

Des prix d'électricité négatifs en Allemagne ?

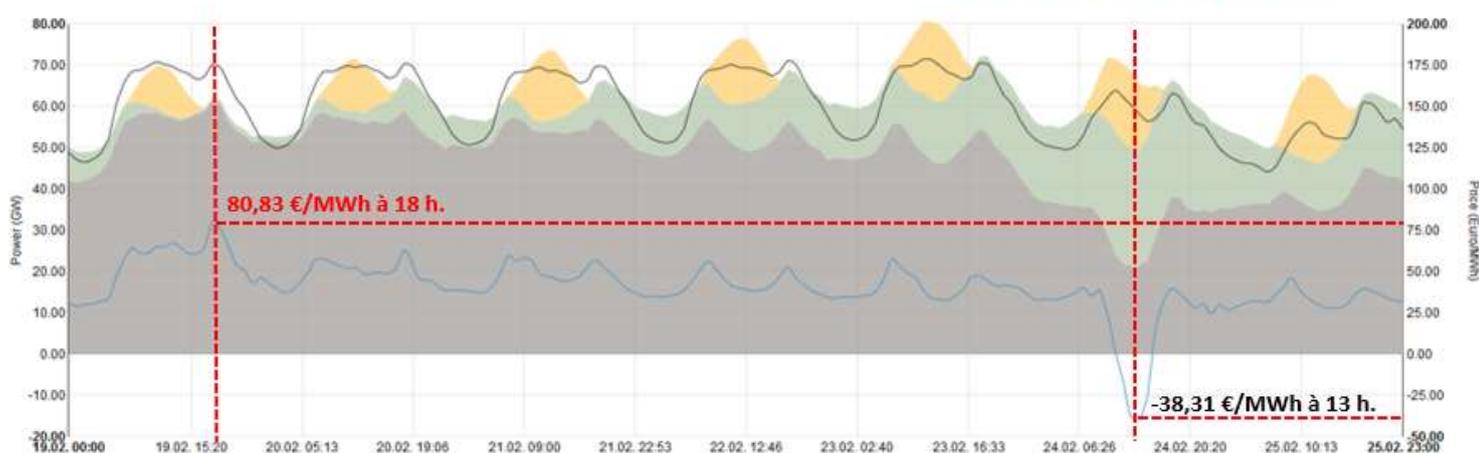
Avertissements :

Nul besoin de connaissance des mécanismes boursiers, non plus que des lois de Kirchhoff, pour entrer en contact, ici, avec ces « *objets financiers non identifiés* » !

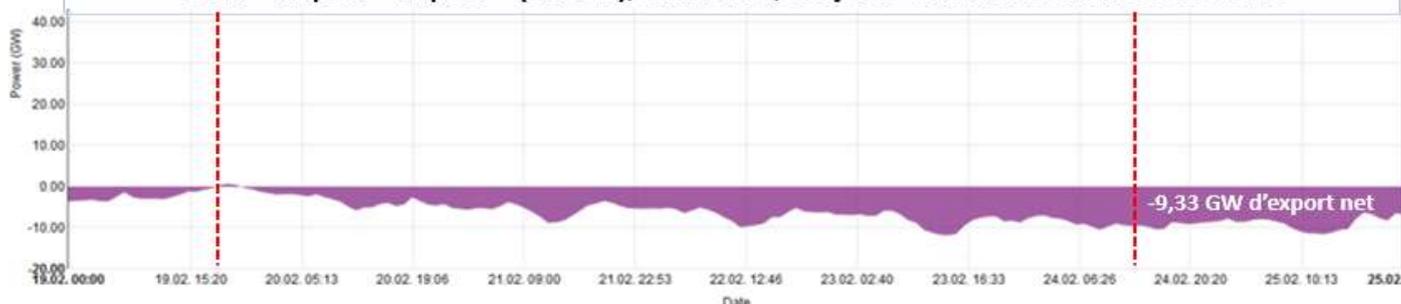
Les prix de gros de l'électricité sont négociés à la bourse EPEX-SPOT de Paris sur le marché *Day-Ahead* (c'est-à-dire pour le lendemain) et sur le marché intra-journalier. Le courant est vendu aux enchères en tranches « une heure » sur le marché *Day-Ahead* tandis que sur le marché intra-journalier, il est vendu en continu dans des tranches de ¼ h, ½ h et 1 h., à condition qu'un acheteur accepte le prix offert par le vendeur.

Nous avons ciblé notre étude sur ces prix Spot car le site de « *Fraunhofer ISE* », sur lequel elle s'appuie, ne délivre pas les données « *Day-Ahead Auctions* ».

Productions solaire, éolienne et conventionnelle (en GW) et prix spot horaire (en €/MWh)



Bilan « Import – Export » (en GW), simultané, toujours durant la semaine 8 de 2018



Datasource: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX, EPEX
Last update: 03 Mar 2018 23:08

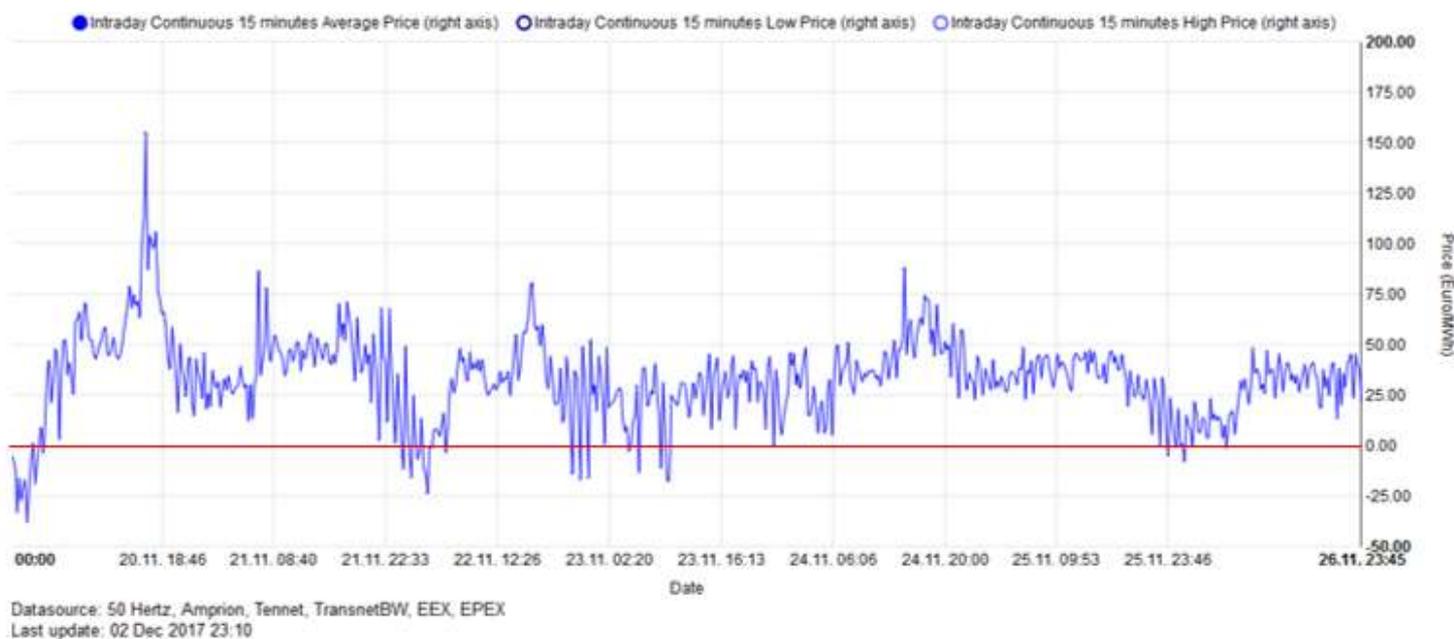
Plan :

1. Des prix négatifs ???
2. Est-ce une nouveauté ?
3. Une semaine récente, fort instructive (cf. graphe ci-avant, réagencé ¹)
4. Mais comment un prix négatif est-il possible ?
5. Combien de prix/quarter négatifs, tout au long de cette année 2017 ?
6. Quelle durée, pour ces prix négatifs ?
7. Tentatives d'explication du mécanisme de formation de prix de gros négatifs
8. L'excès de production pèse-t-il sur l'export ?
9. Y a-t-il propagation des prix négatifs sur les pays voisins ?
10. Certains voisins en viennent à se barricader ...
11. Qu'en conclure ?

¹ Le bilan « Import-Export » est, sur cette page de garde, dissocié des productions d'outre-Rhin, contrairement à la présentation privilégiée par Fraunhofer ISE, reprise telle quelle en tête de notre § 3 (avec sa note de bas de page, n°6).

1. Des prix négatifs ???

Le graphe ci-après, extrait du site <https://www.energy-charts.de> géré par Fraunhofer ISE, un « Institut für Solare Energie-systeme »², représente l'évolution, au cours de la semaine du 20 au 26 novembre 2017, du **prix de gros de l'électricité allemande, moyenné sur le quart d'heure**³. Cet indice est fourni par le « marché Spot » EPEX (« European Power Exchange [...] résultat de la fusion des activités électriques spot des bourses de l'énergie Pownext SA pour la France et EEX AG pour l'Allemagne ») ; **la variable ici illustrée, "Intraday Continuous 15 minutes Average Price", évolua entre – 38 € et + 155 €/MWh, en moins de 14 heures**, le 20 novembre 2017. Au cours de cette semaine, EPEX enregistra 4 jours avec des épisodes négatifs.



Les autres paramètres délivrés sur ce site (productions par filières et enchères) sont masqués, pour plus de lisibilité (mais nous y reviendrons) ; nous avons seulement rougi l'axe des abscisses car, au-delà de la prévisible et manifeste variabilité de ce prix, il nous paraît important d'éclaircir pourquoi celui-ci peut devenir négatif.

2. Est-ce une nouveauté ?

Ce n'est pas nouveau, comme le démontre la liste ci-après, qui ne prétend pas à l'exhaustivité :

- dès **Noël 2009**, selon un transparent de l'atelier SLC sur les STEP daté du 25/03/2013.
- en septembre 2012, le « Comité d'Analyse Stratégique » en appui au Premier Ministre en fait état, mentionnant des précédents à raison, en Allemagne de « **17 jours en 2010, 15 jours en 2011 et 6 jours au premier trimestre 2012. Le phénomène s'est récemment étendu à la France : 5 jours en 2011 et 2 jours pour début 2012** ».
- le **Dimanche 16 juin 2013**, comme le rapportent *Les Echos* et *Libération*, des 18 et 19/6/2013.
- le **Dimanche 16 mars 2014**, selon *Enerpresse* du 18/3/2014.
- le **22 avril 2015** (cf. *Enerpresse* du 12/05/2015).
- le **Dimanche 8 mai 2016**, tel que rapporté par Hartmut Lauer (conférence du 18/10/2017).
- le **Dimanche de Noël 2016**, s'agissant de prix *day-ahead*, c'est-à-dire pour une livraison le lendemain (cf. *Enerpresse* du 28/12/2016).

On le voit (cf. copie des références classées dans un ordre chronologique, en **annexe B**), le phénomène est récurrent, et presque toujours avec les mêmes occurrences dominicales.

² Institut fribourgeois dédié au solaire « *ambition[ant], au travers des données disponibles sur son site [en allemand ou en anglais] de susciter des discussions transparentes et objectives sur tous les facteurs relatifs à la transition énergétique allemande* ». De fait, il est extrêmement riche, même si nous avons relevé des imperfections (cf. **annexes I et J**, et note de bas de page n° 17), lesquelles n'excluent pas des questions sur la fiabilité du site *Eco2mix* de RTE (cf. **annexe D**). Pour faciliter l'accès à ce site (en langue allemande ou anglaise), nous avons adjoint un bref **guide de navigation** en **annexe L**.

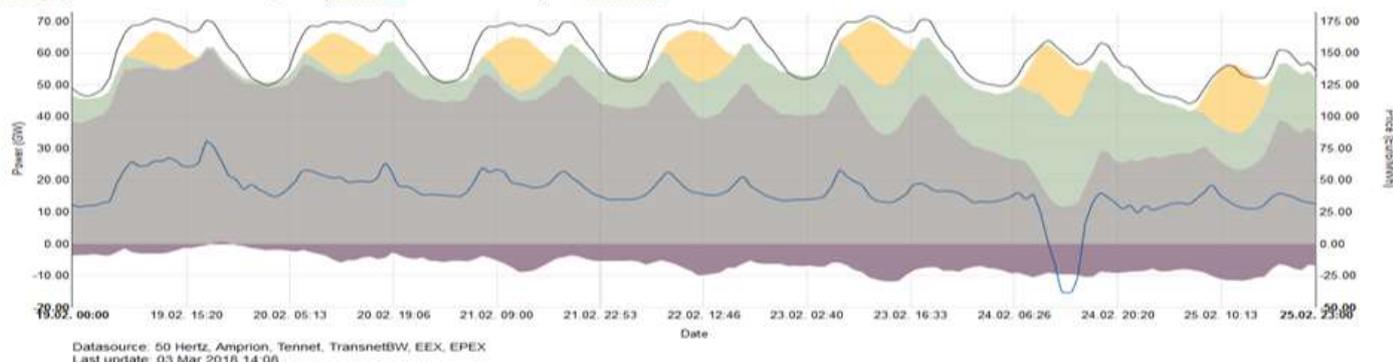
³ Ce marché infra-journalier (dit « *intraday* ») à base de « *contrats quart d'heure* » a été conçu, comme dit EPEX SPOT, pour « *faciliter la négociation de sources intermittentes et permettre de gérer les variations infra-horaires de production et consommation* » (cf. **Annexe A**).

3. Une semaine récente, fort instructive

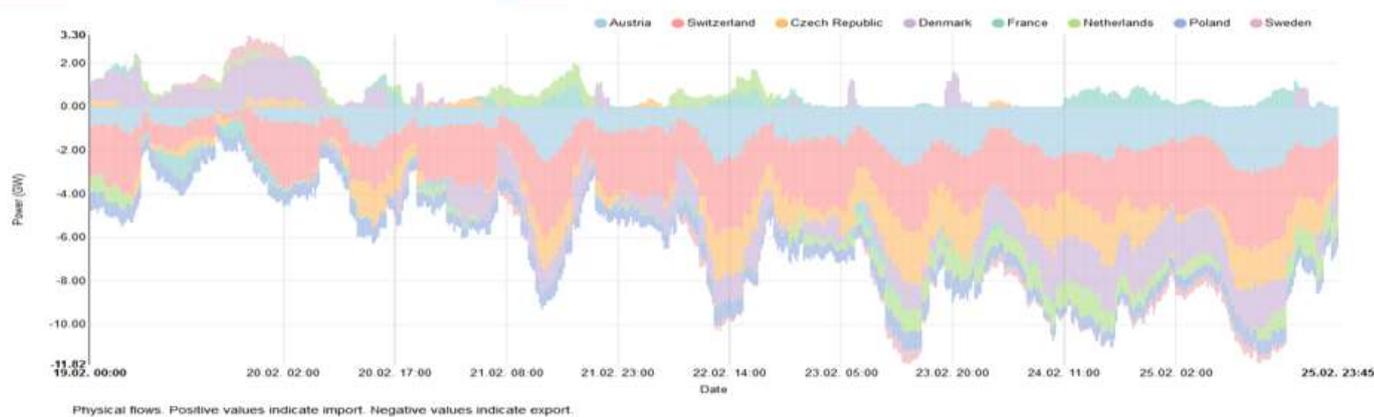
Jetons d'abord un regard à la semaine 8, du 19 au 25 février 2018, car elle nous paraît bien illustrer les grandes tendances, qui se dégagent de notre analyse détaillée de l'année 2017 ⁴.

Les deux volets ci-dessous permettent d'accéder aux puissances délivrées par les divers modes de production, au prix de gros (ici à la maille horaire) du marché spot et à l'import/export (au quart d'heure) de l'Allemagne.

Electricity production and spot prices in Germany in week 8 2018



Electricity import and export of Germany in week 8 2018



Ces diagrammes (disponibles depuis décembre 2014, premier mois « updated » au 18/10/2015) permettent d'accéder aux données suivantes (lisibles sur l'axe des ordonnées de gauche), de haut en bas :

- « Load » : charge du réseau (en GW) (donnée dont nous ne connaissons pas l'élaboration ⁵)
- « Solar » : puissance photovoltaïque (en GW)
- « Wind » : puissance éolienne (en GW)
- « Conventional > 100 MW » : puissance totale des centrales dites conventionnelles (nucléaire, fossiles, ...) de puissance unitaire supérieure à 100 MW (en GW)
- « Intraday Continuous Average Price », ici sur une base horaire, lisible en ordonnées de droite (en €/MWh)
- « Import Balance » : bilan des exportations (en négatif) et importations (en positif) ⁶ (en GW) ... échanges dont détails sont donnés par le 2nd graphe pour **Autriche**, **Suisse**, **République Tchèque**, **Danemark**, **France**, **Pays-Bas**, **Pologne** et **Suède**.⁷

⁴ De fait, l'examen de celle-ci a requis le dépouillement d'un grand nombre de données, non sans mal (il faut balayer, avec la souris, l'ensemble des graphes, quart d'heure par quart d'heure) et a produit moult résultats, difficiles à caractériser simplement.

⁵ Responsable du site, Bruno Burger a sobrement répondu à notre question du 4/3/2018 : « The source for the load data is ENTSO-E », sans doute nourrie par les 4 grands Gestionnaires de Réseau de Transport allemands : 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW.

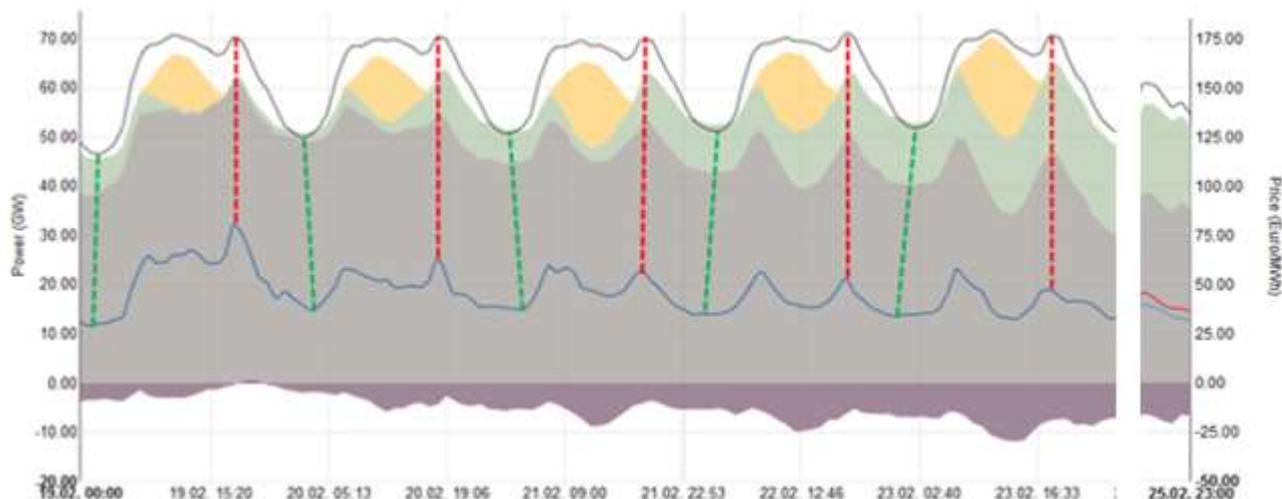
Pour ce qui est du vent et du solaire, le site précise que « the production data of wind turbines [or] of solar plants are extrapolated from the transmission system operators on the basis of measured reference plants on the sum of all assets. This extrapolation is not error-free. Exact values for the annual production of the previous year are available in September of the following year, when the EEG billing is published. For the last year for which the annual production is available, energy corrected values are calculated and displayed.

⁶ Attention : la représentation de la puissance conventionnelle déduit l'éventuel solde exportateur ... ! Illusion d'optique corrigée en page de garde.

⁷ On regrettera des abscisses irrégulières, non homogènes d'un graphe à l'autre, ce qui ne facilite pas les corrélations.

3.1. Analyse des cinq jours ouvrables (19 au 23 février 2018)

A la vue du graphe ci-après, la première impression tient à la régularité des festons : 5 bosses journalières suivies de très légères (pas de chauffage électrique à la française !) pointes. Mais on note que :



- ces **pointes** de *load* (notion assimilable à la consommation nationale), régulières autour de 70 GW, donnent lieu, de façon systématique, à de petits pics de prix, autour de 50 €/MWh.

- Le lundi 19 se singularise par **un pic, à hauteur de 80,83 €/MWh** à 18 h (76,23 €/MWh à 19 h). Tout sauf coïncidence :

- **le vent ne produisait alors que 0,64 et 0,89 GW** respectivement, une misère (rapportée aux 55,55 GW installés) donnant un facteur de charge inférieur à 3 %.
- L'Allemagne n'exportait, à 18 h 00, que :
 - 0,30 GW vers l'Autriche
 - 0,32 GW vers la Suisse
 - 0,36 GW vers la République Tchèque
 - 0,39 GW vers la France
 et - 0,60 GW vers la Pologne, soit **-1,97 GW exportés**. Tandis qu'elle importait, simultanément :
 - + 0,06 GW de Suède (de façon générale, ce pays a très peu de flux physiques avec l'Allemagne)
 - + 0,40 GW des Pays-Bas
 - + 1,42 GW du Danemark, soit **1,88 GW importés, pour un bilan globalement exportateur de - 0,09 GW ...**
- La puissance des fossiles et du fissile atteignait **61,56 GW**, soit environ 10 GW de plus que du mardi au vendredi. Tous facteurs d'offre insuffisante, exerçant une **pression à la hausse du prix de gros** à la Bourse EPEX.

