapporté à sa moyenne de 2020 à 2025), révèle une relative stabilité dudit rendement dans le cas allemand.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
Facteurs de charge (F _c en %) photovoltaïques, en Allemagne de 2020 à 2026													
Années	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Moyennes de 2020 à 2025				
P _{inst} (GW) *	46,26	50,94	56,28	62,92	76,90	92,41	107,40						
TWh/an		45,0	44,2	53,1	52,9	57,8	68,0						
F _c (%) **		10,57	9,41	10,17	8,64	7,79	7,77		9,06				
GWh/janvier		1 072,0	661,6	1 153,9	844,4	1 388,5	1 546,5	1 599,8					
F _{c1} (%) ***		3,11	1,75	2,76	1,80	2,43	2,25	2,00	2,35		R ₁ = 85%		
GWh/février		1 671,0	1 936,0	2 468,0	2 238,0	2 161,0	2 907,0	2 546,8					
F _{c2} (%) ****		5,19	5,66	6,53	5,29	4,04	4,68	3,53	5,23		R ₂ = 67%		
GWh/mars		4 045,7	3 987,2	5 320,7	3 584,2	4 603,2	6 520,1	7 362,5					
F _{c3} (%) ***		11,75	10,52	12,71	7,66	8,05	9,48	9,21	10,03		R ₃ = 92%		
GWh/avril		6 300,1	5 312,8	5 692,2	5 317,6	6 288,4	8 525,2	9 691,7					
F _{c4} (%) *****		18,92	14,49	14,05	11,74	11,36	12,81	12,53	13,89		R ₄ = 90%		
GWh/mai		5 158,4	5 768,6	7 277,1	7 687,9	8 077,3	9 769,9	10 895,6					
F _{c5} (%) *****		14,99	15,22	17,38	16,42	14,12	14,21	13,64	15,39		R ₄ = 89%		
GWh 5 mois		18 247	17 666	21 912	19 672	22 518	29 269	32 096					
F _{c5mois} (%)		10,88	9,57	10,74	8,63	8,08	8,74	8,25	9,44		R _{5mois} = 87%		

En est-il de même dans 11 pays d'Europe de l'Ouest interconnectés en alternatif, autour de l'Allemagne, pays leader en Europe de l'équipement solaire (excluant, de ce fait, le Royaume-Uni). Les résultats en sont consignés dans le tableau ci-après :

Approche des écrêtements solaires européens

R : rapport (en %) du facteur de charge 2026 à sa moyenne de 2020 à 2025

	Cf. f° *	P_{inst} (GW) fin 2025	Population Mhab **	kW/hab	R1 Janvier	R2 Février	R3 Mars	R4 Avril	R5 Mai	R 5 mois
Allemagne	DE	107,4	83,6	1,28	85	67	92	90	89	88
Autriche	AT	9,2	9,8	0,94	225	72	117	116	134	124
Belgique	BE	11,68	11,9	0,98	104	83	103	98	84	93
Danemark	DK	3,73	6,0	0,62	73	71	128	115	131	111
Espagne	ES	41,43	49,1	0,84	66	54	79	73	67	68
France	FR	28,25	68,6	0,41	80	75	98	93	90	90
Italie	IT	5,33	58,9	0,09	66	73	68	70	72	70
Norvège	NO	seulement 0,04 GW depuis 2025 !								
Pays-Bas	NL	29,28	18,0	1,63	Données de production non diffusées					
Pologne	PL	20,75	36,5	0,57	126	94	106	106	85	104
Portugal	PT	3,24	10,7	0,30	57	55	68	79	78	70
Rép. Tchèque	CZ	5,33	10,9	0,49	76	63	85	95	95	88
Suède	SE	3,2 GW en 2023, 5 GW en 2024 ...								
Suisse	CH	9,67	10,9	0,89	141	92	103	105	106	106