- Le vendredi 23 février a **vu un bilan exportateur de 11,32 GW, porté par des intermittents plus substantiels, à 34,28 GW et une production classique de 46,12 GW.**

- les **baisses de charge** nocturnes induisent à peu près automatiquement de petits « creux », **sous les 35 €/MWh.**

Jour	heure	Puissances (en GW)				Pourcentage EnRi/Conv ¹	€/MWh	
		Solaire	Eolien	Convention	Bilan export		IC15IP *	ICIP **
19/02/2018	13:00	11,14	0,61	57,34	-2,70	20,5%	73,97	67,57
20/02/2018	13:00	12,18	2,37	55,88	-5,21	26,0%	48,53	48,50
21/02/2018	13:00	16,84	3,05	53,85	-8,38	36,9%	40,95	45,69
22/02/2018	13:00	15,67	11,79	49,17	-9,55	55,8%	37,74	38,87
23/02/2018	13:00	19,32	14,96	46,12	-11,32	74,3%	35,56	33,24
24/02/2018	13:00	18,91	28,53	21,34	-9,52	222,3%	-59,15	-38,31
25/02/2018	13:00	21,06	11,38	34,94	-11,57	92,8%	28,59	28,67
moyennes		16,45	10,38	45,52	-8,32		29,46	32,03
19/02/2018	18:00	0,00	0,64	61,56	-0,09	1,0%	82,92	80,83
19/02/2018	19:00	0,00	0,89	60,58	-0,56	1,5%	93,56	76,23

* *Intraday Continuous Index Price (hourly)*

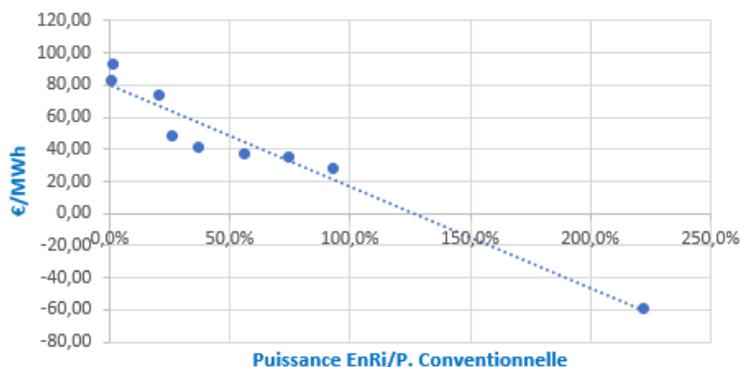
** *Intraday Continuous 15 minutes Index Price, définition différente de celle prévalant en 2017 sans explication si ce n'est que B. Burger "added the ID3 and ID1 indices on the request of users of the energy-charts".*

3.2. Et en fin de semaine (24 et 25 février 2018) ?

Changement de contexte : le vent se lève, notamment le samedi (28,53 GW), et le soleil ne faiblit pas, particulièrement le dimanche (21,06 GW). Conjugés à la baisse de consommation du week-end (jusqu'à - 25% le dimanche), ces apports expliquent la nette hausse de l'export (11,57 GW) en dépit du tassement de puissance conventionnelle (21,34 et 34,94 GW).

Jour	heure	Hourly Load (GW)
19/02/2018	13:00	69,69
20/02/2018	13:00	69,90
21/02/2018	13:00	68,73
22/02/2018	13:00	69,43
23/02/2018	13:00	69,88
24/02/2018	13:00	60,28
25/02/2018	13:00	53,31
moyennes		65,89
19/02/2018	18:00	70,26
19/02/2018	19:00	69,48

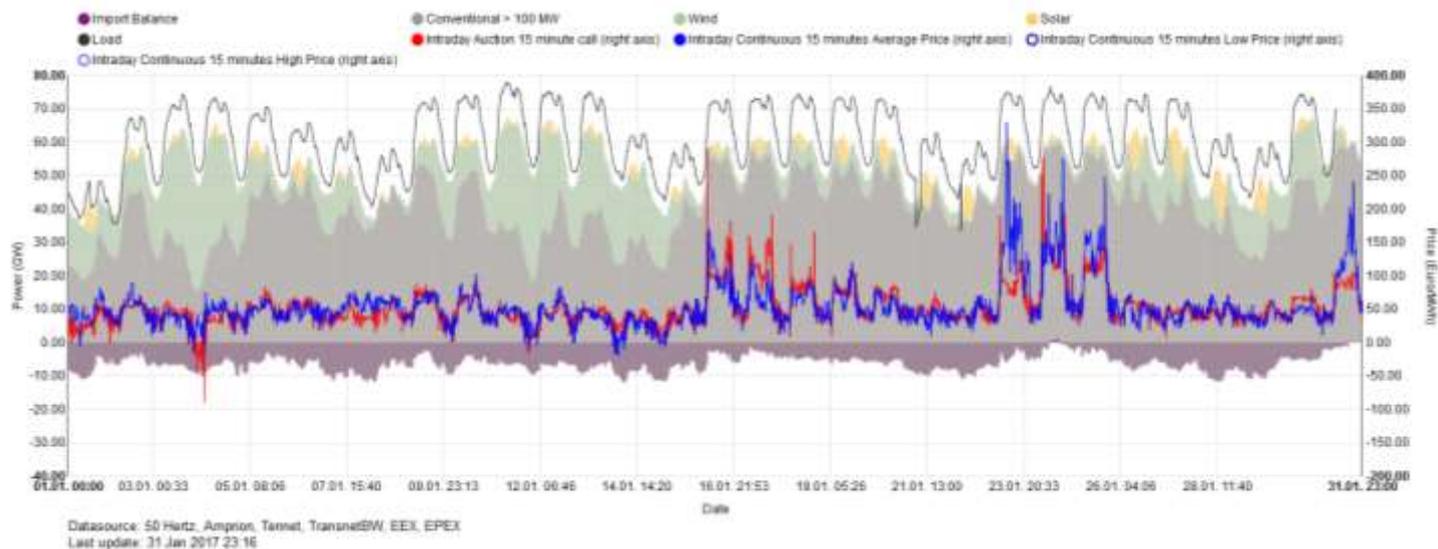
Corrélation prix de gros vs % d'EnRi



La corrélation ci-dessus semble établir la proportion d'énergie intermittente (éolien + solaire / thermique) comme critère déterminant de l'émergence de prix négatifs, notamment les jours fériés de moindre demande et, partant, de faible sollicitation des moyens conventionnels.

4. Mais comment un prix négatif est-il possible ?

Un prix négatif, pour le commun des mortels comme pour l'économiste chevronné, s'apparente à un « **Objet Financier Non Identifié** ». Mieux qu'un long discours, un regard sur le même genre de diagramme offert par cet institut solaire allemand donne un début d'explication, appliquée au mois de janvier 2017 :



On distingue fort bien les 4 semaines complètes, chacune avec ses 5 jours ouvrables encadrés par 2 week-ends. La courbe en noir dessine très clairement les 5 bosses de consommation des jours ouvrables (avec une petite pointe vers le repas du soir⁸) suivies des creux de consommation des samedi et dimanche.

En dessous apparaissent :

- des taches jaunes représentatives de la contribution du photovoltaïque (évidemment nulle chaque nuit),
- un liseré gris-vert, représentatif de l'énergie des éoliennes,
- une espèce de chaîne montagneuse agrégeant les productions conventionnelles de puissance unitaire supérieure à 100 MW (pêle-mêle : charbon, lignite, nucléaire, cogénération et hydraulique) et ...

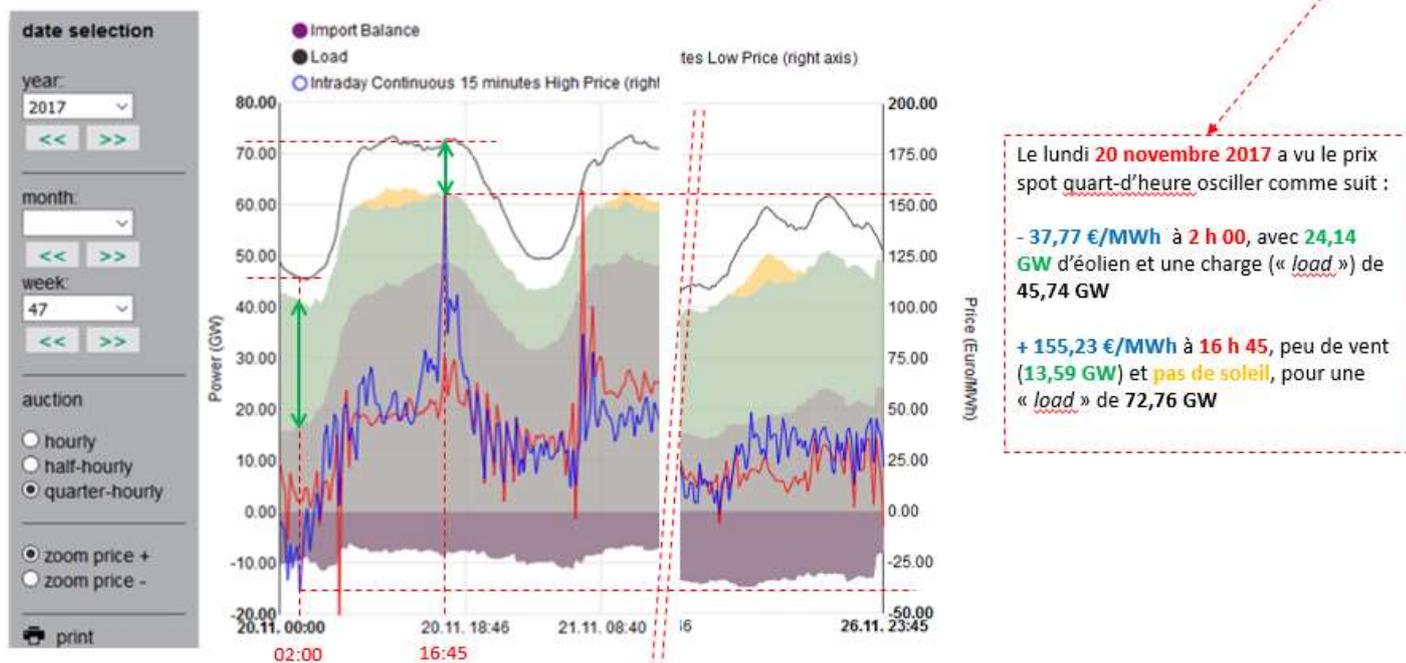
sous l'axe des X, apparaît le bilan Import-Export, largement négatif en l'occurrence : l'Allemagne exporte continûment, sauf quelques heures le 24 janvier (sur lesquelles nous reviendrons, en **annexe G**).

⁸ Cette pointe (vers 18 heures) a lieu un peu avant la pointe française (à 19 heures) : on est plus à l'Est.

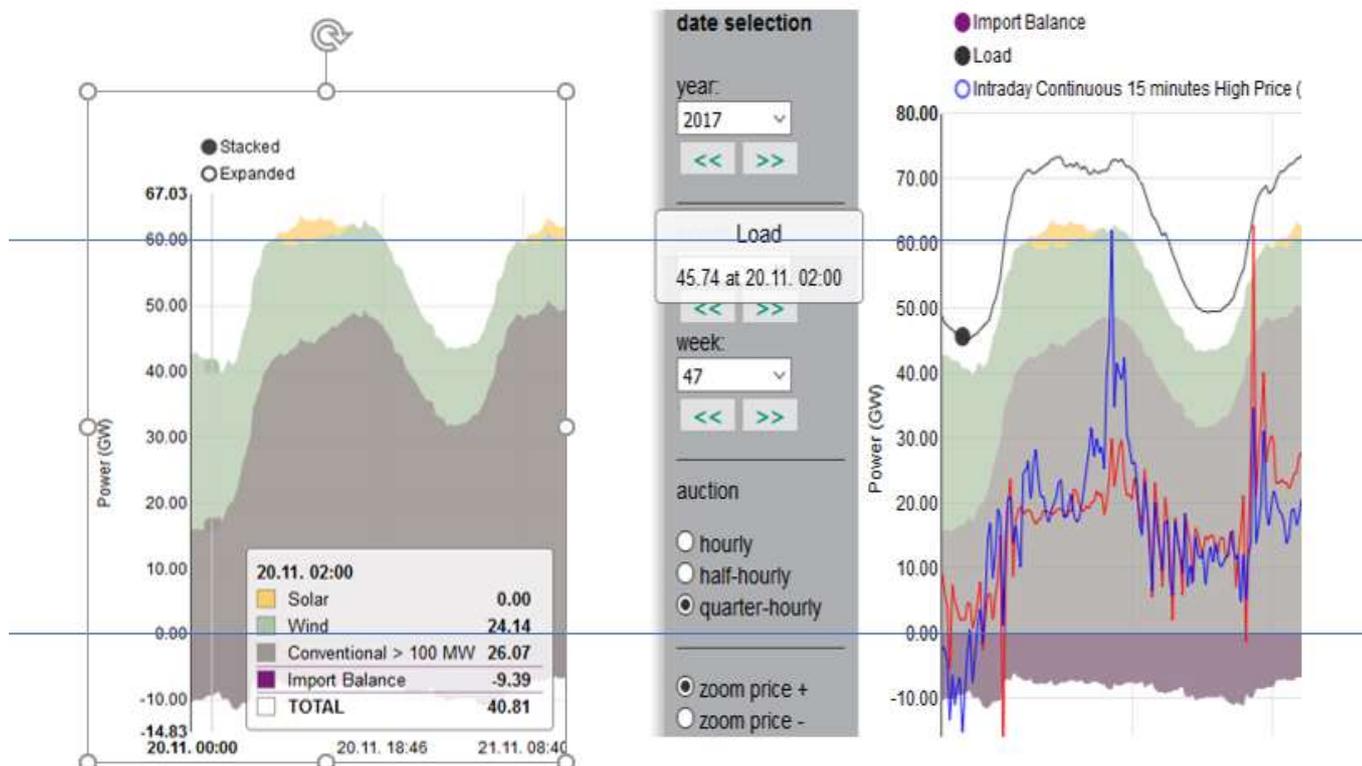
Les courbes bleu et rouge symbolisent le « prix spot », « prix moyen 15 minutes » d'une part, l'enchère du lendemain⁹ d'autre part. Pour cette semaine, les prix ont beaucoup varié mais sont restés positifs.

Mais, le 20 novembre 2017, le **prix spot passa de - 38 à + 155 €/MWh en 15 heures**, comme illustré ci-après¹⁰ :

Extraits de la page « [Electricity production and spot prices in Germany in week 47 2017](#) », **surchargés** à fin d'explications complémentaires suivantes



On retrouve là notre constatation liminaire : le poids excessif de la production éolienne (24,14 GW), comparativement à la faiblesse de la consommation (en sortie de week-end), donne un excès de production (malgré 9,39 GW d'export) :



Et cet excès d'offre pousse les prix à la baisse, comme l'explique fort bien, et depuis 2012, notre « Conseil d'Analyse Stratégique » pour qui « la production d'EnR est prioritaire sur le réseau et [...] il est plus rentable pour un producteur de payer

⁹ Méconnaissant le fonctionnement de la « corbeille » EPEX, nous ignorons ce que signifie concrètement cette « auction » (« enchère » dont la valeur n'est d'ailleurs pas indiquée par Fraunhofer ISE, a contrario de celle des Intraday Continuous 15 minutes Average Prices). Mais, l'important nous paraît bien être ces derniers qui délivrent des valeurs dites « average » (c'est-à-dire moyennes).

¹⁰ La plupart de nos extraits de Fraunhofer ISE sont des montages de plusieurs planches, à fin illustrative.

un consommateur pour qu'il consomme que de supporter les coûts d'arrêt/démarrage de ses centrales thermiques et de leur usure prématurée ».

Mais pourquoi les EnR _ pas seulement les intermittentes, d'ailleurs _ sont-elles prioritaires sur le réseau ? Elles le sont :

- non seulement du fait de la nullité de leur coût marginal puisqu'elles n'ont à couvrir aucun frais de combustible ou d'exploitation (par ailleurs, leurs coûts de maintenance sont très faibles)
- mais aussi car elles ne concourent pas sur le même marché de gros : leur production est achetée à des tarifs extrêmement incitatifs, en amont du marché EPEX, par les acheteurs obligés que sont les « Gestionnaires de Réseau de Transport » (homologues de notre RTE ¹¹).

Les EnR sont donc, *de jure* et *de facto*, prioritaires sur les producteurs conventionnels qui n'ont d'autre choix que de se replier sauf s'ils préfèrent payer des consommateurs pour que ceux-ci ... chauffent des piscines ou des hangars !

Et pourquoi ces producteurs conventionnels font-ils ce calcul apparemment anti-économique ? Parce qu'ils évitent ainsi de devoir redémarrer, quelques heures plus tard, leurs installations quand la demande sera là (avec la perception de la plus-value correspondante). C'est une façon de les maintenir en bouillotte ou, dans le cas d'un réacteur nucléaire, d'éviter de laisser celui-ci se faire momentanément empoisonner par ses produits de fission (effets dits Xénon ou Samarium) ...

Ainsi avons nous affaire à une **situation quasi-oxymorique** mettant en compétition :

- dans un « **marché libre et non faussé** » classique, régi selon le bien connu « *merit order* » applicable à tous ...
- des acteurs dont certains qui, ayant déjà payé cette production en vertu d'une **obligation quasi-soviétique**, et étant responsables de la sécurité de leur réseau, n'ont qu'une issue, à savoir écouler celle-ci à n'importe quel prix !

Rien d'étonnant donc à ce que les épisodes de prix négatifs se multiplient au fur et à mesure d'un développement anarchique, bien qu'organisé, de ces énergies fatales, comme l'année 2017 en administre la preuve illustrée par le tableau suivant récapitulant **tous les jours de l'année pour lesquels EPEX a enregistré au moins un quart d'heure de prix de gros négatif**.¹²

Hiver(s *) de 2017	€/MWh	Printemps 2017	€/MWh	Été 2017	€/MWh	Automne 2017	€/MWh
01-janv	Dimanche	25-mars	Samedi	23-juin	vendredi	02-oct	
03-janv		26-mars	Dimanche	24-juin	Samedi	03-oct	
12-janv		27-mars		25-juin	Dimanche	04-oct	-49,9
14-janv	Samedi	02-avr	Dimanche	23-juil	Dimanche	05-oct	-32,2
15-janv	Dimanche	09-avr	Dimanche	29-juil	Samedi	06-oct	vendredi
19-févr	Dimanche	14-avr	vendredi St	30-juil	Dimanche	07-oct	Samedi
20-févr		15-avr	Samedi	04-août	vendredi	08-oct	Dimanche
22-févr	-29,6	16-avr	Dimanche	06-août	Dimanche	12-oct	
23-févr		17-avr	Lundi de Pâ.	07-août		22-oct	Dimanche
24-févr	vendredi	21-avr		12-août	Samedi	27-oct	vendredi
25-févr	Samedi	23-avr	Dimanche	13-août	Dimanche	28-oct	Samedi
26-févr	Dimanche	24-avr		19-août	Samedi	29-oct	Dimanche
27-févr		30-avr	Dimanche	20-août	Dimanche	30-oct	
04-mars	Samedi	01-mai		27-août	Dimanche	09-nov	
05-mars	Dimanche	14-mai	Dimanche	31-août		10-nov	vendredi
12-mars	Dimanche	20-mai	Samedi	06-sept		12-nov	Dimanche
15-mars		25-mai	Ascension	09-sept	Samedi	13-nov	
17-mars	vendredi	27-mai	Samedi	10-sept	Dimanche	18-nov	Samedi
18-mars	Samedi	28-mai	Dimanche	11-sept		19-nov	Dimanche
19-mars	Dimanche	04-juin	Dimanche	12-sept		20-nov	
20-mars		05-juin	Lundi de Pe.	13-sept		22-nov	
21-déc		06-juin		17-sept	Dimanche	23-nov	
22-déc		07-juin				26-nov	Dimanche
23-déc	Samedi	08-juin				27-nov	
24-déc	Dimanche	11-juin	Dimanche			03-déc	Dimanche
25-déc	Noël	12-juin				04-déc	
26-déc		16-juin	vendredi			05-déc	
27-déc		17-juin	Samedi			06-déc	
28-déc		18-juin	Dimanche			07-déc	
29-déc						08-déc	vendredi
30-déc	Samedi					09-déc	Samedi
31-déc	Dimanche					10-déc	Dimanche
						12-déc	
						13-déc	
						14-déc	
						17-déc	Dimanche

* y compris les 11 jours de fin décembre

¹¹ En France, c'est EDF (hormis, de façon marginale, les « Entreprises Locales de Distribution ») qui est tenue par cette « obligation d'achat », depuis la « Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ». En Allemagne, c'est la loi « Erneuerbare-Energien-Gesetz » qui prévaut, succédant, en avril 2000, à la « Stromeinspeisegesetz » de 1991.

¹² Pour chaque jour, nous n'avons retenu qu'un quart d'heure, celui du prix le plus négatif. Et, devant le nombre d'occurrences, nous avons renoncé à détailler chacun desdits prix négatifs, nous en tenant aux « creux » en dessous de -20 €/MWh et en **rougissant ceux passant sous les -50 €/MWh**. Enfin, nous avons souligné d'un trait vertical épais les séries de plus de 3 « jours négatifs » consécutifs.

5. Combien de prix/quart d'heure négatifs, tout au long de cette année 2017 ?

Le plus frappant, au terme d'une telle étude, est le constat de phénomènes concordants, mettant en accusation l'intermittence des deux modes de production d'énergies dites « fatales », par opposition aux moyens pilotables (que RTE, dans son jargon, appelle plutôt « dispatchables » car ils peuvent répondre aux sollicitations _ marche/arrêt, hausse/baisse, voire suivi de charge _ de ses techniciens des « dispatchings » national et régionaux, en vue de s'adapter aux fluctuations de la demande d'électricité finale (replis nocturnes et de fin de semaine, chauffage hivernal, principalement).

Nous nous contentons ici de lister les résultats fournis par l'analyse approfondie des statistiques, à la maille du quart d'heure, de Fraunhofer ISE, pour l'année 2017 :

1) On compte **119** jours d'excursions négatives, soit **1 jour négatif sur 3**, dont **46 profonds** (sous les - 20 €/MWh), soit **1 tous les 8 jours**.

2) De façon plus significative encore, on constate que, sur 53 dimanches, **38** sont marqués par ces « anomalies », soit **près de 3 « dimanches négatifs » sur 4**¹³ ! Et **20**, plus de la moitié de ceux-ci, sont précédés de « samedis négatifs ». Il y a donc une **claire corrélation avec les fins de semaine**, statistique qui s'aggrave à **43/58** (74 %), autres jours fériés _ lundis de Pâques et Pentecôte, 1^{er} mai, Ascension et Noël _ inclus !

3) Par contre, du moins sur l'année 2017, on ne détecte **pas de sensibilité particulière à la saison**. Notamment, on constate une étonnante régularité du nombre de « dimanches négatifs ». Tout au plus les saisons froides (hiver et automne) semblent-elles un peu plus exposées que les chaudes : 68 contre 51.

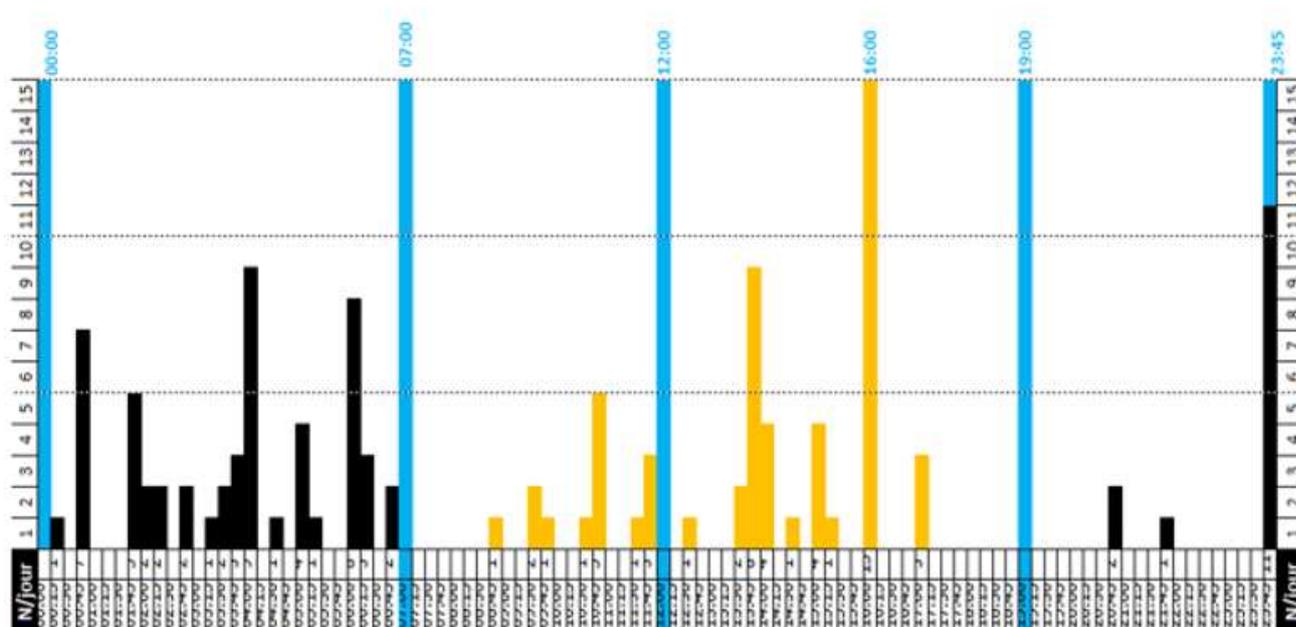
	Hiver *	Printemps	Été	Automne	Année
Jours « négatifs »	32	29	22	36	119
Dimanches « négatifs »	9	11	9	9	38
« Creux » < - 20 €/MWh	15	11	7	13	46

* Pour cet hiver-ci, nous avons agrégé janvier-février-mars aux 20 jours de décembre 2017.

4) Cependant, comment ne pas être frappé par les occurrences négatives du mois de Décembre : seuls 8 jours y ont échappé, les 1, 2, 11, 15, 16, 18, 19 et 20, mais aucun à compter du 21 (début de l'hiver ...), épisode négatif qui s'est d'ailleurs poursuivi sur les premiers jours de 2018.

5) Enfin, une analyse plus fine montre que ces prix négatifs apparaissent **de nuit comme de jour** :

Occurrence annuelle, 1/4 h. par 1/4 h., de prix de gros négatifs



Deux prévalences circadiennes sont assez significatives :

¹³ Sur les 119 jours négatifs, 38 sont des Dimanches (31,9%) mais 18 Dimanches font partie des 46 « très négatifs », soit 39,1%.

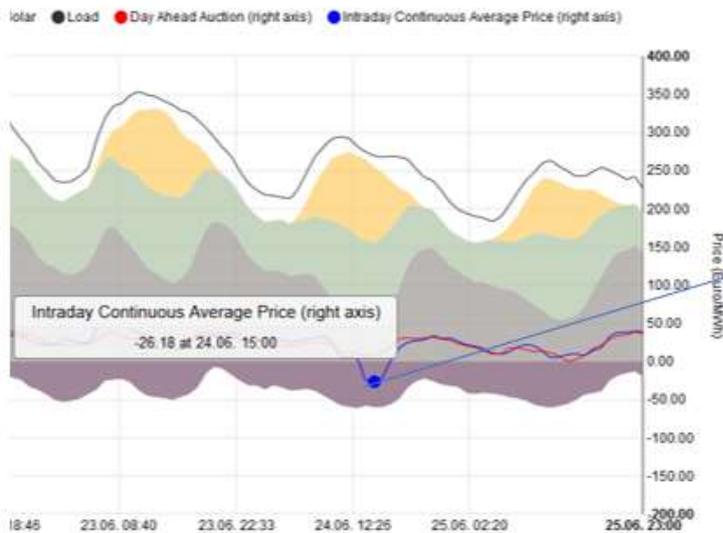
- celle de 16h00 (15 occurrences) traduit l'importance du solaire (nous y reviendrons), de caractère fatal ...
- quand celle de 23h45 (fréquence de 11/119) trahit vraisemblablement un comportement de trader adaptant ses enchères du lendemain ...

Mais, d'ores et déjà, on peut affirmer que **les prix négatifs sont imputables aussi bien au solaire, en été, avec de moindres consommations tout de même, qu'à l'éolien en hiver (toujours plus venteux).**

6. Quelle durée, pour ces prix négatifs ?

La réponse à cette question passe par l'analyse des **prix au pas horaire**, illustrée par le tableau ci-après qui répertorie les séries¹⁴ de prix horaires négatifs, repérés par leurs heures de début (HD) et de fin (HF).

25 2017



NB : ne sont détaillées, sur ce tableau, que les 3 heures de prix horaire négatif enregistrées le 24 juin 2017, de 14 (HD) à 16 heures (HF)

Jour(s) de l'année 2017	HD	HF	€/MWh	Nb. H. conséq.	Moy. €/MWh
22/2	3	5	-1,42	3	-2,37
24/2	2	2	-3,12	1	-3,12
26/2	13	15	-12,86	3	-9,75
18/3	6	8	-0,63	3	-0,35
15/4	11	14	-7,00	4	-6,20
24/4	12	13	-4,80	2	-2,81
30/04 et 01/05	8	9	-2,16	26	-34,22
4/6	14	17	-10,14	4	-7,91
7/6	3	4	-4,19	2	-5,26
7/6	15	15	-1,11	1	-1,11
12/6	14	14	-0,07	1	-0,07
24/6	14	16	-24,35	3	-23,46
	15		-26,18		
	16		-19,85		
30/7	11	17	-12,55	7	-56,64
20/8	4	15	-1,10	10	-1,03
10/9	16	16	-0,39	1	-0,39
10 et 11/09	23	5	-0,79	7	-3,94
13/9	1	4	-1,60	4	-4,63
13/9	14	15	-5,82	2	-6,06
04/10 et 5/10	23	1	-1,65	3	-2,21
5/10	12	15	-8,51	4	-12,11
7/10	10	15	-0,06	6	-4,07
22/10	6	7	-1,75	2	-2,27
28 et 29/10	12	15	-5,65	29	-44,36
29/10	21	21	-0,95	1	-0,95
20/11	0	3	-3,89	4	-7,28
10/12	0	2	-1,37	3	-2,69
14/12	3	3	-9,18	1	-9,18
23 et 24/12	23	14	-2,19	16	-29,26
24 et 25/12	20	6	-18,61	11	-13,49
26/12	12	13	-3,76	2	-4,42
28 et 29/12	22	4	-1,61	7	-4,36
30/12	21	23	-0,38	3	-0,16
31/12	11	16	-1,99	6	-4,24

Les résultats précédents se voient confortés :

- **182 heures cumulées** sur l'année, dont 126 heures dominicales et 23 heures de samedi ...
- et les épisodes sont un peu plus longs en hiver (108/182 = 59,3 %) qu'en été.
- Et la **moyenne de ces 182 prix horaires, elle, avoisine les - 20 €, plus exactement - 19,79 €/MWh.**

7. Tentatives d'explication du mécanisme de formation de prix de gros négatifs

Revenons aux données Fraunhofer de prix spot, au pas quart-horaire afin de les confronter aux productions et consommations observables simultanément sur les réseaux de transport. Nous présentons ci-après le **contexte** des 46 occurrences les plus sévères¹⁵ : date et quart d'heure, prix, puissances enregistrées simultanément (PV, éolien, moyens « conventionnels », export¹⁶, consommation nationale (~ PV + Eole + Conv. - Export), pourcentages d'**Energies Renouvelables intermittentes** (EnRi, soit PV + Eole) rapportées à la puissance conventionnelle d'une part, à la consommation d'autre part :

¹⁴ La journée du 20 août a agrégé 3 séquences, séparées par deux prix très faiblement positifs, à 1,72 et 0,41€/MWh (voir **annexe D**). Celle du 29 octobre a vu le passage, sur le coup de 3 h 00, à l'heure d'hiver, ce qui a donné lieu à de violents soubresauts des « data » de Fraunhofer, portant la suspicion sur les creux enregistrés ce jour (-117,8 €/MWh) et même la veille (100,9 €/MWh) : cf. **annexe K**.

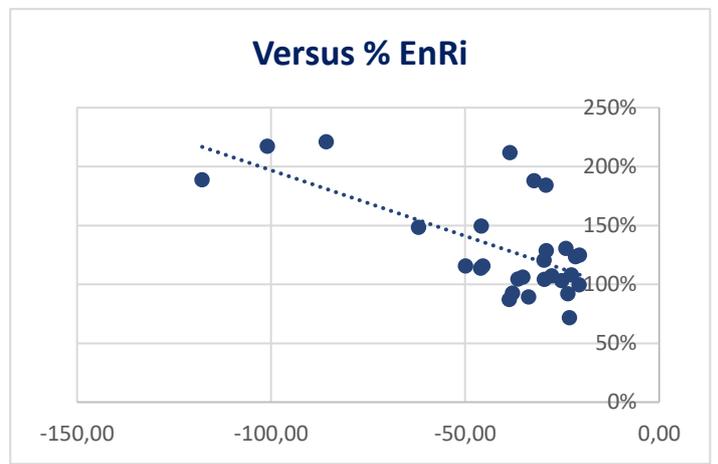
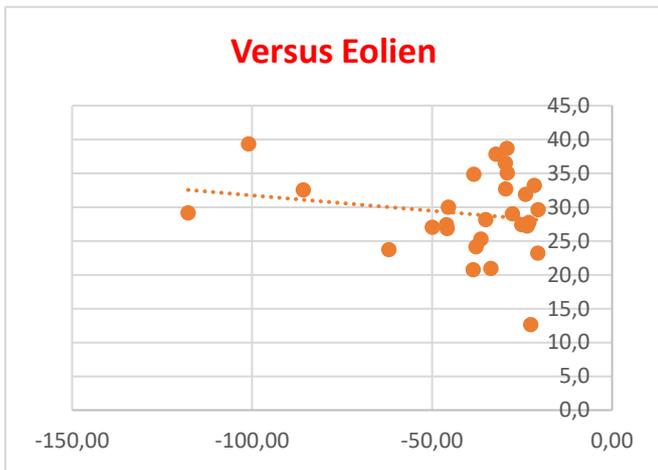
¹⁵ La rigueur aurait voulu que nous nous préoccupassions des 119 jours concernés ... L'auteur compte sur la compréhension du lecteur quant à sa lassitude face au maniement de ces « big data » !

¹⁶ Export ici noté positivement, alors que Fraunhofer le compte toujours négativement (en référence à la consommation intérieure).

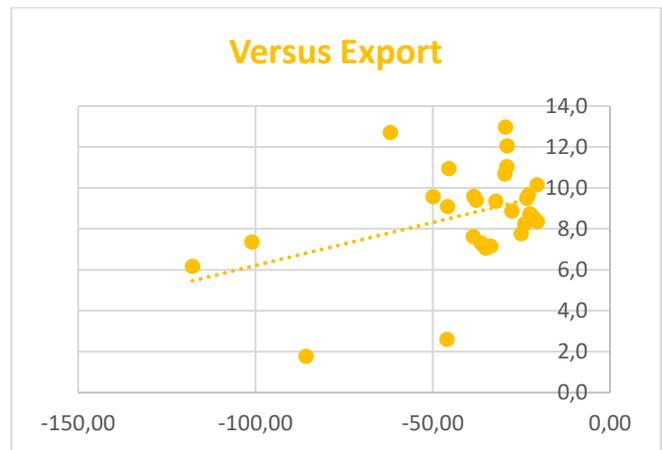
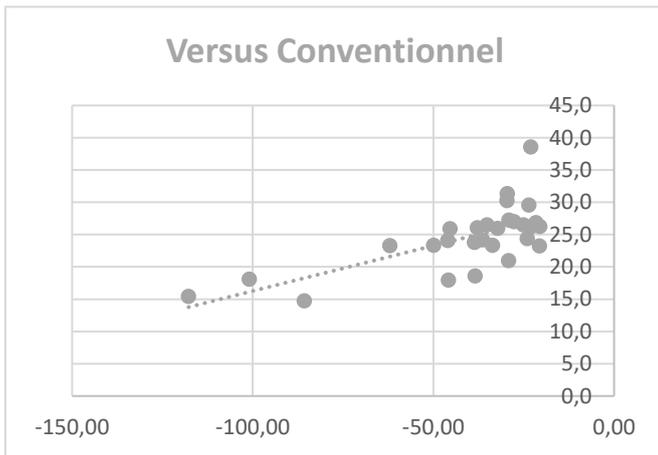
Journée de 2017	Quart d'heure	Prix 	Puissances (GW)					EnRi vs conv ^{nel}	EnRi vs Conso.	
			PV	Eolien	Conv ^{el}	Export	Cons. totale			
hiver	22-févr	6:00	-29,61		36,5	30,3	10,7	56,1	121%	65%
	24-févr	5:00	-21,55		33,2	26,9	8,5	51,5	123%	64%
	26-févr	Dim 13:30	-61,99	10,9	23,7	23,3	12,7	45,2	149%	77%
	05-mars	Dim 3:30	-33,65		20,9	23,4	7,2	37,1	90%	56%
	12-mars	Dim 15:00	-22,55	15,8	12,6	26,3	8,7	46,0	108%	62%
	18-mars	Sam 16:00	-20,48	3,2	29,6	26,3	8,4	50,7	125%	65%
printemps	25-mars	Sam 15:00	-26,99	19,3	10,6	27,7	5,9	51,8	108%	58%
	26-mars	Dim 16:00	-42,05	16,2	2,2	29,1	4,3	43,2	63%	43%
	27-mars		-46,19	20,8	1,6	38,6	2,9	58,1	58%	39%
	09-avr	Dim 16:00	-20,43	21,2	1,9	27,7	7,5	43,4	83%	53%
	15-avr	Sam 11:30	-55,95	10,9	26,6	23,4	10,6	50,3	160%	75%
	16-avr	Dim 6:15	-21,76		17,6	22,5	8,1	32,1	78%	55%
	23-avr	Dim 14:45	-59,22	16,7	21,2	21,5	9,9	49,5	177%	77%
	24-avr		-50,92	26,5	20,6	29,1	9,8	66,3	162%	71%
	30-avr	Dim 16:00	-193,02	23,8	18,1	15,8	13,4	44,3	266%	95%
	04-juin	Dim 16:15	-36,49	14,7	16,5	21,7	9,0	43,9	144%	71%
été	07-juin		-24,24	19,6	33,5	23,4	10,8	65,7	227%	81%
	24-juin	Sam 15:15	-64,49	20,1	22,5	21,2	12,0	51,7	201%	82%
	29-juil	Sam 14:30	-34,77	21,2	17,1	22,7	10,2	50,8	169%	75%
	30-juil	Dim 14:00	-137,78	24,1	18,0	15,8	11,2	46,7	267%	90%
	20-août	Dim 10:45	-23,39	19,7	12,9	21,2	9,4	44,5	154%	73%
	10-sept	Dim 16:00	-30,85	12,4	16,0	21,3	6,0	43,7	134%	65%
	11-sept		-21,54		26,5	21,2	6,7	41,0	125%	65%
	13-sept.		-36,0	13,6	37,1	23,4	4,9	69,2	217%	73%
	4-oct.		-49,9		27,0	23,3	9,6	40,8	116%	66%
	5-oct.		-32,2	11,1	37,8	26,0	9,4	65,5	188%	75%
automne	22-oct.	Dim 6:15	-20,6		23,2	23,2	10,2	36,3	100%	64%
	28-oct.	Sam 20:45	-100,9		39,3	18,1	7,4	50,1	217%	79%
	29-oct.	Dim 1:45	-117,8		29,2	15,4	6,2	38,4	189%	76%
	19-nov.	Dim 23:45	-25,0		27,4	26,5	7,8	46,2	103%	59%
	20-nov.		-37,8		24,1	26,1	9,4	40,8	93%	59%
	22-nov.		-23,5		27,2	29,6	9,5	47,3	92%	58%
	27-nov.		-29,5		32,7	31,3	13,0	51,1	104%	64%
	8-déc.		-23,1		27,7	38,6	9,6	56,7	72%	49%
	9-déc.	Sam 2:45	-27,6		29,0	27,0	8,9	47,1	107%	62%
	10-déc.	Dim 0:45	-45,4		30,0	25,9	10,9	44,9	116%	67%
hiver	14-déc.		-29,1		35,1	27,3	12,0	50,3	129%	70%
	23-déc.	Sam 6:15	-46,0		27,4	24,1	2,6	48,9	114%	56%
	24-déc.	Dim 3:30	-85,7		32,5	14,7	1,8	45,5	221%	72%
	25-déc.	Noël 6:00	-45,8		26,8	17,9	9,1	35,7	150%	75%
	26-déc.		-24,0		31,9	24,4	8,2	48,0	131%	66%
	27-déc.		-38,6		20,7	23,8	7,6	36,9	87%	56%
	28-déc.		-35,1		28,1	26,5	7,1	47,6	106%	59%
	29-déc.		-36,4		25,3	24,2	7,3	42,2	105%	60%
	30-déc.	Sam 20:45	-29,1		38,7	21,0	11,0	48,6	184%	80%
	31-déc.	Dim 11:45	-38,4	4,5	34,8	18,6	9,6	48,4	212%	81%
Moyennes sur ces 46 jours			7,53	24,63	24,28	8,62	47,82			

Le rapprochement de ces deux séries de données, prix de marché (en €/MWh) d'un côté, contributions (en GW) de l'autre, donne l'essentiel des clefs d'explication du « mystère » des « OFNI », via les courbes de tendance prix (en abscisses) versus autres données. Il faut néanmoins bien sérier les périodes :

Saisons froides (du 1^{er} janvier au 20 mars 2017 d'une part, du 21 septembre au 31 décembre 2017 d'autre part) :

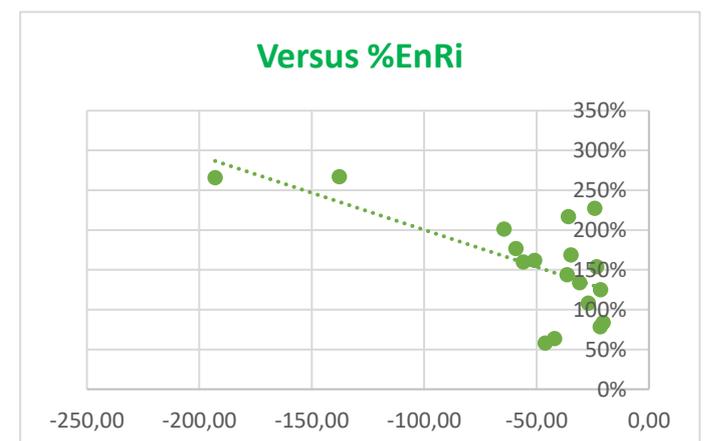
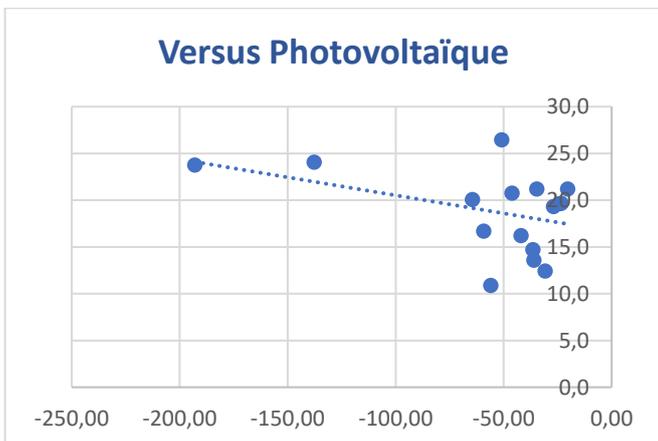


Plus l'éolien produit, plus le poids relatif de l'énergie prioritaire¹⁷ s'accroît, plus le prix de gros s'enfonce.

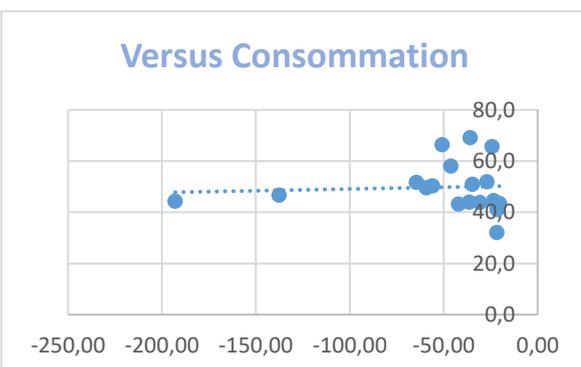


Moins on a de production classique, plus les prix chutent mais plus on exporte, mieux on se porte !

Saisons chaudes (printemps et été) :



Plus le solaire est productif, accroissant l'impact des EnRi, plus le prix de gros s'enfonce.



Mais **quelle que soit la saison** (ci-contre, nous sommes en hiver), la consommation ne semble pas déterminante. Il semble que **l'export se comporte en variable d'ajustement, ou plutôt d'adaptation aux fatalités météorologiques, compte tenu de la consommation nationale ...**

Et l'excès d'énergies intermittentes (solaire en printemps-été, éolienne en automne-hiver) par rapport aux énergies conventionnelles semble bien être la cause essentielle de l'effondrement du prix de gros.