** sauf pour la Suisse (2024)

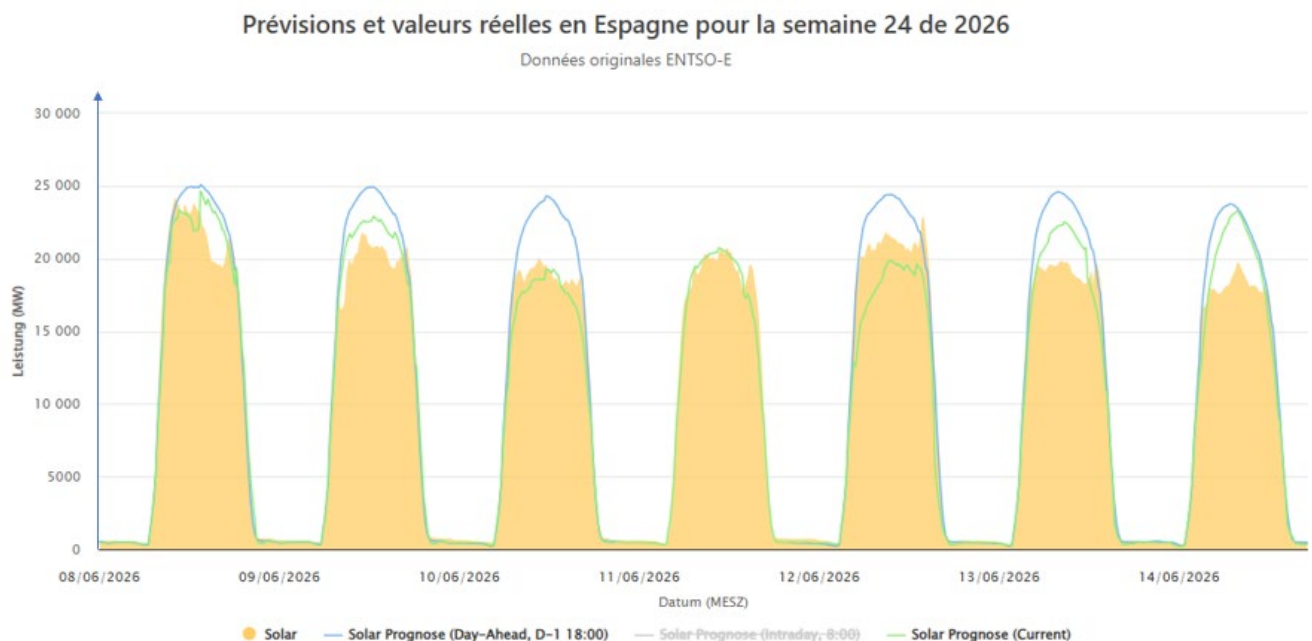
NB : les F_c mensuels des 11 pays étudiés sont légèrement surestimés en méconnaissance des puissances précises installées mois par mois (Fraunhofer ne donnant la puissance installée chaque mois que pour l'Allemagne !). Mais c'est conservatif.

Mais là n'est pas le plus important : la synthèse des résultats montre clairement (en dépit d'effets de bord résultant de politiques de développement PV trop récentes) que **tous les pays voisins ont à peu près conservé leur facteur de charge solaire (au fluctuations climatique près bien sûr), à l'exception, remarquable, de 3 pays dont les résultats sont surlignés en jaune, à savoir :**

- l'**Espagne**, qui réduit son rendement d'environ 30% (32 % selon notre calcul)
- le **Portugal**, dans les mêmes proportions ...
- et ... l'Italie (seul pays se trouvant dans la même position péninsulaire que les 2 précédents).

Ce qui prouve que **nos voisins ibériques ont réduit drastiquement (d'environ 30%) leur production solaire, depuis fin 2025 (Espagne) et janvier 2026 (Portugal) : ne s'agit-il pas là d'un aveu tardif, tacite mais explicite d'une politique antérieure de gestion de leur mix inconséquente, avec un solaire de plus en plus dominant et prioritaire³ ? Le blackout n'était-il pas « La faute au photovoltaïque » ?**

Une analyse exhaustive montre que ces deux pays ont rétabli un recours raisonnable à leurs moyens pilotables, en accentuant l'effacement des surproductions photovoltaïque, alors que sous la pression de leurs gouvernements respectifs, ces derniers avaient été bridés pour donner une totale priorité à l'éolien et au solaire. Or c'est ce que la Commission européenne (avec le commissaire à l'énergie et la Vice-présidente à la transition propre) veut imposer désormais à toute l'Europe, sans prise en compte des réalités technologiques. **Le graphe ci-après, qui montre une production solaire clairement écrêtée, illustre parfaitement l'obligation pour l'Espagne de réduire désormais sa production solaire.**



Une analyse exhaustive montre que les deux pays ibériques ont rétabli un recours raisonnable à leurs moyens pilotables alors que, sous la pression des gouvernements, ces derniers avaient été bridés pour donner une totale priorité à l'éolien et au solaire, ce que la Commissaire à l'énergie européen voudrait imposer à toute l'Europe, sans prise en compte des réalités technologiques.

³ Le site **PVmagazine.fr** n'avait-il pas déjà écrit, sous la plume d'une certaine **Pilar Sanchez Molina**, le **24 avril 2025**, qu'en Espagne « le solaire [avait, 3 jours plus tôt,] établi un nouveau record, générant 20120 MW de puissance instantanée et couvrant 78,6 % de la demande et 61,5% du mix du réseau » ? Surprise : le lien URL correspondant a promptement disparu : **comme c'est dommage ...**

A contrario, la figure ci-dessous montre la production et la consommation de l'Allemagne en ce début juillet 2026 : une puissance injectée par le solaire de 57,2 GW le 20, supérieure à l'appel de puissance national, soit 54,6 GW, qui n'est pas écrêtée malgré une surproduction massive. L'Allemagne exporte au milieu de la journée une puissance de près de 20 GW : au reste de l'Europe de s'adapter à l'inconséquence allemande ! Avons-nous entendu le commissaire européen à l'énergie s'inquiéter ?

.....