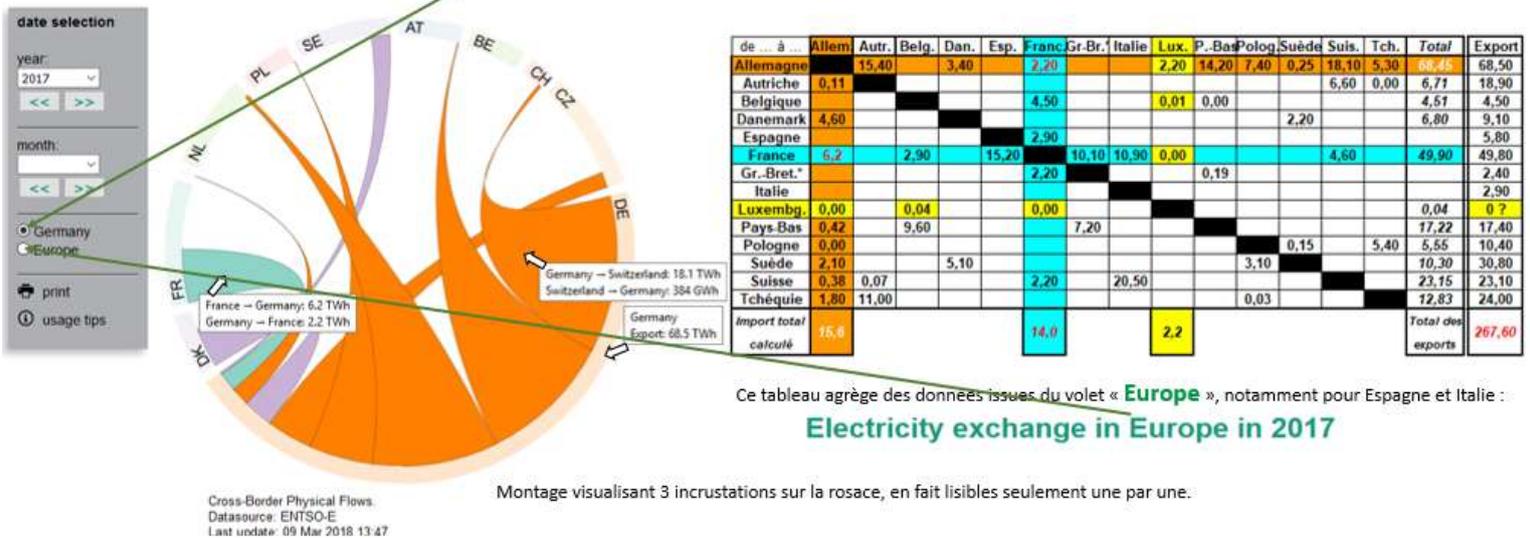
¹⁷ Nous ne donnons pas la corrélation avec le solaire, insuffisamment représentée en hiver (5 occurrences seulement).

8. L'excès de production pèse-t-il sur l'export ?

On sait que la « plaque de cuivre » européenne, bien qu'imparfaite, assure de substantiels échanges commerciaux, dont la France a d'ailleurs amplement profité pendant les années fastes de son nucléaire. Cette plaque doit bien avoir son rôle maintenant que l'Allemagne s'est pourvue d'un double parc, conventionnel et renouvelable, dont la capacité totale est double de sa pointe annuelle de consommation (cf. **annexe F**). Voyons ce qu'il en est.

Fraunhofer s'intéresse à cet aspect des choses depuis 2011. Non seulement, sous l'angle des transits physiques (et non commerciaux), et en temps réel (on l'a vu en début de note avec ce diagramme bigarré « *Electricity import and export of Germany in week 8 2018* ») mais aussi via des bilans annuels sous forme de rosaces. Pour artistiques que soient ces présentations, elles ne sont pas très pratiques ; aussi les avons-nous transcrites sous forme de « batailles navales » entre exportateurs (colonne de gauche) et importateurs (ligne de tête), en exploitant les données encadrées qui apparaissent lorsque l'on caresse, avec le pointeur, tel ou tel fuseau. En l'occurrence, un des duos visualisés ci-dessous est le couple franco-allemand qui, en 2017, a échangé 6,2 TWh d'Ouest en Est, contre 2,2 TWh en sens inverse (cf. **annexe C**, plus lisible que ce montage).

Electricity exchange of Germany with its neighbours in 2017



On trouvera, ci-annexés :

- d'une part le tableau représentatif de tous les échanges 2017 en Europe (**annexe C1**)
- d'autre part ceux, de 2011 à 2016, ne concernant qu'Allemagne et France avec leurs voisins respectifs (**annexe C2**).

La comparaison des performances de ces deux pays est instructive :

- en 2011, la France exporte 20 TWh vers l'Allemagne, pleinement nucléarisée, sans contrepartie ...
- et, en 2017, le bilan exportateur franco-allemand est divisé par 5.

TWh/an	Fr --> De	De --> Fr	E - I France
2011	20,3	0,1	20,2
2012	13,2	0,8	12,4
2013	11,8	1,2	10,6
2014	14,8	0,8	14,0
2015	10,8	1,3	9,5
2016	7,5	2,0	5,5
2017	6,2	2,2	4,0

S'agissant des performances globales, l'érosion des positions françaises¹⁸ est flagrante : en régression de 28% (- 19,3 TWh) quand l'Allemagne a progressé de 46,6 TWh.

TWh/an	France			Allemagne			Erosion continue
	Export	Import	E - I	Export	Import	E - I	
2011	69,2	14,1	55,1	56,0	49,7	6,3	48,8
2012	59,1	15,5	43,6	66,2	44,1	22,1	21,5
2013	63,5	16,6	46,9	78,0	37,4	40,6	6,3
2014	78,5	12,7	65,8	77,1	38,7	38,4	27,4
2015	65,7	9,1	56,6	78,7	30,8	47,9	8,7
2016	50,3	13,7	36,6	63,9	16,7	47,2	-10,6
2017	49,8	14,0	35,8	68,5	15,6	52,9	-17,1

¹⁸ Bizarrement, Fraunhofer réduit l'export global de la France d'environ 5 TWh pour chacune des années 2011 à 2014 (cf. **annexe C2**), anomalie **rectifiée ci-avant**. Est-ce dû aux enlèvements d'énergie par EnBW, associé dans Fessenheim ? Et pourquoi ce rétablissement ?

Pour autant, on notera que, sur ces 8 années, nos exportations de courant vers l'Allemagne ont plus régressé (- 14,1 TWh) que nos importations n'ont progressé (+ 2,1 TWh). Quel rôle les électrons verts de nos voisins ont-ils joué ?

Le cas de la Suisse est encore plus emblématique :

- l'export d'Allemagne vers la Suisse a d'abord décliné (conséquence de sa sortie du nucléaire ?)
- mais il a vigoureusement repris depuis 2014 (+ 6,6 TWh soit + 57%).

Et, en 2017, l'Allemagne n'importe quasiment plus d'électrons helvétiques (384 GWh seulement).

Echanges en TWh	Suisse --> Allem.	Allem. --> Suisse	Solde Allem. - CH
2011	2,8	14,0	11,2
2012	3,1	12,7	9,6
2013	3,7	11,7	8,0
2014	4,6	11,5	6,9
2015	2,9	13,6	10,7
2016	1,0	15,6	14,6
2017	0,4	18,1	17,7

Dans le même temps, le total des exportations suisses a chuté d'environ 25% (près de 8 TWh) depuis 2015.

On ne peut pas dire que cette situation n'avait pas été anticipée : par une parabole¹⁹ rapportée par Enerpresse (24/7/2012), « Samuel Leupold, président de BKW International (...) visait à souligner la concurrence entre les deux énergies renouvelables sur le marché allemand notamment. « Ces deux énergies sont vendues à la même heure, la pointe du midi, sur les mêmes marchés de gros », a-t-il précisé. **Les STEP²⁰ suisses voient ainsi leur compétitivité baisser face au fort développement du photovoltaïque en Allemagne ... ».**

Exports suisses	
2011	30,3
2012	31,8
2013	30,7
2014	30,0
2015	30,8
2016	22,8
2017	23,1

moy. : 30,7 TWh
soit -7,9 TWh
soit -7,6 TWh

Point de vue corroboré (Enerpresse du 8/6/2017) par Torbjörn Wahlborg, responsable de la division des centrales de pompage-turbinage allemande chez Vattenfall « Les mesures [de restructuration] que nous mettons en place sont [...] devenues la seule chance de garder nos installations de pompage-turbinage en Allemagne en exploitation sur le long terme ».

Pour ce qui est de l'Europe entière, on constate (cf. tableau complet des écarts 2017 vs 2011, en **annexe C3**) que ses capacités exportatrices ont ... diminué. De fait :

- si l'Allemagne progresse de **12,5 TWh** (soit +22,3%) ...
- le reste de l'Europe régresse de **55,4 TWh** (soit -15,8%), malgré les progressions de Suède et Norvège (servant d'exutoires grâce à leurs capacités de stockage hydraulique) et des Pays-Bas (tête de pont de « loop flows », c'est-à-dire de contournements de l'Allemagne du Nord vers l'Allemagne du Sud, via la Belgique et la France, du fait du déficit de lignes de transport en Allemagne²¹) ...

On assiste donc au **déversement massif de l'énergie excédentaire allemande** (la plupart du temps) **sur les pays voisins**, dont nous verrons que certains cherchent à se prémunir : c'est assez manifeste (cf. **annexe C4**).

9. Y a-t-il propagation des prix négatifs sur les pays voisins ?

Le prologue du volet « Données de marché » du site RTE, « éco2mix », explique que « les prix spot en Europe reflètent non seulement les besoins d'échanges exprimés par le marché mais également les capacités disponibles d'interconnexions. **Tant que les limites de l'interconnexion ne sont pas atteintes, l'écart de prix entre les pays est nul. A contrario une capacité d'échange insuffisante crée une différence de prix entre les marchés de gros.** Les données reprises par l'application éco2mix permettent d'illustrer l'importance du réseau européen interconnecté et en particulier des interconnexions au travers de la présentation des prix sur le marché de gros de l'électricité ».

Il est évidemment tentant de vérifier la réalité de cette profession de foi dans le « Marché », en comparant les données de prix (au pas horaire, seul disponible) de part et d'autre du Rhin (voire au-delà des Alpes et des Pyrénées).

Dans le cas de RTE, « elles proviennent :

- d'EPEX SPOT SE pour l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, la Grande-Bretagne, les Pays-Bas et la Suisse,
- des différentes bourses concernées via la ENTSO-E Transparency Platform pour les autres pays.

L'Italie possède plusieurs zones de prix, seule la zone nord (interconnectée avec la France) est affichée dans éco2mix ».

Le tableau suivant compare donc, aux mêmes heures, les prix allemands, français, belges et suisses, lorsque ceux-ci sont disponibles (ce qui n'est pas le cas des 18 mars, 15 avril et 24 juin, pour lesquels RTE délivre des « ND »).

¹⁹ ... « Imaginez deux agriculteurs qui viennent vendre leur lait sur un même marché : l'un a sa production subventionnée, l'autre pas. Le premier pourra toujours proposer un prix inférieur. Avec le photovoltaïque et l'hydraulique, c'est la même chose ».

²⁰ « Station de Transfert d'Énergie par Pompage », à ce jour unique moyen de stockage d'énergie à grande échelle.

²¹ Il en est de même à la frontière orientale, le courant transitant via la Pologne, la République Tchèque et l'Autriche.

A partir de Fraunhofer ISE sur energy-charts.de 							à partir de rte-france.com/fr/eco2mix    				 			
Jour(s) de l'année 2017	HD	HF	€/MWh	Creux max 1/4 h	Nb. H. conséq.	Moy. €/MWh	Moy. €/MWh	Moy. €/MWh	Moy. €/MWh	Moy. €/MWh	Moy. €/MWh	Moy. €/MWh	Delta France - Allemag.	Ecart de F.ISE & RTE
22/2	3	5	-1,42	-29,61	3	-2,37	32,39	6,79	27,39	36,78	25,60	9,16		
24/2	2	2	-3,12	-21,55	1	-3,12	38,02	-27,08	29,00	36,84	65,10	-23,96		
26/2	13	15	-12,86	-61,99	3	-9,75	22,27	10,04	25,35	31,02	12,23	19,80		
18/3	6	8	-0,63	-20,48	3	-0,35	ND	ND	ND	ND				
15/4	11	14	-7,00	-55,95	4	-6,20	32,30	7,65	32,99	ND	38,49	13,85		
24/4	12	13	-4,80	-50,92	2	-2,81	32,56	14,54	32,56	34,78	35,37	17,35		
30/4-1/5	8	9	-2,16	-193,02	26	-34,22	12,73	-27,47	27,86	7,75	46,95	6,75		
4/6	14	17	-10,14	-36,49	4	-7,91	11,86	8,51	14,45	10,59	19,77	16,42		
7/6	3	4	-4,19	-19,93	2	-5,26	1,92	1,92	1,92	7,97	7,18	7,18		
7/6	15	15	-1,11	-24,24	1	-1,11	21,09	9,71	25,40	27,05	22,20	10,82		
12/6	14	14	-0,07	-8,88	1	-0,07	38,93	10,92	34,90	36,80	39,00	10,99		
24/6	14	16	-24,35	-64,49	3	-23,46	25,34	9,93	30,92	ND	48,80	33,39		
30/7	11	17	-12,55	-137,80	7	-56,64	7,12	-26,79	-1,48	7,67	63,76	29,85		
20/8	4	15	-1,10	-23,39	10	-1,03	5,18	1,11	7,57	6,80	6,21	2,13		
10/9	16	16	-0,39	-30,55	1	-0,39	10,51	10,51	13,64	18,23	10,90	10,90		
10-11/9	23	5	-0,79	-21,54	7	-3,94	9,84	1,27	7,60	17,53	13,78	5,21		
13/9	1	4	-1,60	-35,98	4	-4,63	9,19	9,15	9,86	9,40	13,82	13,78		
13/9	14	15	-5,82	-27,46	2	-6,06	27,04	9,64	24,09	29,84	33,10	15,70		
4-5/10	23	1	-1,65	-49,87	3	-2,21	50,11	2,22	40,90	48,55	52,33	4,44		
5/10	12	15	-8,51	-32,20	4	-12,11	45,12	10,89	53,05	53,81	57,23	22,99		
7/10	10	15	-0,06	-17,08	6	-4,07	41,41	3,88	41,14	41,21	45,48	7,95		
22/10	6	7	-1,75	-20,57	2	-2,27	32,95	9,86	28,33	43,80	35,22	12,12		
28-29/10	12	15	-5,65	-100,90	29	-44,36	38,73	-52,63	31,91	46,86	83,09	-8,27		
29/10	21	21	-0,95	-17,31	1	-0,95	54,72	17,00	54,72	52,32	55,67	17,95		
20/11	0	3	-3,89	-37,77	4	-7,28	59,76	11,65	54,30	57,01	67,05	18,93		
10/12	0	2	-1,37	-45,41	3	-2,69	58,34	11,80	58,34	63,10	61,03	14,49		
14/12	3	3	-9,18	-29,06	1	-9,18	23,52	9,01	32,40	59,62	32,70	18,19		
23-24/12	23	14	-2,19	-45,96	16	-29,26	42,54	-19,18	33,31	36,29	71,80	10,08		
24-25/12	20	6	-18,61	-85,74	11	-13,49	38,76	-13,82	33,11	39,98	52,25	-0,33		
26/12	12	13	-3,76	-24,00	2	-4,42	47,26	-53,12	47,26	37,42	51,68	-48,70		
28-29/12	22	4	-1,61	-35,10	7	-4,36	42,78	5,24	38,61	40,70	47,14	9,60		
30/12	21	23	-0,38	-29,12	3	-0,16	18,59	3,02	23,71	46,99	18,76	3,18		
31/12	11	16	-1,99	-38,40	6	-4,24	13,07	2,93	20,90	40,78	17,31	7,17		

Ce tableau ne donne pas de claires indications d'autant que de surprenantes distorsions apparaissent : ainsi, sur les 182 heures ici répertoriées, RTE attribue à l'Allemagne un prix supérieur de 6 € en moyenne à celui indiqué par Fraunhofer pour la même Allemagne, avec d'ailleurs d'incompréhensibles écarts ²².

Voici, donc, sans commentaire, les prix dans ces 4 pays, moyennés pour les 172 heures comparables ²³ :

€/MWh selon RTE				
	29,30	-14,08	29,11	30,51

Peut-on en conclure que les prix négatifs en Allemagne ne se propagent pas aux pays voisins ? Nous ne serons pas aussi affirmatifs car on note (cf. détails en annexe D) quelques prix négatifs hors d'Allemagne :

- le dimanche 30 avril, de 15 à 16 heures en France et, surtout, de 12 à 16 heures en Suisse
- le dimanche 30 juillet, de 12 à 14 heures en Belgique
- et, encore un dimanche, le 20 août, de 14 à 15 heures en France.

Sans surprise, les 2 premières dates coïncident avec les « plongeons » EPEX/Fraunhofer les plus spectaculaires, respectivement à -193,02 et -137,80 €/MWh (sur le quart d'heure).

Quant au 20 août, les prix rampèrent partout, à hauteur moyenne de -1,03 (selon Fraunhofer) ou +1,11 (selon RTE) en Allemagne, + 5,18 en France, + 7,57 en Belgique et + 6,80 €/MWh en Suisse. Pourquoi une telle homogénéité ?

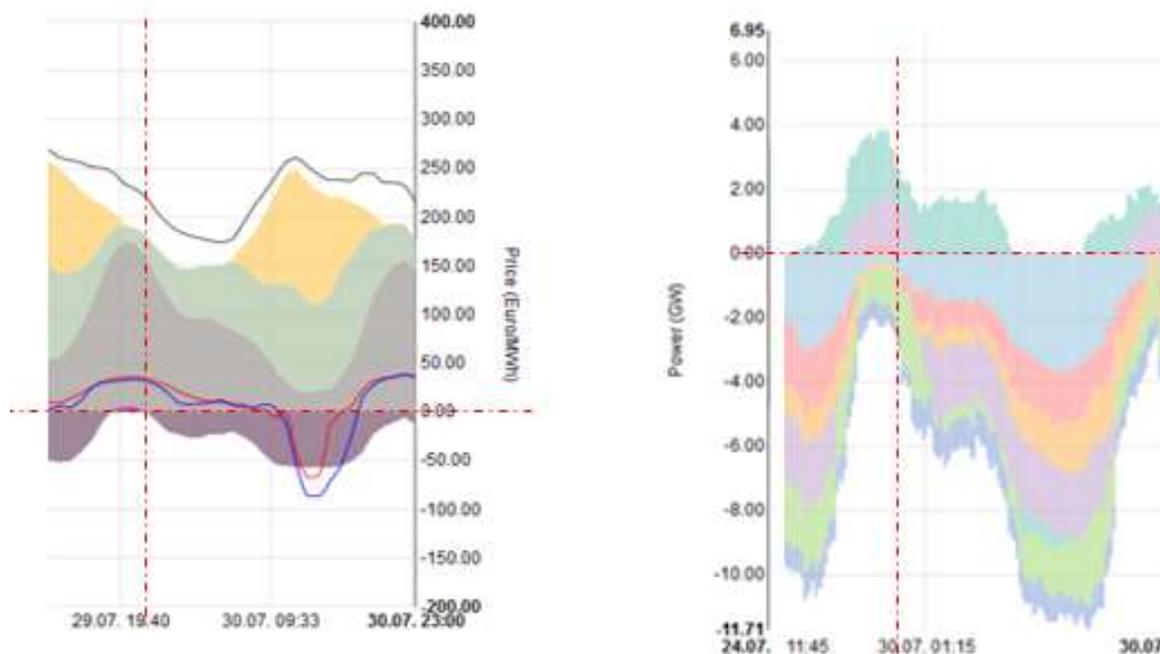
Mais le postulat de RTE (« une capacité d'échange insuffisante crée une différence de prix entre les marchés de gros ») semble se transformer en théorème : les prix négatifs allemands sont très vraisemblablement liés à des possibilités d'export insuffisantes.

²² Le 30 avril à 17 heures, RTE donne -6,00 €/MWh quand Fraunhofer affiche -62,71 €/MWh. A l'inverse, le 29 octobre à 11 heures, RTE donne -81,95 €/MWh quand Fraunhofer affiche -16,26 €/MWh. Il est vrai que, les 28 et 29 octobre ont vu le passage à l'heure d'hiver !

²³ Il s'agit des 182 heures globales, dont il faut déduire celles sus-évoquées (18/3, 28/4 et 24/6) et auxquelles nous avons aussi retiré les 2 heures de prix très faiblement positif de la série du 20/8 ainsi que la « 2^{ème} » heure induite par le changement d'heure du 29/10.

10. Certains voisins en viennent à se barricader ...

Une chose est sûre, l'apparition de prix fortement négatifs en Allemagne a des répercussions à ses frontières. Ainsi, le **30 juillet**, celle-ci n'a rien importé, de 9 à 16 heures, mais a exporté continuellement, à hauteur de -11 GW, vers tous les pays frontaliers, comme le montre le montage ci-dessous.



De même, le **30 avril**, l'Allemagne avait déjà exporté sans arrêt, de 11 à 16 heures, à plus de 13 GW,

Aussi n'est-il pas étonnant que 3 pays frontaliers en soient progressivement venus à installer des sortes d'interrupteur, plus exactement des **transformateurs-déphaseurs**, pour se protéger d'intempestifs imports d'électrons verts (cf. **annexe E**). Il s'agit de la **Pologne**, de la **République Tchèque** et, en aval des Pays-Bas, de la **Belgique**²⁴.

Les effets de ces mécanismes semblent perceptibles sur l'export allemand, en nette baisse depuis 2014-2015 :

	Echanges avec la Pologne		Solde export	Echanges avec Ré. Tchèque		Solde export	Echanges avec Pays-Bas		Solde export
	All. --> Pol.	Pol. --> All.	All. - Pol	All. --> Cz	Cz --> All.	All. - R. Tch	All. --> NL	NL --> All.	All. - NL
2011	5,1	0,433	4,67	9,4	1,900	7,50	9,6	3,200	6,40
2012	5,5	0,167	5,33	7,4	3,500	3,90	20,5	1,600	18,90
2013	5,5	0,542	4,96	9,4	2,400	7,00	24,6	0,340	24,26
2014	9,2	0,051	9,15	6,3	3,800	2,50	24,3	0,348	23,95
2015	10,7	0,016	10,68	6,3	6,100	0,20	24,0	0,338	23,66
2016	8,8	0,002	8,80	3,5	2,100	1,40	15,8	0,189	15,61
2017	7,4	0,001	7,40	5,3	1,800	3,50	14,2	0,422	13,78

Pour autant, nous ne nous expliquons pas que la Hollande n'ait, semble-t-il, pas subi de forts à-coups sur ses propres prix-spots (du moins si l'on en croit les « *données de marché* » de RTE) ...

11. Qu'en conclure ?

11.1. Une première réaction s'impose, de stupéfaction : comment, dans un marché organisé, peut-on non seulement vendre à perte (la revente à perte est interdite, du moins par notre Code de Commerce, même si cette interdiction tolère des exceptions), mais encore **payer un acheteur pour écouler un produit qui ne lui est pas nécessaire** ? Vue de cet « acheteur », **l'Allemagne, c'est cocagne !**

Non pas que les sommes en jeu soient monstrueuses. Il est d'ailleurs difficile de s'en faire une idée car tout dépend des paquets d'énergie concernés, ce sur quoi nous n'avons aucune information.

²⁴ La Belgique ne semble pas avoir d'interconnexion directe avec l'Allemagne (mais, bizarrement, la rosace 2012 fait mention d'échanges entre la Belgique et la République ... Tchèque !).

Peut-on estimer les montants en jeu en affectant chaque prix négatif à la totalité de la puissance conventionnelle produite au même moment ? Cela ne nous semble pas évident, d'autant que la transgression que constitue l'effondrement du prix de vente ne se limite pas à sa partie négative ... En tous cas, de la sorte, on approche peut-être un majorant de la prime ver-sée (que nous appelons « soulte », à défaut de mieux !), dans le cas du long week-end des 30 avril et 1^{er} mai 2017 :

30/4 et 1/05	P. conv ^{elle}	Prix horaire	"Soulte"	Export (> 0)	P. conv ^{elle}
Heure	GW (horaire)	€/MWh	M€	GW (horaire)	- Export
08:00	21,79	-2,16	-0,05	7,08	14,70
09:00	19,78	-9,14	-0,18	9,05	10,73
10:00	18,07	-16,16	-0,29	11,32	6,75
11:00	17,24	-37,85	-0,65	13,20	4,04
12:00	16,32	-58,30	-0,95	13,34	2,99
13:00	15,53	-94,55	-1,47	13,33	2,20
14:00	15,37	-100,57	-1,55	12,88	2,49
15:00	15,53	-103,53	-1,61	12,98	2,55
16:00	15,95	-110,94	-1,77	13,14	2,82
17:00	16,74	-68,71	-1,15	10,91	5,84
18:00	18,72	-41,26	-0,77	9,27	9,45
19:00	21,50	-32,68	-0,70	8,77	12,73
20:00	22,84	-22,92	-0,52	9,83	13,01
21:00	22,28	-23,80	-0,53	9,77	12,51
22:00	20,90	-28,54	-0,60	9,19	11,70
23:00	19,59	-64,93	-1,27	9,13	10,46
00:00	18,66	-20,32	-0,38	9,61	9,05
01:00	18,28	-13,38	-0,24	8,73	9,55
02:00	18,19	-13,32	-0,24	9,52	8,67
03:00	18,40	-11,93	-0,22	8,99	9,41
04:00	18,68	-0,99	-0,02	8,79	9,89
05:00	18,81	-0,31	-0,01	8,80	10,01
06:00	18,66	-2,13	-0,04	7,91	10,75
07:00	18,84	-1,25	-0,02	8,17	10,67
08:00	19,54	-7,52	-0,15	8,43	11,11
09:00	20,20	-2,44	-0,05	8,77	11,43

Sur ces 26 h, la soulte représenterait -15,43 M€

Appliqué aux 182 heures négatives de 2017, ce ratio donnerait une soulte globale de quelque 100 M€. Ce chiffre a-t-il le moindre sens (il semblerait d'ailleurs que ces transactions ne s'opèrent pas sur le marché ouvert, mais en gré à gré²⁵) ?

D'autant plus qu'une bonne partie de cette puissance conventionnelle est exportée, comme ce fut le cas durant l'après-midi du dimanche 30 avril (plus de 80 %). Est-ce à dire que les pays voisins de l'Allemagne bénéficieraient de cette manne ? Nous avons peine à y souscrire, ne serait-ce qu'en songeant aux consommateurs allemands qui achètent leur électricité presque 2 fois plus cher que leurs homologues français !

11.2. Indépendamment de l'aspect financier, ne doit-on pas souligner une **situation ubuesque** : celle d'un pays à la pointe de l'écologie, prônant le recours aux moyens renouvelables, n'hésitant pas à « chauffer les petits oiseaux » pour écouler ses excédents d'énergie fossile, voire nucléaire, du moins certains jours !!! Alors que la solution qui devrait s'imposer consiste à recourir au stockage d'électricité, ce dont l'Europe ne prend pas le chemin (pour mémoire, l'Allemagne a de nombreuses petites STEP, cumulant 9 GW, mais elles ne permettent de stocker que 0,05 TWh, soit 2 fois moins que la France, dotée de 5 GW répartis sur 6 STEP équipés de plus grosses retenues).

²⁵ Ici, il y a lieu de donner la parole à un expert du système électrique allemand (H. Lauer, dans une communication personnelle du 1/5/2018) : « Un volume relativement réduit par rapport au volume total est négocié au marché EPEX SPOT. En 2016, sur les 3920 TWh négociés à la bourse, seulement 535 TWh (13,6%) étaient négociés au marché EPEX SPOT, dont 474 TWh « Day Ahead » et 61 TWh « Intraday ». Il ne faut pas oublier qu'une grande partie du courant est négociée au marché de gré-à-gré (« Over-The-Counter ») en dehors du marché de la bourse ». Dans une communication du 13/6/2018, H. Lauer fait état d'une étude de l'Université Technique de Freiberg selon laquelle ce marché des prix négatifs, c'est-à-dire notre « soulte », serait égale au prix négatif par heure multiplié par la quantité d'électricité négociée et s'élèverait à **180 M€ pour la seule année 2017**, soit la moitié de la facture similaire pour la période 2008 à 2016.

11.3. Au-delà de cet aspect quantitatif, on doit dénoncer le caractère fallacieux d'un marché européen présenté « comme *« libre et non faussé »* mettant en **concurrence des énergies pilotables, en tant que de besoin, avec des énergies fatales et intermittentes, déjà payées** à leurs producteurs ! Pourtant, « *les prix négatifs ont été introduits pour la première fois en 2008 à la bourse EPEX Spot pour stimuler la « flexibilité » du système électrique, identifiée comme un vecteur majeur de la réussite de la transition énergétique, notamment pour prendre en compte le caractère intermittent des énergies renouvelables. Les prix négatifs seraient un indicateur de flexibilité du parc conventionnel* »²⁶. On peut sourire de ce qui ressemble fort à une « *inversion de la preuve* » ... !

En réalité, la récurrence des prix négatifs désavoue un système boursier portant sur un produit aussi volatile que l'électricité car, comme l'écrivait V. Le Billon dans *Les Echos* du 18/6/2013 « *si les acheteurs d'énergie peuvent saisir ces bonnes affaires pour optimiser leurs coûts sur le court terme et sur des volumes restreints [...], le signal de long terme est beaucoup plus négatif, notamment parce qu'il dégrade la rentabilité des investissements dans les moyens de production* », sous-entendu dans les moyens de production pilotables.

« *L'impact de court terme représente peut-être quelques millions d'euros mais c'est dérisoire par rapport aux enjeux de long terme* », estimait Fabien Choné, le directeur général délégué de *Direct Energie* (devenu Total entre-temps), dans le même article. Dit autrement, **ce marché ne délivre des signaux de prix que pour des spéculateurs à courte vue**.

Mais aussi des contre-signaux de prix, auxquels des producteurs conventionnels répondent en s'abstenant d'investir, à l'instar des propriétaires de STEP suisses, ou de celui de la centrale d'Irsching, comme nous le verrons.

Conclusion implicitement reprise à son compte par ... « *Alternatives Economiques* », media peu porté au dénigrement de la Transition Énergétique : il vient de publier, le 19/1/2018, « **La déglingue des marchés de l'électricité** », un article de François Lévêque, professeur d'économie à Mines ParisTech, tirant à boulets rouges sur ces « *prix négatifs [qui] tiennent [...] de l'hérésie, puisqu'ils signifient que les producteurs d'électricité offrent de l'argent à ceux qui la leur 'achètent'* ».

11.4. Pour le même F. Lévêque, « *la fin de la convergence des prix nationaux, par exemple entre les prix de chaque côté du Rhin, est liée à l'embouteillage sur les autoroutes transfrontières de l'électricité. Lorsque le vent souffle très fort en Allemagne et que le soleil brille, les électrons en surplus ne parviennent plus à tous s'échapper vers la France, car les capacités de transport sont saturées. Du coup, le prix de gros en France sera plus élevé qu'en Allemagne, car plus rarement formé par de la production renouvelable à très bas coût.* » : le tableau du § 9 ci-avant lui donne raison, partiellement, mais l'**annexe H** montre que les choses ne sont sans doute pas aussi « mathématiques » car au « *souffle très fort du vent en Allemagne* », cause non exclusive des perturbations boursières, on peut associer d'autres hypothèses : ruptures d'interconnexions (aux frontières ou en amont), indisponibilités de moyens de production chez les voisins²⁷, sous-consommations récurrentes (notamment en week-ends), voire un défaut d'analyse²⁸, notamment par ignorance des pratiques boursières ...

Et l'on voit :

- d'un côté, des instances bruxelloises qui s'efforcent de promouvoir le développement des interconnexions transfrontalières ou, du moins, de prohiber les entraves à la libre circulation des électrons butant sur des transfo-déphaseurs, on l'a vu, ou des lignes à courant continu (maintenant envisagées par Belges et Néerlandais) ;
- de l'autre, une forme de sédition, rapportée par *Enerpresse* du 2/3/2018 : « *Elia et 50Hertz ont annoncé mercredi 28 février avoir signé un accord inter-GRT avec TenneT, RTE et Swissgrid. L'objectif principal est d'aboutir à « une vision commune des solutions les plus prometteuses en matière de modèle de marché pour mettre en place un système énergétique fiable, durable et abordable pour l'avenir, et identifier les étapes nécessaires pour y arriver », a expliqué le GRT belge dans un communiqué. Le groupe portera sa réflexion sur l'horizon 2050 où la volonté de plusieurs États est d'arriver à décarboner la société [...]* ». **Façon de dire que l'actuel système énergétique n'est pas fiable ...**

11.5. Dans l'immédiat, l'Europe de l'électricité vit dangereusement, le seul signal-prix qui vaille étant constitué par les subventions aux énergies renouvelables, sous forme de primes *ex-ante*, à savoir l'ancienne « *obligation d'achat* », ou *ex-post*, le nouveau « *complément de rémunération* » par rapport à un « *marché libre [mais ... structurellement] faussé* ».

Pour autant, les risques encourus de part et d'autre du Rhin diffèrent :

- la France ferme ses centrales au charbon et au fuel (et envisage de réduire son nucléaire ...), et RTE fonde ses prévisions d'équilibre du système électrique hexagonal, sur la possibilité d'importation des pays frontaliers, **sans garantie de la part de son grand voisin ...**
- l'Allemagne, elle, assure sa sécurité d'approvisionnement en épaulant son parc de production fatal (éolien + photovoltaïque) sur un parc pilotable plus qu'équivalent : 98,4 et 104,1 GW respectivement, pour faire face à une pointe de consommation nationale, à 1 chance sur 10, de 82 GW seulement (à comparer à nos 102 GW de pointe historique). L'**annexe F** illustre cette stratégie fondamentale, nonobstant la « *perte* » de quelque 8 GW de nucléaire en 2011.

²⁶ Cf. le correspondant personnel déjà cité.

²⁷ Comment ne pas penser à la baisse de production nucléaire française en 2017 (5 TWh, soit -1,3 % par rapport à 2016) et à l'arrêt de nombreux réacteurs imposé par l'Autorité de Sûreté Nucléaire française, tout au long de cette année.

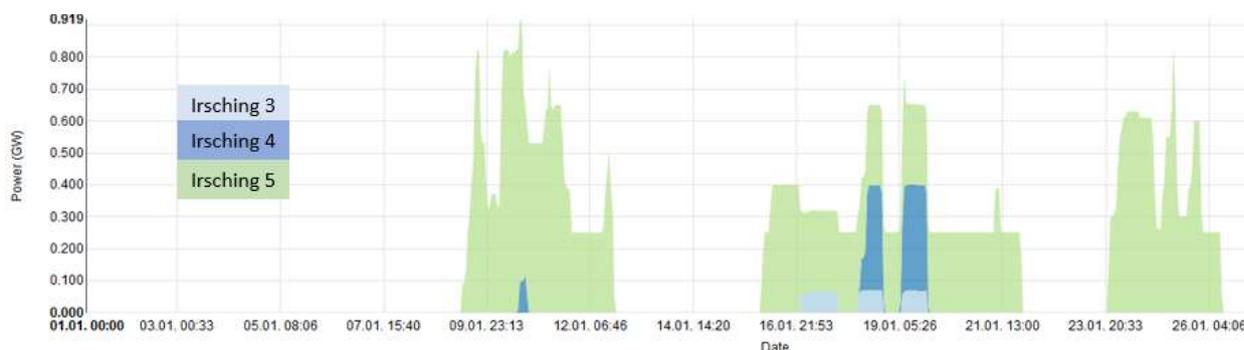
²⁸ Il faudrait pour cela avoir accès à la base de données de Fraunhofer ISE mais aussi à celles d'ENTSO-E, voire d'EPEX ... et développer des logiciels d'investigation.

On tient là une des raisons, souvent ignorée, du coût élevé de l'électricité distribuée outre-Rhin puisqu'il a fallu, et qu'il faut, financer pratiquement un double parc, sa partie verte donnant lieu à la fameuse taxe EEG (triple de notre CSPE), sa partie classique ayant vu, de surcroît, son facteur de charge chuter de 54,5% à 43,7% en 15 ans ... Sans parvenir à masquer l'échec de cette *Energiewende* en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre : des combustibles fossiles remplaçant de l'uranium ne peuvent qu'émettre plus de gaz carbonique.

Mais c'est toute l'Europe qui fait de l'équilibrisme, se mettant à la merci d'aléas de production d'ordre météorologique ou technique (affectant lignes de communication ²⁹ ou centres de production). Risque pris sciemment puisque force est de constater, en Allemagne, que la fuite en avant éolo-solaire n'a pas fait émerger de solution industrielle de stockage d'EnRi régulièrement surabondantes et s'accompagne de mise sous cocon de moyens de production pilotables, comme l'illustre le cas emblématique « de la centrale thermique à gaz d'Irsching près du Danube. Des unités flambant neuves et parmi les plus performantes au monde entrent en production au tout début des années 2010. Concurrencées par le charbon et les renouvelables, elles ne tournent qu'à moitié de leur capacité et essuient des pertes de plusieurs millions d'euros par an. Les propriétaires ne voyant pas d'amélioration à terme décident de les fermer. Mais ils s'en voient empêchés par le gestionnaire du réseau qui considère que ces unités récentes doivent rester ouvertes afin d'assurer une réserve opérationnelle pour palier l'insuffisance d'électricité renouvelable à certains jours et heures de l'année dans le sud de l'Allemagne » ³⁰.

Ce que confirment :

- une brève d'Enerpresse du 4/5/2018 : « Les unités 4 et 5 de la centrale au gaz d'Irsching, en Bavière, seront mises sous cocon entre mai 2019 et fin septembre 2020 pour défaut de rentabilité, ont annoncé leurs propriétaires jeudi 26 avril [...] La fonction de soutien aux énergies renouvelables exercée par ces unités « n'est pas rémunérée de manière adéquate », estiment les exploitants. « L'environnement juridique [nous] oblige à fournir ce service à des prix qui ne couvrent pas les coûts », expliquent-ils. Irsching 4 (561 MW) a été mise en service en 2011. Irsching 5 (846 MW) en 2010. C'est la troisième fois que cette dernière est mise sous cocon depuis le début de son exploitation ».
- et la contribution « en pointillé » de cette centrale à l'extrême tension sur les prix de gros, au-delà de 300 €/MWh en 4^{ème} semaine de janvier 2017 (cf. **annexe I**), malgré l'appel généralisé aux centrales à gaz (à hauteur de ~ 9 GW)³¹ :



Le système électrique allemand n'est donc pas à l'abri de fortes tensions, encore plus quand la fermeture de ses 9,5 derniers GW de nucléaire, programmée pour 2020, aura eu lieu.

RTE non plus, qui escompte manifestement le soutien de ses voisins (Allemagne en tête) ...

²⁹ L'incident continental du 4 novembre 2006 a été provoqué par la coupure intempestive d'une ligne THT au nord de l'Allemagne.

³⁰ Article de F. Lévêque, déjà cité.

³¹ Sur le reste de l'année 2017, la contribution de cette centrale se limite à quelques « pointes » de 2 ou 3 heures :

- 6 février : 336 MW d'Irsching 5
- 27 mars : 1 (sic !?) MW Irsching 4
- 3 mai : 457 MW Irsching 4
- 17 mai : 321 MW d'Irsching 5
- 19 mai : 143 MW d'Irsching 3
- 19 juillet : 470 MW d'Irsching 4
- et 17 octobre : 174 MW d'Irsching 3.

Rôle d'EPEX

(extrait de https://www.epexspot.com/fr/epex_spot_se/epex_spot_et_le_marche_de_l_electricite)

EPEX fournit un marché où les membres envoient leurs ordres pour acheter ou vendre de l'électricité dans des zones de livraison données.

*Le rôle d'EPEX SPOT est d'**appairier** ces ordres en toute transparence, dans le respect des règles de marché, qui fixent entre autres les priorités d'exécution et les algorithmes utilisés dans l'appariement des ordres. Par conséquent, les transactions produites par EPEX SPOT sont des accords obligeant les parties à acheter ou vendre une quantité d'électricité déterminée pour une zone de livraison donnée au prix du marché. **Ce prix ne peut jamais être supérieur au prix d'achat fixé par l'acheteur ni inférieur au prix de vente proposé par le vendeur.***

[...]

Un important résultat de cette activité est pour EPEX SPOT la diffusion des prix résultant de ces transactions. Comme ces transactions engendrent une concurrence ouverte et transparente entre les ordres entrés par les membres de marché, elles reflètent la meilleure information disponible en temps voulu sur les conditions de marché. Ce sont donc les prix les plus fiables possible disponibles pour l'électricité au comptant, que ce soit les prix day ahead pour les enchères pour le lendemain ou les prix intraday pour la négociation intrajournalière en continu.

Ces prix servent de référence aux transactions sur le marché de gros. [...]

La libre négociation d'électricité assure ainsi des prix compétitifs aux consommateurs finaux, qui ont la liberté de choisir entre de nombreux fournisseurs. Indépendamment des infrastructures de production que les fournisseurs peuvent posséder ou non, ils dépendent du marché de gros pour la livraison d'électricité à leurs clients. De plus, l'électricité ne pouvant être stockée, tous les utilisateurs des réseaux de transport doivent équilibrer en temps réel leurs ressources avec la consommation d'électricité.

EPEX SPOT fournit aux producteurs et fournisseurs, et même aux gestionnaires de réseau de transport, ainsi qu'aux consommateurs industriels, un créateur de liquidité pour réaliser leurs ventes ou leurs achats en électricité au comptant. Répondre à leurs besoins équilibre l'offre et la demande, générant des prix pertinents pour l'électricité à court terme.

Il est parfois précisé (cas de Wikipedia) que « **le signal prix des contrats quart d'heure contribue à l'augmentation de la flexibilité et, dans le même temps, incite à la stabilisation du système** ».

Compilation de brèves sur les précédentes « anomalies »

120900 Centre d'Analyse Stratégique n° 281 (extrait relatif aux « prix négatifs »)



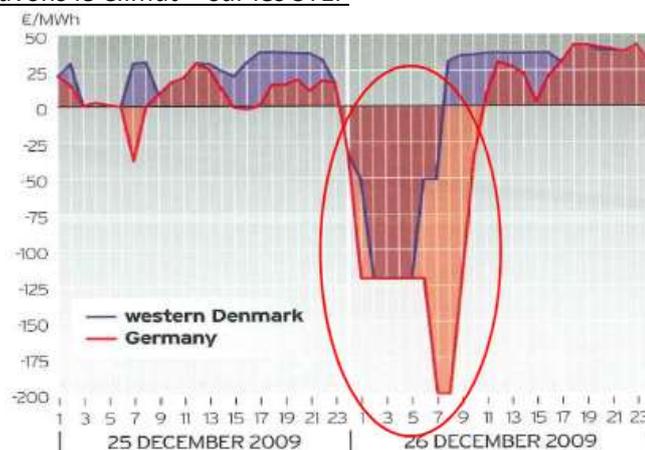
Insert de page 12 :

Prix négatifs du MWh : une anomalie due à la priorité d'injection des EnR sur le réseau

L'intermittence des EnR peut curieusement générer des prix négatifs sur les marchés de l'électricité. On a ainsi compté en Allemagne 17 jours en 2010, 15 jours en 2011 et 6 jours au premier trimestre 2012. Le phénomène s'est récemment étendu à la France : 5 jours en 2011 et 2 jours pour début 2012. Il est dû au fait que la production d'EnR est prioritaire sur le réseau⁶⁷ et qu'il est plus rentable pour un producteur de payer un consommateur pour qu'il consomme que de supporter les coûts d'arrêt/démarrage de ses centrales thermiques et de leur usure prématurée. D'un point de vue économique, une EnR dont le coût de production marginal est nul ne devrait pas être proposée sur le marché si les prix sont négatifs (et donc inférieurs aux coûts de production). La bourse de l'électricité EPEX relève également des épisodes où les prix à la pointe sont inférieurs aux prix de base, une autre anomalie due aux mêmes causes.

(67) En termes économiques, le coût marginal de l'éolien ou du solaire étant nul, en cas de prix négatif sur les marchés, la production de ces moyens devrait être écartée.

130325 Atelier organisé par « *Sauvons le Climat* » sur les STEP



Pic de prix négatif observé en décembre 2009 sur la bourse allemande

130618 Les Echos par Véronique Le Billon

La France aux prises avec des prix de l'électricité négatifs

Le prix du mégawattheure s'est négocié à - 40 euros dimanche dernier sur le marché Epex Spot.

C'est un paradoxe qui ne va pas aider les Français à comprendre leur facture d'électricité. Alors que le régulateur de l'énergie juge que les tarifs doivent augmenter de près de 10 % en juillet pour couvrir les coûts d'EDF cette année, le mégawattheure (MWh) livré sur le marché de l'électricité dimanche s'est échangé à un prix négatif de... - 40,99 euros. Il est même tombé à - 200 euros pendant quelques heures le matin.

Le MWh s'échangeait autour de 8,60 euros pour livraison samedi et autour de 28 euros les jours précédents, soit un niveau déjà extrêmement faible. « *Il semble qu'une consommation relativement basse, résultat de températures douces pendant le week-end, et un niveau élevé de production non flexible (nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque) en France, en Allemagne et en Belgique, ont conduit à un surplus de production dans ces pays* », a indiqué Epex Spot, la Bourse journalière de l'électricité, dans une note publiée sur son site Internet. En Allemagne, le prix de base du MWh s'établissait dimanche à - 3,33 euros.

Au titre de sa mission de surveillance des marchés, la Commission de régulation de l'énergie va mener ces prochaines semaines une analyse approfondie de ces mouvements de prix et détecter d'éventuels dysfonctionnements. Ce week-end, le solaire et l'éolien auraient produit massivement, notamment en Allemagne. L'alternative pour les producteurs d'énergie était donc de moduler à la baisse la production ou de payer quelques heures des MWh pour écouler la production superflue et éviter ainsi les coûts liés à l'arrêt des moyens de production. En décembre, EDF avait ainsi baissé la puissance de réacteurs nucléaires.

Mais les producteurs d'énergie solaire et éolienne, qui bénéficient par contrat de tarifs de rachat fixe de leur électricité quelle que soit la demande, n'ont, eux, aucun intérêt à moduler leur production, que ce soit en France ou en Allemagne. Dès lundi, la hausse de la demande a permis aux prix français de redevenir positifs. Le MWh s'échangeait autour de 35 euros pour livraison aujourd'hui. L'an dernier, des prix négatifs ont déjà été enregistrés pendant dix heures sur le marché de la vente d'électricité d'un jour sur l'autre (« *day ahead* ») et pendant dix-sept heures sur le marché intrajournalier (« *intraday* »), mais seulement pendant les fêtes de Noël et du Nouvel An, où la consommation est particulièrement creuse. Les prix ont cette fois été négatifs pendant quinze heures.

Un nouveau risque pour ce marché

Ce phénomène, s'il reste encore exceptionnel, est perçu comme un nouveau risque pour le fonctionnement du marché de l'électricité. Si les acheteurs d'énergie peuvent saisir ces bonnes affaires pour optimiser leurs coûts sur le court terme et sur des volumes restreints (115.000 MWh dimanche), le signal de long terme est beaucoup plus négatif, notamment parce qu'il dégrade la rentabilité des investissements dans les moyens de production. « *L'impact de court terme représente peut-être quelques millions d'euros mais c'est dérisoire par rapport aux enjeux de long terme* », estime Fabien Choné, directeur général délégué de Direct Energie.

130619 Libération par AFP

Quand le prix de l'électricité oscille dans le négatif

Un record de prix négatif, à -200 euros le mégawattheure, a été observé dimanche.

Avec les subventions et la priorité accordée aux énergies renouvelables, certains producteurs utilisant le gaz ou le nucléaire doivent ponctuellement payer pour écouler leur courant. Un cabinet d'études pointe un risque de déséquilibre.

La France est à son tour rattrapée par les prix négatifs de l'électricité sur les marchés de gros, ce qui sape la rentabilité des centrales à gaz et donc la sécurité d'approvisionnement, a averti mercredi le cabinet Sia Partners. Le week-end dernier, 14 heures de prix négatifs ont été constatés dans l'Hexagone sur la Bourse de l'électricité Epex-Spot, soit plus que les 10 heures enregistrées sur l'ensemble de 2012, et un record à -200 euros le mégawattheure a même été observé dimanche, observe Sia.

Ce phénomène, déjà observé chez des grands producteurs éoliens ou solaires comme l'Espagne, l'Allemagne et le Danemark, est imputé à l'essor des énergies renouvelables. L'électricité solaire ou éolienne bénéficie d'une « *priorité d'injection* », c'est-à-dire qu'elle est écoulée en priorité sur les réseaux électriques, devant les autres moyens de production (barrages hydrauliques, centrales nucléaires, centrales thermiques à fioul, gaz ou charbon). Elle est de plus subventionnée, et produite à coûts fixes, ce qui incite les exploitants à surproduire. Du coup, les prix de gros de l'électricité en Europe sont tirés à la baisse durant les pics de production éolienne ou solaire, jusqu'à, ponctuellement, devenir négatifs.

Pour Sia Partners, ce phénomène « *met à mal le difficile équilibre des marchés européens de l'électricité* », et notamment la rentabilité des centrales à gaz, comme l'illustre la multiplication des fermetures ou mises sous cocon d'installations en Europe (dont trois centrales à gaz françaises de GDF Suez), victimes d'un « *carnage* » économique.

En effet, en période de prix négatifs, leurs propriétaires doivent payer pour écouler leurs électrons, ou stopper leurs installations, qui tournent donc de moins en moins. Or, « *quand il n'y a pas de vent et pas de soleil, il faudra bien produire*

avec des centrales d'appoint, et si tout le monde les ferme, on risque de se retrouver face à un problème insoluble », prévient Cédric Jeancolas, de Sia Partners.

En effet, l'éolien et le solaire, qui fonctionnent par intermittence, nécessitent par définition des moyens de production d'appoint, hydrauliques ou thermiques (la production des centrales nucléaires étant difficilement modulable) pour prendre le relais quand ils ne sont pas disponibles. En outre, cela ne profite pas vraiment aux consommateurs, selon lui. Car d'un côté, ils financent les subventions aux renouvelables, et de l'autre, lorsque des producteurs d'électricité doivent payer pour écouler leur production, cela finit par se répercuter sur les factures.

140318 Enerpresse

Allemagne Nouvel épisode de prix négatifs sur le marché

European Power Exchange (EPEX), bourse de l'électricité spot basée à Paris, a enregistré, ce dimanche, un nouvel épisode de prix négatifs sur le marché allemand (et autrichien). Le prix en base (la veille pour le lendemain, soit samedi pour dimanche) s'est établi en moyenne à - 4,13 euros/MWh, mais cette cotation descend à - 37,71 €/MWh pour les heures du « petit matin » (5 h à 8 h). Le record horaire de prix négatif s'établit à - 60,26 €/MWh, avec une forte poussée des échanges sur ces périodes, les producteurs, cherchant à évacuer beaucoup plus de courant qu'il n'est appelé par le réseau. Cause principale de cette « anomalie », dans la terminologie du moment : la forte montée en puissance des éoliennes allemandes (jusque 25 GW en service sur les heures concernées, alors que le solaire PV a plafonné à 5 GW au pic du soleil) et une demande très faible un dimanche agréable quasi printanier dès potron-minet (eh oh, c'est dimanche matin !). On notera au passage que sur 10 heures sur 24 dans la journée, les prix ont été négatifs. Par ailleurs, on note également que les échanges aux frontières montrent que l'Allemagne a été exportatrice sur ces périodes vis-à-vis de la France, qui, exportait, elle, toute la journée vers d'autres pays. Comme d'habitude, il convient de rappeler qu'il s'agit d'échanges commerciaux. Autrement dit, le fait d'être importateur de courant « soldé » ne veut pas dire que l'on en manque !

150512 Enerpresse

EUROPE Les prix de gros restent bas en avril

Les prix de gros de l'électricité sur les Bourses d'Europe de l'Ouest sont restés à des niveaux bas en avril, en raison d'une bonne production solaire en Allemagne, selon des données publiées le 7 mai par l'agence Platts. En France, les prix ont atteint en moyenne 38,97 €/MWh, en baisse de 9 % par rapport à mars, en raison d'une bonne production hydraulique et nucléaire, mais en hausse de 20 % par rapport à avril 2014. En Allemagne, les prix ont été en moyenne de 30,22 €/MWh, en baisse de 2 % par rapport à mars, et de 3 % par rapport à avril 2014. Les prix allemands restent à des niveaux bas en raison de la hausse continue de la production renouvelable dans le pays. La puissance renouvelable appelée a atteint 40 GW en moyenne au mois d'avril, conduisant à un épisode de prix négatif sur le marché le 22 avril. L'énergie solaire a notamment atteint un haut niveau, avec une capacité moyenne de 13,5 GW, soit un niveau bien supérieur au 10 GW de nucléaire dans le pays. Seul le Royaume-Uni a vu ses prix de gros augmentés en avril, 43,6 £/MWh (60,2 €) contre 40,3 £/MWh (55,7 €) en mars. Deux raisons expliquent cette hausse relativement importante : l'augmentation du prix du carbone, qui est passé de 9,55 £/t CO2 à 18,08 £/t CO2, ainsi qu'une production éolienne qui a reculé.

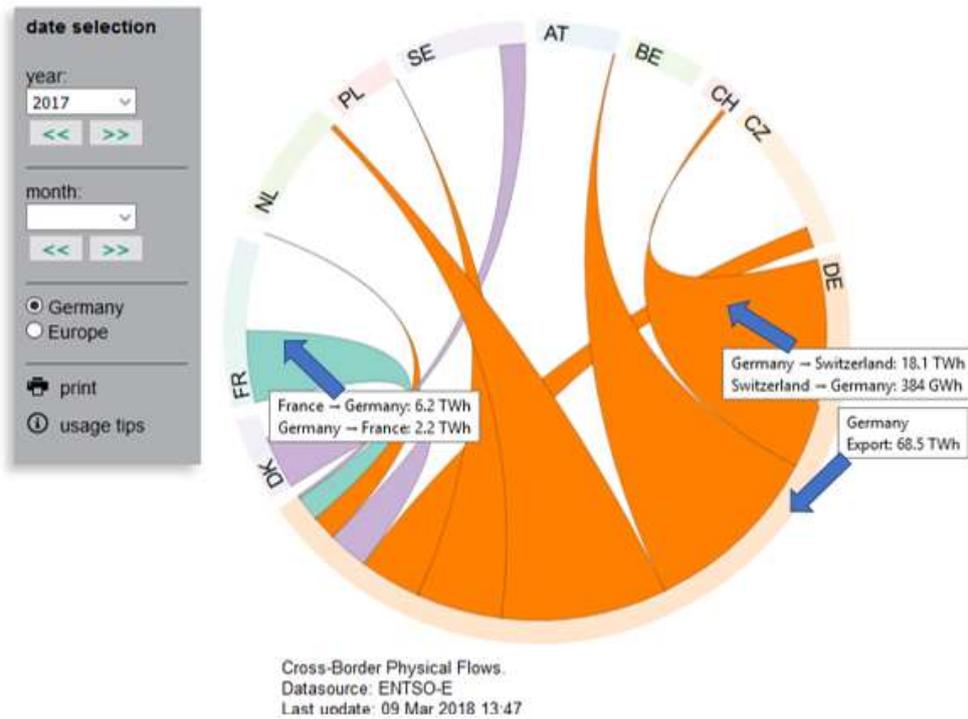
161228 Enerpresse

ALLEMAGNE Forte chute des prix spot à Noël

À la bourse Epex Spot, les prix spot day-ahead en base de la zone Allemagne/Autriche ont chuté à partir du 22 décembre. Le prix est passé de 45,23 €/MWh pour livraison le 22 décembre à - 12,25 €/MWh pour livraison le 26 décembre. La baisse de la consommation pendant la période des fêtes de Noël conjuguée à une très forte production éolienne expliquent cette évolution des prix spot. Le contrat pour livraison le 27 décembre est remonté à 4,48 €/MWh. Les contrats pour la pointe de consommation ont également chuté, atteignant un prix négatif de 4,24 €/MWh pour le produit livré le 26 décembre.

Transcription des données Fraunhofer, depuis ses « rosaces » ...

Electricity exchange of Germany with its neighbours in 2017



Montage de trois copies d'écran : les flèches bleues indiquent la position à donner au pointeur, sur le graphe Fraunhofer, pour faire apparaître l'insertion relative aux échanges d'une année donnée entre 2 pays, ou l'export annuel d'un seul pays.

... au tableau synoptique ci-dessous :

Echanges d'énergie électrique concernant l'Allemagne, sur l'année 2017
 en TWh/an Src : www.energy-charts.de/exchange.html Last update : 13 Jan 2018

de ... à ...	Allem.	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc	Gr.-Br.	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		15,40		3,40		2,20			2,20	14,20	7,40	0,25	18,10	5,30	68,45	68,50
Autriche	0,11												6,60	0,00	6,71	18,90
Belgique						4,50			0,01	0,00					4,51	4,50
Danemark	4,60											2,20			6,80	9,10
Espagne						2,90										5,80
France	6,2		2,90		15,20		10,10	10,90	0,00				4,60		49,90	49,80
Gr.-Bret.*						2,20				0,19						2,40
Italie																2,90
Luxembg.	0,00		0,04			0,00									0,04	0 ?
Pays-Bas	0,42		9,60				7,20								17,22	17,40
Pologne	0,00											0,15		5,40	5,55	10,40
Suède	2,10			5,10							3,10				10,30	30,80
Suisse	0,38	0,07				2,20		20,50							23,15	23,10
Tchéquie	1,80	11,00									0,03				12,83	24,00
Import total calculé	15,6					14,0			2,2						Total des exports	267,60

Ce tableau, comme celui en page suivante, retranscrit fidèlement les données Fraunhofer (en script), avec quelques compléments (en italiques) issus de calculs élémentaires pour sommer imports (ligne du bas) et exports (colonne de droite). Cette dernière est censée recouper les exports mentionnés par Fraunhofer, pour chaque pays (poser le pointeur sur la bande externe de la rosace).

Echanges d'énergie électrique dans l'Union Européenne (plus Norvège, Russie et Suisse ***) sur l'année 2017, en TWh (milliards de kilowattheures)

Source : www.energy-charts.de/echange.html Last update : 13 Jan 2018

de ... à ...	Allem	Autr	Belg	Bulg	Dan.	Esp.	Eston	Finl	France	Gr.-Bret.	Grèce	Hongrie	Irlande	Italie	Lettonie	Lituanie	Luxembg.	Norvège	Pays-Bas	Pologne	Portugal	Roumanie	Russie	Slovaquie	Slovénie	Suède	Suisse	Tchéquie	Total importé ****	Total	Export
Allemagne	15,4				3,40				2,20																				68,45	68,50	
Autriche	0,11								4,50																				18,97	18,90	
Belgique									2,00																				4,51	4,50	
Bulgarie																													2,27	6,60	
Danemark	4,60																												9,10	9,10	
Espagne									2,90																				5,80	5,80	
Estonie									0,84																				1,50	4,64	
Finlande									1,60																				0,00	1,72	
France	6,2	2,90			15,2				2,2	10																		4,60	49,90	49,80	
Gr.-Bret. *										0,2																			2,39	2,40	
Grèce																													1,62	2,00	
Hongrie																													0,89	6,70	
Irlande																													0,00	?	
Italie									0,28																				0,74	2,90	
Lettonie																													0,02	0,00	
Lituanie																													0,04	3,45	
Luxembg.																													0,03	2,10	
Norvège									0,00																				0,04	0,74	
Pays-Bas	0,42																												8,90	19,49	
Pologne	0,00																												4,40	17,33	
Portugal																													0,15	10,45	
Roumanie																													5,40	10,40	
Russie																													5,60	5,60	
Slovaquie																													3,67	5,80	
Slovénie																													9,63	9,70	
Suède	2,10																												0,00	9,50	
Suisse	0,38	0,07																											5,59	7,40	
Tchéquie	1,80	11,0																											30,80	30,80	
Total importé ****	85,4	26,7	82,5	3,4	83,4	26,4	4,4	21,4	14,2	17,3	2,3	14,4	4,4	34,4	3,3	4,7	2,2	4,4	14,4	82,4	2,4	4,1	4,4	85,4	5,4	14,7	24,3	14,7	335,4	23,93	24,00

* Y compris Irlande du Nord

** Bien que figurant sur la grande "rosace" de Fraunhofer ISE, nous n'avons pas intégré dans cette matrice les pays dont les noms suivent (avec le nb. de TWh qu'ils ont exportés en 2017) :

Albanie	0,4
Bosnie-Herzégovine	3,5
Biélorussie	1,4
Croatie	2,0
Macédoine	2,1

Malte	?
Monténégro	1,6
Serbie	4,9
Turquie	3,3
Ukraine	2,0

non plus que le Maroc -

*** Les chiffres en italiques soulignent le fait qu'ils résultent d'un calcul personnel : avant-dernière colonne pour l'export total, dernière ligne pour l'import total

Synthèse des échanges d'électricité en Europe, limitée aux pays limitrophes de l'Allemagne et de la France

Echanges d'énergie électrique **concernant Allemagne et France**, sur l'année 2016
en TWh/an Src : www.energy-charts.de/exchange.html Last update : 13 Jan 2018

de ... à ...	Allem	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc.	G-Br.*	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		12,80		4,60		2,00			0,00	15,80	8,80	0,80	15,60	3,50	63,90	63,90
Autriche	0,35															14,90
Belgique						4,40			0,00							6,30
Danemark	2,10															7,80
Espagne						4,10										5,90
France	7,5		3,90		11,80		11,2	11,10	0 ?				4,70		50,20	50,30
Gr.-Bret. *						1,1										1,20
Italie						0,29										3,80
Luxembg.	?		0,00			0,00									0,00	0 ?
Pays-Bas	0,19															16,90
Pologne	2,00															11,50
Suède	1,50															25,90
Suisse	1,00					1,80										22,80
Tchéquie	2,10															21,20
Import total calculé	16,7					13,7			0,0						Total des exports	252,4

Echanges d'énergie électrique concernant l'Allemagne, sur l'année 2015

de ... à ...	Allem	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc.	G-Br.*	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		15,60		5,30		1,30			5,10	22,50	9,70	0,16	13,60	5,30	78,56	78,70
Autriche	3,30															17,80
Belgique						1,20			0,21							2,30
Danemark	4,90															9,40
Espagne						1,80										14,20
France	10,8		9,40		7,40		13,50	14,90	0,98				8,70		65,68	65,70
Gr. Bret. *						0,15										2,10
Italie						0,71										3,20
Luxembg.	1,20		0,49			0,00									1,69	1,70
Pays-Bas	0,28															18,30
Pologne	0,02															13,10
Suède	1,80															32,30
Suisse	2,90					3,90										30,80
Tchéquie	5,60															25,80
Import total calculé	30,8					9,1			6,3						Total des exports	315,4

Echanges d'énergie électrique **concernant Allemagne et France**, sur l'année 2014

de ... à ...	Allem	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc.	G-Br.*	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		14,50		8,00		0,83			4,20	24,30	9,20	0,77	11,50	3,80	77,10	77,10
Autriche	5,50															18,00
Belgique						0,97			0,18							4,20
Danemark	4,50															8,30
Espagne						2,40										15,50
France	14,8		11,10		6,00		15	15,50	1,10				10,00		78,50	73,50
Gr.-Bret. *						0,014										3,70
Italie						0,63										2,70
Luxembg.	0,78		0,83			0,00									1,61	1,60
Pays-Bas	0,35															17,60
Pologne	0,05															11,30
Suède	1,80															32,50
Suisse	4,60					2,90										30,00
Tchéquie	6,30															28,10
Import total calculé	38,7					12,7			5,5						Total des exports	324,1

erreur !

Echanges d'énergie électrique concernant Allemagne et France, sur l'année 2013

en TWh/an Src : www.energy-charts.de/exchange.html Last update : 11 mars 2015

de ... à ...	Allem	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc.	G-Br.*	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		14,50		11,50		1,20			5,60	24,60	5,50	1,00	11,70	2,40	78,00	78,00
Autriche	7,30															19,80
Belgique						2,40			0,79							7,60
Danemark	3,20															11,20
Espagne						3,20										16,60
France	11,8		8,70		4,90		10,9	12,70	0,29				9,30		63,59	58,50
Gr.-Bret. *						0,542										4,50
Italie						0,86										2,20
Luxembg.	0,00		0,70			0,00									0,70	1,70
Pays-Bas	0,34															14,90
Pologne	0,54															12,30
Suède	1,10															24,70
Suisse	3,70					3,40										30,70
Tchéquie	9,40															27,50
Import total calculé	37,4					16,6			6,7						Total des exports	310,2

Echanges d'énergie électrique concernant Allemagne et France, sur l'année 2012

en TWh/an Src : www.energy-charts.de/exchange.html Last update : 11 mars 2015

de ... à ...	Allem	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc.	G-Br.*	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		15,10		2,60		0,78			5,70	20,40	6,10	0,30	12,70	2,70	66,38	66,20
Autriche	6,30															22,60
Belgique						2,30			0,18							6,50
Danemark	8,20															10,50
Espagne						2,80										17,20
France	13,2		6,70		4,40		7,6	12,60	0,00				9,60		59,10	54,10
Gr.-Bret. *						1,2										3,60
Italie						1,10										2,20
Luxembg.	1,10		0,83			0,00									1,93	2,30
Pays-Bas	0,74															13,40
Pologne	0,17															12,60
Suède	2,90															32,40
Suisse	3,10					2,30										31,80
Tchéquie	8,40															28,70
Import total calculé	44,1					15,5			5,9						Total des exports	304,1

Echanges d'énergie électrique concernant Allemagne et France, sur l'année 2011

en TWh/an Src : www.energy-charts.de/exchange.html Last update : 11 mars 2015

de ... à ...	Allem	Autr.	Belg.	Dan.	Esp.	Franc.	G-Br.*	Italie	Lux.	P.-Bas	Polog.	Suède	Suis.	Tch.	Total	Export
Allemagne		15,90		2,90		0,14			5,80	9,60	5,10	0,63	14,00	1,90	55,97	56,00
Autriche	5,40															17,90
Belgique						2,30			1,30							10,70
Danemark	5,10															10,30
Espagne						2,50										13,70
France	20,3		7,10		4,00		6,2	14,30	0,00				12,30		69,20	64,20
Gr.-Bret. *						1,4										3,80
Italie						0,94										2,10
Luxembg.	1,10		1,50			0,00									2,60	2,70
Pays-Bas	3,20															11,80
Pologne	0,43															12,00
Suède	2,00															21,40
Suisse	2,80					1,80										30,30
Tchéquie	9,40															27,50
Import total calculé	49,7					14,1			7,1						Total des exports	284,4

Evolution, de 2011 à 2017, des capacités d'exportation des pays européens

En rouge, les pays commerçant avec l'Allemagne ("petite" rosace Fraunhofer ISE)

Pays *	2011	2017	Ecart 2017/2011		Pays	2011	2017	Ecart 2017/2011	
			en TWh	en %				en TWh	en %
Albanie	0,21	0,43	0,2	104,7	Luxembourg	2,7	?	?	?
Allemagne	56,0	68,5	12,5	22,3	Macédoine	1,5	2,1	0,6	40,0
Autriche	17,9	18,9	1,0	5,6	Moldavie ***	0,5	?	?	?
Belgique	10,7	6,1	-4,6	-43,0	Monteneg. ****	?	1,6	?	?
Biélorussie	2,9	1,4	-1,5	-51,7	Norvège	13,6	19,4	5,8	42,6
Bosnie-Herzég.	3,9	3,5	-0,4	-10,3	Pays-Bas	11,8	17,4	5,6	47,5
Bulgarie	12,0	6,6	-5,4	-45,0	Pologne	12,0	10,4	-1,6	-13,3
Croatie	6,3	2,0	-4,3	-68,3	Portugal	3,9	5,6	1,7	43,6
Danemark	10,3	9,1	-1,2	-11,7	Roumanie	5,0	5,8	0,8	16,0
Espagne	13,7	5,8	-7,9	-57,7	Roy.-Uni	3,8	2,4	-1,4	-36,8
Estonie	5,0	4,7	-0,3	-6,0	Russie	15,4	9,7	-5,7	-37,0
Finlande	4,6	1,8	-2,8	-60,9	Serbie	5,1	4,9	-0,2	-3,9
France	69,2	49,8	-19,4	-28,0	Slovaquie	12,2	10,2	-2,0	-16,4
Grèce	3,9	2,0	-1,9	-48,7	Slovénie	7,9	7,4	-0,5	-6,3
Hongrie	8,1	6,7	-1,4	-17,3	Suède	21,4	30,8	9,4	43,9
Irlande (Rép. d')	0,24	?	?	?	Suisse	30,3	23,1	-7,2	-23,8
Irlande Nord **	0,73	?	?	?	Tchèque (Rép.)	27,5	12,8	-14,7	-53,5
Italie	2,1	2,9	0,8	38,1	Turquie	2,6	3,3	0,7	26,9
Lettonie	2,8	3,4	0,6	21,4	Ukraine	5,5	2,0	-3,5	-63,6
Lithuanie	1,3	2,1	0,8	61,5	... hors pays omis	411	363	-47,9	-11,7%
					Somme globale	415	365		
					hors Allemagne	355	295	-60,4	-17,0%

*Hors tableau : Andorre et Maroc (voir Espagne ?), Malte (isolée) ...

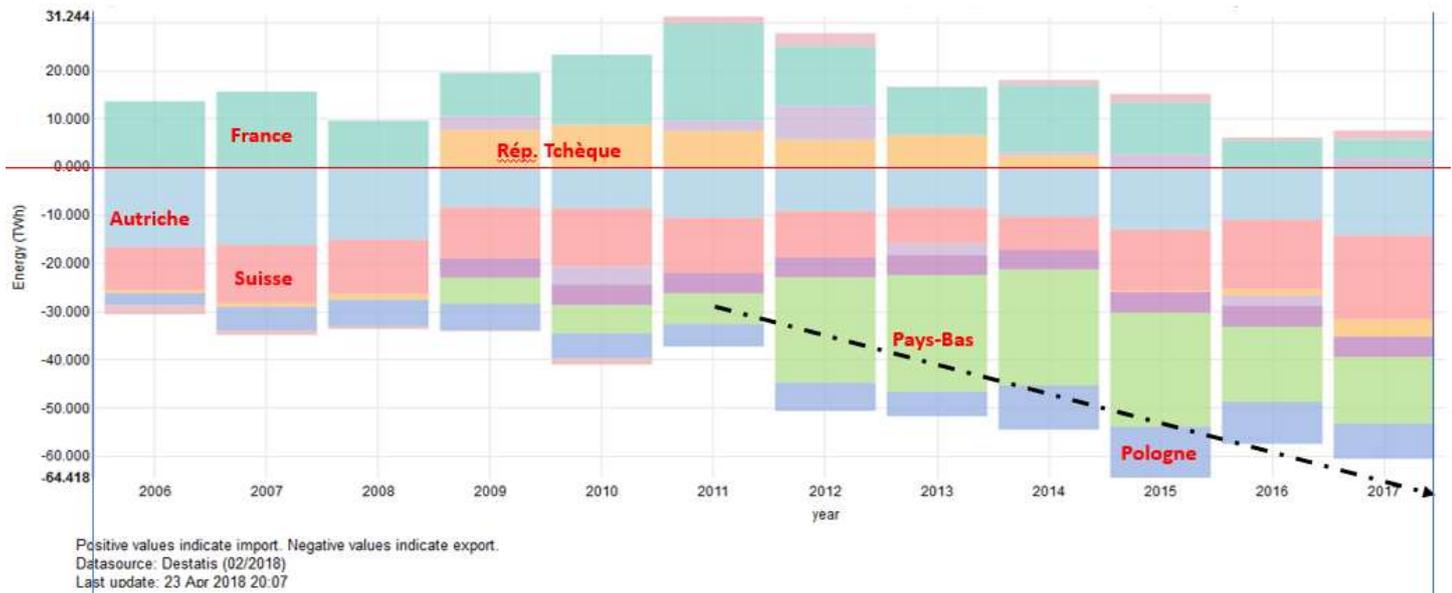
** Les deux Irlande auraient-elles été intégrées au Royaume Uni ???

*** Pourquoi la Moldavie disparaît-elle (échangeant avec la seule Roumanie en 2017) ?

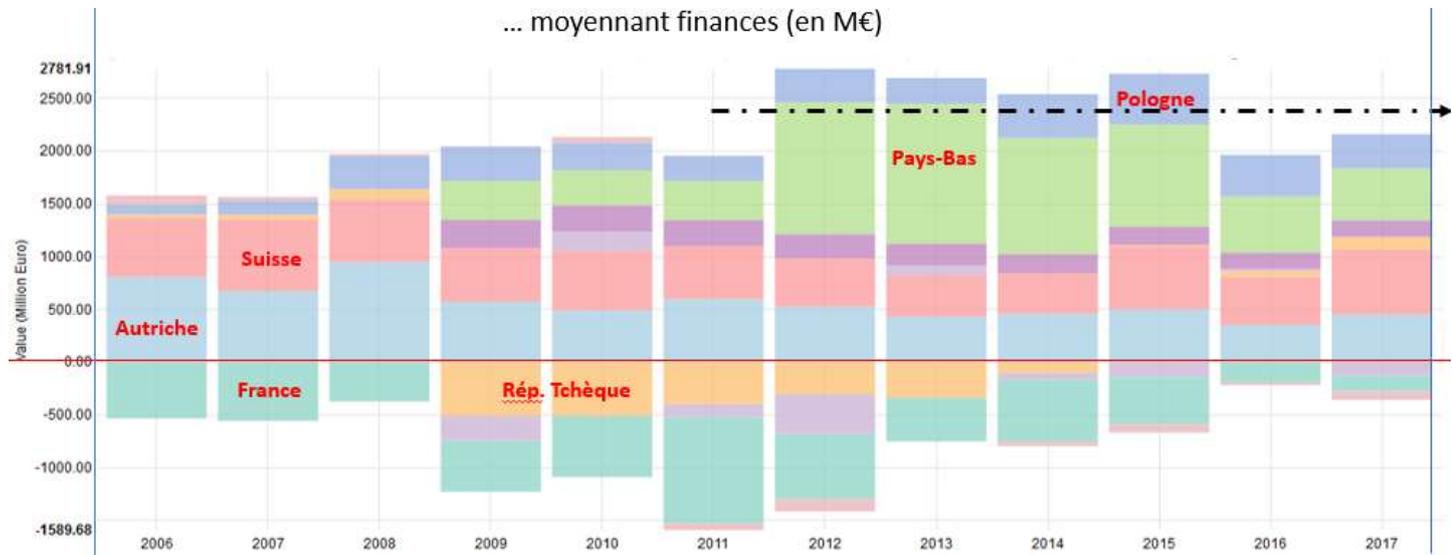
**** Pourquoi le Montenegro disparaît-il (échangeant avec la seule Serbie en 2017) ?

***** L'Ukraine figure par deux fois sur la rosace Fraunhofer de 2011 (5,5 et 4,8 TWh) !

L'Allemagne est de plus en plus exportatrice (en TWh) ...



... moyennant finances (en M€)



De ces deux graphes également fournis par Fraunhofer, il ressort que, en termes de bilan import/export :

- l'**Autriche** est **constamment importatrice** : de 16,7 TWh en 2007 à 14,1 TWh en 2017 ;
- il en est de même de la **Suisse**, passant de 7,4 TWh en 2013 à 17,5 TWh ;
- la **Pologne** aussi (jusqu'à 10,6 TWh en 2015), mais en nette régression depuis (7,3 TWh en 2017) ;
- de même que les **Pays-Bas** : 5,4 TWh en 2009, 24 TWh en 2014, seulement 13,7 TWh en 2017.
- La **République Tchèque**, faiblement importatrice jusqu'en 2008, est devenue exportatrice (2,4 TWh en 2015) avant de redevenir importatrice, faiblement ...
- Seule (avec la Suède), la **France est continument exportatrice** mais de moins en moins depuis le pic de 2011 (20,2 TWh).

Trois séquences de prix négatifs, vues hors d'Allemagne

Données horaires Fraunhofer			Données horaires Eco2mix (RTE), simultanées				
							
Jour(s) de l'année 2017	H	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	
30/04 et 01/05	8	-2,16	14,98	9,56	21,29	12,72	
	9	-9,14	15,61	8,71	21,75	10,54	
	10	-16,16	12,12	3,23	19,97	1,12	
	11	-37,85	10,00	-1,90	21,01	1,04	
	12	-58,30	10,29	-1,18	20,90	-1,18	
	13	-94,55	7,09	-70,01	25,00	-43,58	
	14	-100,57	1,70	-74,92	30,00	-49,91	
	15	-103,53	-2,17	-71,96	3,16	-49,95	
	16	-110,94	-1,00	-49,97	22,00	-20,52	
	17	-68,71	5,01	-6,00	15,20	2,36	
	18	-41,26	8,70	-1,21	17,61	12,28	
	19	-32,68	15,67	8,86	21,75	21,35	
	20	-22,92	20,15	10,08	29,16	25,99	
	1/5	21	-23,80	21,23	8,87	30,00	30,02
22		-28,54	33,00	-0,54	33,00	30,67	
23		-64,93	35,81	-70,01	32,54	30,51	
0		-20,32	19,54	-26,94	36,00	25,65	
1		-13,38	16,76	-25,00	36,00	17,82	
2		-13,32	12,87	-30,11	36,00	17,82	
3		-11,93	6,02	-30,03	36,00	12,83	
4		-0,99	7,02	-24,90	36,00	12,98	
5		-0,31	11,38	-30,05	36,00	14,62	
6		-2,13	12,18	-62,95	36,00	18,34	
30/7	7	-1,25	12,02	-53,85	36,00	18,80	
	8	-7,52	12,56	-67,02	36,00	21,94	
	9	-2,44	12,45	-65,00	36,00	27,35	
	11	-12,55	8,17	-0,02	13,90	8,51	
	12	-57,71	10,53	-45,42	-41,31	7,09	
	13	-86,12	8,54	-67,05	-11,49	7,00	
	14	-86,41	5,77	-64,90	-9,59	5,97	
20/8	15	-25,62	2,51	-14,23	13,78	5,44	
	4	-1,10	5,22	-0,91	11,00	8,52	
	5	-1,85	9,09	5,01	13,34	11,13	
	6	-0,99	7,07	5,18	8,60	8,05	
	7	-1,94	6,21	8,51	6,16	8,70	
	8	-1,10	5,31	8,17	5,28	9,12	
	9	1,72	4,07	5,06	5,21	9,07	
	10	-2,02	6,16	9,65	6,17	8,52	
	11	-2,94	6,80	5,59	8,80	9,96	
	12	0,41	6,91	2,66	10,23	6,00	
	13	-1,95	6,54	2,10	10,05	7,42	
	14	-0,56	8,25	-0,01	11,65	5,10	
	15	-0,01	5,76	-14,35	9,42	4,95	
				-0,87	-12,93	4,28	2,35
				-0,05	-6,37	4,97	2,36

Suspectes, ces cases vertes à prix arrondis et constants ...

Politiques des voisins de l'Allemagne pour la protéger leurs réseaux

Enerpresse du 6 avril 2012 : Prague ne bloquera pas les flux électriques allemands

La République tchèque **ne compte pas installer à sa frontière avec l'Allemagne des transformateurs déphaseurs**, système de blocage des excédents d'électricité, notamment éolienne, en provenance de l'Allemagne, a assuré mardi, à Prague, le Premier ministre tchèque, Petr Necas. « *Notre politique n'est pas de construire des transformateurs déphaseurs pour séparer nos réseaux énergétiques, bien que les flux d'électricité provenant des sources renouvelables dans le nord de l'Allemagne nous causent des problèmes* », a-t-il déclaré. [...]

Les jours de fort vent, le réseau énergétique allemand nord-sud sature et l'électricité est automatiquement dirigée vers l'est, en Pologne et en République tchèque. De tels flux menacent la stabilité du réseau tchèque selon la compagnie CEPS qui gère les lignes de transport d'électricité tchèques. Cette compagnie compte investir d'ici 2024 quelque 63 milliards de couronnes (2,57 milliards d'euros) dans la modernisation de son réseau. **En revanche, la Pologne, elle, prévoit d'installer des déphaseurs** pour ne recevoir que l'électricité qui lui est nécessaire.

Enerpresse du 31 octobre 2012 : L'éolien allemand court-circuite les frontaliers interconnectés

Contrairement au pétrole, les énergies renouvelables électriques ne peuvent être stockées. C'est en cela que le bât blesse dans la réforme énergétique allemande centrée sur un rejet de l'atome. Pour l'instant **un mix plus écologique s'apparente paradoxalement à un gaspillage énergétique**. **Et ce sont les réseaux voisins polonais et tchèque qui en subissent les conséquences** : du fait de leur interconnexion avec l'Allemagne, les pointes subites et momentanées d'afflux de courants des éoliennes du nord du pays (8 885 MW d'éolien connectés depuis 2007) conduisent à des tensions sur ces réseaux transfrontaliers. **Au point d'amener les opérateurs à couper l'activité de leurs centrales à charbon, coûteuses à relancer. Voir payer des consommateurs pour se débarrasser de la « surcharge »**. À croire que ces mesures ne suffisent pas puisque l'opérateur PGE a remanié son planning de production des centrales de Dolna Odra et Turow. « *L'Allemagne est consciente du problème, Mais la volonté politique n'est pas assez forte pour le résoudre en raison de son coût élevé* », accuse Pavel Solc, ministre délégué tchèque à l'Industrie et au Commerce (rapporté par Bloomberg).

Bien que du côté germanique l'opérateur du réseau « *50Hertz Transmission GmbH* » (un des 4 opérateurs du réseau de distribution allemand) assure succinctement « *chercher une solution constructive* », Pavel Solc en conclut que son pays se trouve contraint « *de faire des avancées de protection (du réseau, ndlr) unilatérales pour prévenir les accidents et la destruction* ». D'autant que l'horloge saisonnière sonne le glas hivernal ! **Une perspective qui conduit l'opérateur tchèque à envisager comme solution d'installer des interrupteurs**, en quelque sorte, à proximité de la frontière afin de couper l'interconnexion si cela s'avère nécessaire. De façon plus poussée et coordonnée avec la Pologne, l'installation de transformateurs à phase dans les zones transfrontalière avec l'Allemagne est prévue, notamment au nombre de 4, d'ici à 2017. Une possibilité d'élaborer de plus petites zones d'échanges plus gérables est en discussion avec Berlin.

En décembre 2013, **Pierre Audigier**, Ingénieur général des Mines écrivait dans *ParisTech Review* « *c'est donc à des déversements considérables d'électricité fatale en provenance d'Allemagne que les pays voisins doivent se préparer. La Tchéquie a décidé d'installer à sa frontière avec l'Allemagne un transformateur déphaseur en 2016 (un tel transformateur lui permettra de repousser l'électricité indésirable qui pourrait lui arriver d'Allemagne). D'autres – Pologne, Pays-Bas déjà cités et plus récemment la Slovaquie – envisagent sérieusement de faire de même afin de protéger la stabilité de leurs réseaux ; et – loi de Kirchhoff oblige – la France ne sera pas épargnée.* »

Enerpresse du 20 mai 2014 : Un début d'année chargé pour Elia

Elia, le gestionnaire de réseaux de transport d'électricité en Belgique (Elia Transmission) et en Allemagne (50Hertz), a présenté le 16 mai dernier les activités qui ont occupé son premier trimestre 2014. [...]

En outre, 50Hertz et le gestionnaire de réseau polonais ont trouvé une solution au problème des flux transfrontaliers imprévus entre l'Allemagne et la Pologne. Ils ont signé une **convention régissant le fonctionnement des transformateurs déphaseurs** (PST en initiales anglaises) en mars dernier. « *La solution permettra de renforcer la sécurité du réseau et de mettre à disposition de la capacité supplémentaire entre la Pologne et l'Allemagne pour les échanges transfrontaliers d'électricité* », a indiqué le groupe. [...]

Communiqué de presse ELIA³² du 2 novembre 2016 : Mise en service d'un 2^{ème} transformateur déphaseur à Zandvliet

Un premier transformateur déphaseur avait déjà été mis en service à Zandvliet fin 2015. On peut comparer ce type de transformateur à un robinet qui régule les flux d'électricité. Grâce à ce déphaseur supplémentaire, l'électricité importée des Pays-Bas peut être mieux répartie sur le réseau.

Au total, on compte 4 transformateurs déphaseurs à la frontière avec les Pays-Bas, ce qui améliore considérablement la fiabilité du réseau à haute tension.

³² http://www.elia.be/~media/files/Elia/PressReleases/2016/02112016_Elia-cloture-la-premiere-phase-du-projet-Brabo.pdf

Evolution du parc de production allemand, de 2002 à 2017

Statistiques issues de https://www.energy-charts.de/power_inst.htm (déductions en italiques)

Puissances installées en fin d'année (en GW)

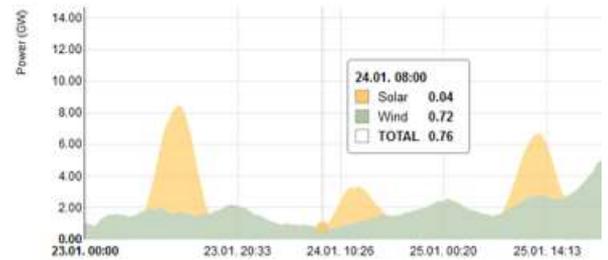
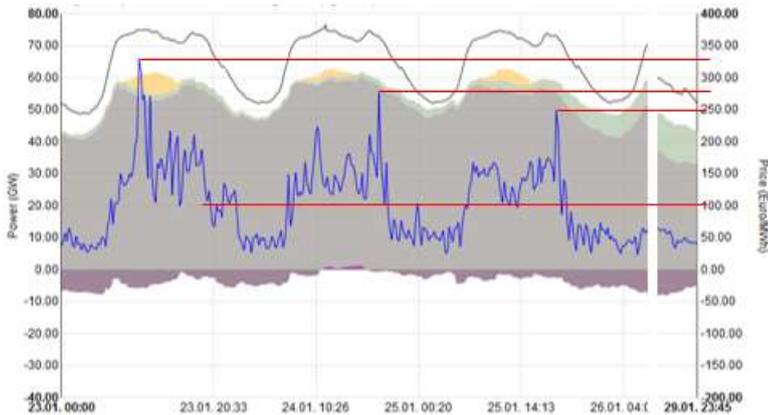
fin de ...	Hydro	Biom.	Uranium	Lignite	Charbon	Fuel	Gaz	Eolien onshore	Eolien offshore	Solaire	Σ	dont	
												EnRi	dispatc.
2017	5,60	7,38	10,80	21,29	25,05	4,44	29,50	50,29	5,26	42,82	202,43	98,37	104,06
2016	5,60	7,35	10,80	21,36	27,42	4,69	29,61	45,46	4,13	40,72	197,14	90,31	106,83
2015	5,59	7,17	10,80	21,42	28,65	4,20	28,36	41,30	3,28	39,22	189,99	83,80	106,19
2011	5,63	5,80	12,07	19,85	25,72	4,17	27,25	28,58	 	25,43	154,50	54,01	100,49
2010	5,41	6,23	20,43	21,34	28,39	5,90	23,80	26,82	 	17,94	156,26	44,76	111,50
2003	4,95	1,88	21,00	20,87	28,67	5,10	19,50	14,38	 	0,43	116,78	14,81	101,97
2002	4,94	1,32	22,43	20,30	28,29	5,30	20,30	11,98	 	0,30	115,16	12,28	102,88

Productions annuelles et facteurs de charge correspondants (en %)

2017	Hydro	Biomass.	Uranium	Lignite	Charbon	Fuel	Gaz	Eolien	Offshore	Solaire	Σ	EnRi	dispatc.
TWh	20,87	47,61	72,14	133,81	82,88	?	46,71	103,65	38,39		546,06	142,04	404,02
f_c	42,5%	73,8%	76,3%	71,6%	36,1%	 	18,0%	22,5%	10,5%		31,2%	17,2%	43,7%
2016													
GW moy	5,60	7,26	10,80	21,39	28,04	4,445	28,985	43,38	3,705	39,97	193,57	87,06	106,51
TWh	20,66	47,56	80,04	134,89	99,77	?	46,50	78,60	38,09		546,11	116,69	429,42
f_c	42,0%	74,6%	84,4%	71,8%	40,5%	 	18,3%	19,0%	10,8%		32,1%	15,3%	45,9%
2011													
GW moy	5,52	6,015	16,25	20,595	27,055	5,035	25,525	27,7	0	21,685	155,38	49,39	106,00
TWh	17,70	37,60	102,24	134,06	96,50	?	59,76	48,32	19,60		515,78	67,92	447,86
f_c	36,6%	71,4%	71,8%	74,3%	40,7%	 	26,7%	19,9%	10,3%		37,9%	15,7%	48,2%
2003													
GW moy	4,945	1,60	21,715	20,585	28,48	5,20	19,90	13,18	0	0,365	115,97	13,55	102,43
TWh	17,70	6,55	156,46	141,73	121,83	?	44,97	18,71	0		507,95	18,71	489,24
f_c	40,9%	46,7%	82,3%	78,6%	48,8%	 	25,8%	16,2%	 		50,0%	15,8%	54,5%

Une semaine bien compliquée

La semaine 4 de 2017 a débuté par 3 jours de prix de gros moyenné sur le quart d'heure atteignant des sommets : **329,81 €/MWh** le 23 janvier à 10 h 30, **276,04 €/MWh** le 24 à 19 h et **248,62 €/MWh** le 25 à 19 h. **De 7 à 20 heures, sur chacun de ces trois jours, ce prix de gros est resté continument supérieur à 100 €/MWh.**



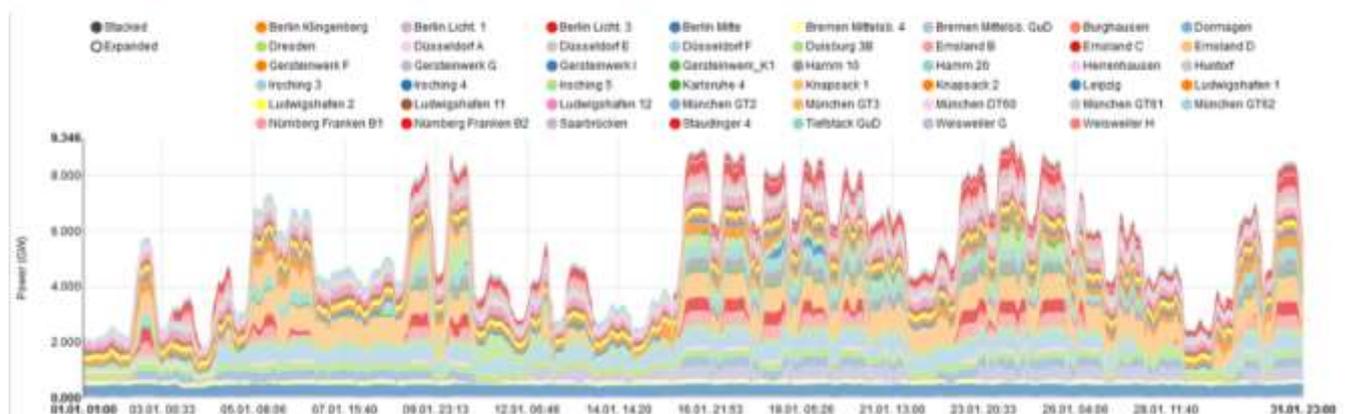
Explications :

- pas de vent et un bien maigre soleil (au mieux, 6,8 GW le lundi 23 à 12 h 30). La contribution de ces deux énergies intermittentes s'est effondrée à **0,76 GW** (sur 90,31 GW installés fin 2016), soit un **facteur de charge de 0,85 %** ...
- Ces faibles ressources n'ont pas permis de faire face à la reprise d'activité en tout début de semaine, lundi 23 : 1,84 GW à 8 h 00, 6,58 GW à 10 h 30 (concomitant du premier pic de prix) et 8,52 GW à 12 h 00.

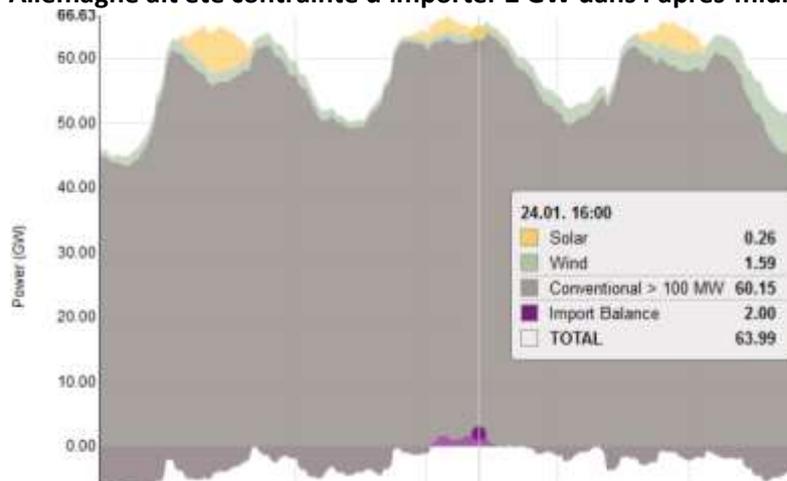
Le vent n'a pas été bien plus efficace, une fois le pâle soleil couché, pour répondre aux pics de consommation des soirs suivants, à 19 h 00 (1,66 GW le mardi et 3,53 GW le mercredi), avec leurs impacts sur le prix de l'électricité.

- Les centrales conventionnelles étaient « au taquet » : **7,6 GW de nucléaire** « au cordeau », environ **17 GW de lignite**, **22 GW de charbon**, **0,3 GW de fuel** et **0,1 GW d'hydraulique** au fil de l'eau.
- Les centrales à gaz n'a pas produit plus de 9,4 GW :

electricity production from gas in Germany in January 2017



Pas étonnant, dès lors, que l'Allemagne ait été contrainte d'importer 2 GW dans l'après-midi du 24 janvier :



Concomitance de pics d'export et prix négatifs ?

Le tableau de la page suivante traite des **maxima d'export pendant chacune des 52 semaines (col. a)** de 2017.

- la **col. f** mentionne l'export maximal, tel qu'il figure au bas de l'axe des ordonnées sur l'onglet « **import, export** » sous **Power / Electricity production in Germany**. Mais nous le mentionnons ci-après en valeur absolue ;

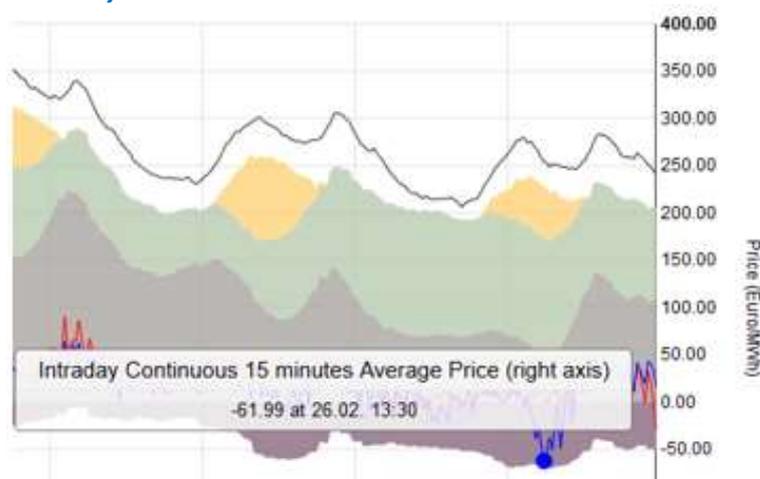


- la **colonne g** mentionne l'« **import balance** », tel qu'il est explicité, lorsqu'on « browse » sur le graphe « **conv. > 100 MW** » dans un insert du graphe sous **Power / Electricity production in Germany**.

- les **colonnes j/k** situent temporellement le prix négatif supposé « concomitant » et la **colonne l** en déduit l'écart de temps entre le max d'export et le prix négatif (ex. : + 15 mn pour la semaine 2).

- en **colonne h**, nous déduisons l'import concomitant au max d'export, résultat de $(f - g)$. D'emblée on note des erreurs car **les semaines 7, 8, 21, 31, 32 et 43 donnent des imports négatifs**, ce qui ne correspond pas au détail des importations ou exportations de chaque pays frontalier, comme l'illustrent les figures ci-avant relatives au 26 février 2017. Il y a donc, semble-t-il, des **incohérences entre les graphes de puissances d'une part, d'exports différenciés d'autre part**.

Pour autant, nous avons réduit le tableau ci-après aux seuls cas des jours où ces maxima d'export coïncident avec, au moins, un épisode de prix négatif (quart-horaire). Celui-ci figure en **colonne i** qui mentionne, comme partout dans la présente étude, le prix mentionné dans l'insert obtenu quand on « browse » sur le graphe « **quarter-hourly** » du volet **Prices / Spot market prices in Germany**.



Il est flagrant que les 28 coïncidences d'export hebdomadaire maximal et de prix négatif concernent 3 jours ouvrables, 8 samedis et 17 dimanches, pour presque **90 %, des cas de week-end**.

Et les 24 autres semaines (sans prix négatif concomitant) sont systématiquement des jours ouvrables.

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l
Export max. hebdomadaire				Export		Bilan E - l	Import ?	Prix 15 mn < 0		Δt entre	
S	Jour	Date	hh	mm	GW (> 0)	GW	GW (> 0)	€/MWh	hh	mm	prix - export
2	Samedi	14-janv.	07	45	13,56	-12,10	1,46	-18,86	3	45	- 4:00
7	Dimanche	19-févr.	10	15	10,83	-12,69	-1,86	-8,46	10	30	+ 15
8	Dimanche	26-févr.	14	00	12,06	-13,92	-1,86	-61,99	13	30	-30
10	Dimanche	12-mars	10	45	14,31	-14,31	0	-22,55	15	00	+ 2:15
11	Samedi	18-mars	06	45	14,49	-12,75	1,74	-20,48	16	00	+ 9:15
12	Samedi	25-mars	14	15	12,98	-11,33	1,65	-26,99	15	00	+ 45
14	Dimanche	9-avr.	12	30	11,95	-11,95	0	-20,43	16	00	+ 3:30
15	vendredi St	14-avr.	13	30	12,02	-12,02	0	-2,60	12	45	- 45
17	Dimanche	30-avr.	12	00	13,48	-13,48	0	-193,02	16	00	+ 4:00
21	Samedi	27-mai	14	30	12,81	-13,40	-0,59	-14,18	16	00	- 1:30
23	Dimanche	11-juin	11	45	13,59	-13,59	0	-2,43	16	00	+ 4:15
25	Samedi	24-juin	13	00	12,20	-12,18	0,02	-64,49	15	15	+ 2:15
29	Dimanche	23-juil.	14	45	11,62	-10,38	1,24	-0,08	11	45	- 3:00
30	Dimanche	30-juil.	16	15	11,71	-11,20	0,51	-137,78	14	00	- 2:15
31	Dimanche	6-août	12	45	10,62	-10,75	-0,13	-19,39	16	00	+ 3:15
32	Dimanche	13-août	00	00	9,77	-9,95	-0,18	-13,05	16	00	+ 16:00
33	Samedi	19-août	12	45	12,07	-12,02	0,05	-9,42	15	00	+ 15
34	Dimanche	27-août	14	00	12,95	-12,95	0	-18,40	10	45	- 3:15
36	Dimanche	10-sept.	22	00	7,45	-7,21	0,24	-30,85	16	00	- 6:00
37		11-sept.	04	45	7,82	-7,05	0,77	-21,50	04	00	- 45
40		3-oct.	13	30	13,53	-13,53	0	-20,23	14	30	+ 1:00
42	Dimanche	22-oct.	02	30	12,99	-12,99	0	-20,60	06	15	+ 3:45
43	Samedi	28-oct.	15	15	9,79	-10,48	-0,69	-100,90	20	45	+ 5:30
46	Dimanche	19-nov.	10	30	14,57	-11,51	3,06	-24,70	23	30	+ 13:15
47	Dimanche	26-nov.	10	00	15,05	-11,41	3,64	-7,66	01	45	- 8:15
49	Dimanche	10-déc.	08	30	15,53	-15,26	0,27	-45,41	00	45	+ 7:45
51	Samedi	23-déc.	08	45	13,99	-13,12	0,87	-45,96	06	15	- 2:30
52	Dimanche	31-déc.	01	00	16,00	-16,00	0	-38,40	11	45	+ 10:45

La concomitance recherchée n'est pas aussi étroite qu'on pouvait l'imaginer, non seulement exports max et prix négatifs ne sont jamais simultanés mais le creux de prix peut se produire :

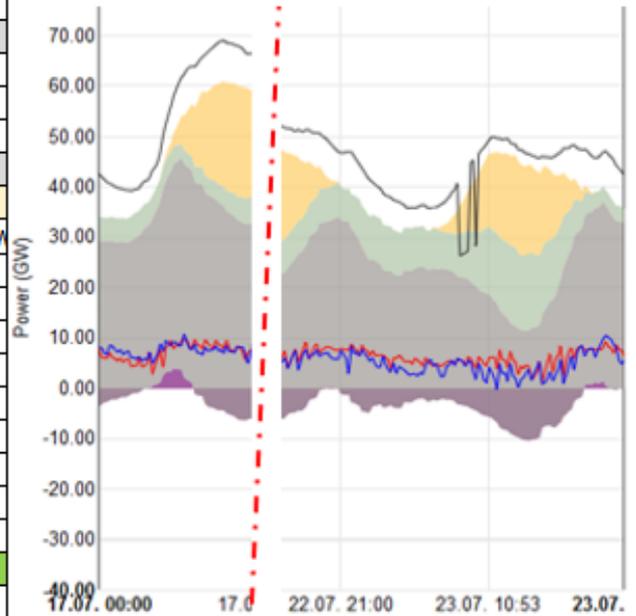
- aussi bien 16 heures plus tard (cas du 13 août),
- que 8 heures avant (26 novembre).

Le Δt moyen ressort 311 mn après, 490 mn avant, au total (en valeur absolue) 259 mn (soit 2,5 heures) !!! Sans qu'on ait deviné la moindre justification à ces variations.

Quant au taux moyen d'export, il est de **12,49 GW** dans le premier cas (w-e), **11,78 GW** dans le second, différence assez peu significative sauf qu'elle dément le « *postulat de RTE* » qui voudrait qu'une « *capacité d'échange suffisante* » aille à l'encontre de l'émergence de prix négatifs (cf. fin du § 9 du corps de la note) ...

Anomalies relevées dans les graphes Fraunhofer ISE (liste sans doute non exhaustive)

Sem.	Jour	HH	MM	Anomalie (ou hypothèse)
2	12-janv	08	45	saute de vent de ~ 11 GW
2	13-janv	19	45	saute de "load" de ~ 22 GW
3	21-janv	06	45	saute de "load" de ~ 14 GW
3	22-janv	08	15	saute de "load" de ~ 14 GW
6	08-févr	13	00	saute de vent de 5,5 GW
9	28-févr	23	45	pb. avec Pologne et Rép. Tchèque ?
9	01-mars	18	30	saute de "load" de ~ 21 GW et 100 €/MWh
10	06-mars	01	45	saute de "load" de ~ 8 GW
10	12-mars	09	30	saute de "load" de ~ 17 GW
12	26-mars	00	00	solution de continuité de "load"
13	27-mars	17	30	saute de "load" de ~ 18 GW
14	04-avr	04	45	solution de continuité de "load"
16	20-avr	12	00	saute de "load" de ~ 20 GW
18	06-mai	14	30	saute de "load" de ~ 15 GW
21	26-mai	15	15	saute de "load" de ~ 18 GW
23	11-juin	15	15	saute de "load" de ~ 15 GW
24	14-juin	15	15	pic de prix isolé de + ~ 73 €/MWh
24	14-juin	18	30	saute de "load" de ~ 19 GW
28	11-juil	08	30	saute de "load" de ~ 21 GW
29	23-juil	08	45	double saute de "load" (cf. ci-contre)
31	06-août	03	30	solution de continuité de "load"
32	07-août	20	00	solution de continuité de "load"
32	08-août	12	30	pic de prix isolé, à 116,96 €/MWh
38	20-sept	07	30	idem, à 105 €/MWh
42	22-oct	01	00	2 solutions de continuité consécutives
43	29-oct	02	00	passage à l'heure d'hiver (cf. ann. ad hoc)
44	01-nov	23	45	incident à la frontière germano-suisse ?
44	05-nov	07	45	bizarre : effacement de 3 réacteurs ???
46	15-nov	11	30	séquence de prix invraisemblable
48	01-déc	00	00	brusque hausse de 5 GW à l'export
51	18-déc	23	00	problème avec la Suisse ?

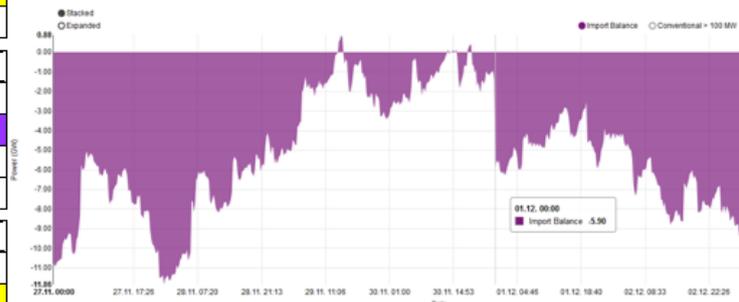


Sautes de "load" de ~15 GW, sans incidence aucune, ni sur les productions nationales, ni sur l'export ?

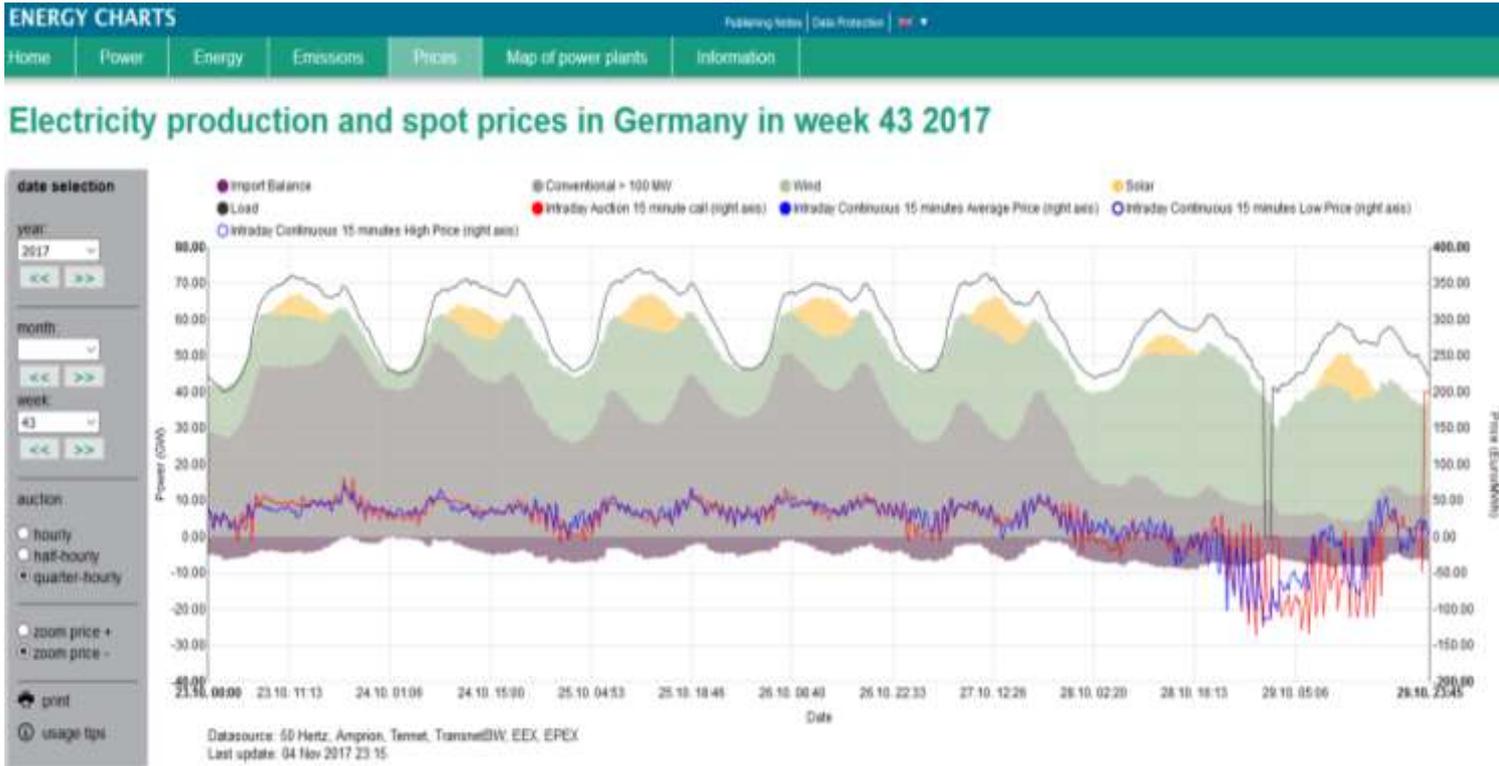
La « **load** » et son mode d'élaboration ne sont pas expliqués sur le site de Fraunhofer ISE.

Quant aux « **sautes d'import** », nombreuses, elles ne sont pas expliquées ...

Date	Heure	Bilan import	Δ
28-févr	23:15	-6,49	
	23:30	-6,75	-0,26
	23:45	-4,06	2,69
01-mars	00:00	-6,53	-2,47
	00:15	-7,85	-1,32
01-nov	23:00	-10,36	
	23:15	-9,74	0,62
	23:30	-9,34	0,40
	23:45	-6,61	2,73
02-nov	00:00	-10,79	-4,18
	00:15	-10,98	-0,19
30-nov	23:30	-0,93	
	23:45	-1,39	-0,46
01-déc	00:00	-5,90	-4,51
	00:15	-5,51	0,39
	00:30	-5,66	-0,15
18-déc	22:30	-4,62	
	22:45	-4,64	-0,02
	23:00	-1,63	3,01
	23:15	-1,22	0,41
	23:30	-1,05	0,17



Le passage à l'heure d'hiver a-t-il semé la panique à la Bourse ?



Selon page "solar, wind"

Selon page "conv. > 100 MW"

	29/10/2017	TOTAL	
	1/4 d'heure	éolien *	
heure d'été	02:00	28,39	exit Transnet BW (1 GW) exit Amprion (5,1 GW)
	02:15	26,98	
	02:30	26,60	
	02:45	26,47	
heure d'hiver	02:00	21,41	retour Transnet/Amprion
	02:15	22,24	
	02:30	21,98	
	02:45	21,76	
	03:00	26,76	
	03:15	26,78	
	03:30	26,97	
	03:45	26,92	
04:00	27,37		

29/10/2017	Wind	Conv ^{entionnal}	Import	Total consommation ?	Total production
1/4 d'heure					
02:00	28,78	15,32	-4,61	39,49	44,10
02:15	27,34	15,12	-4,83	37,63	42,46
02:30	26,95	14,93	-4,60	37,28	41,88
02:45	26,83	14,73	-4,60	36,95	41,56
02:00	21,70	14,53	-4,96	31,27	36,23
02:15	22,54	13,94	-4,99	31,49	36,48
02:30	22,28	13,35	-4,85	30,78	35,63
02:45	22,06	12,76	-6,36	28,46	34,82
03:00	27,12	12,17	-6,14	33,15	39,29
03:15	27,14	12,24	-6,09	33,29	39,38
03:30	27,34	12,30	-6,24	33,40	39,64
03:45	27,29	12,37	-6,18	33,48	39,66
04:00	27,74	12,43	-6,25	33,93	40,17

* De nuit, il s'agit de la production éolienne totale

Guide de navigation dans le site de Fraunhofer ISE

Quelques conseils pour naviguer dans *www.energy-charts.de* ne seront sans doute pas superflus, sinon indispensables :

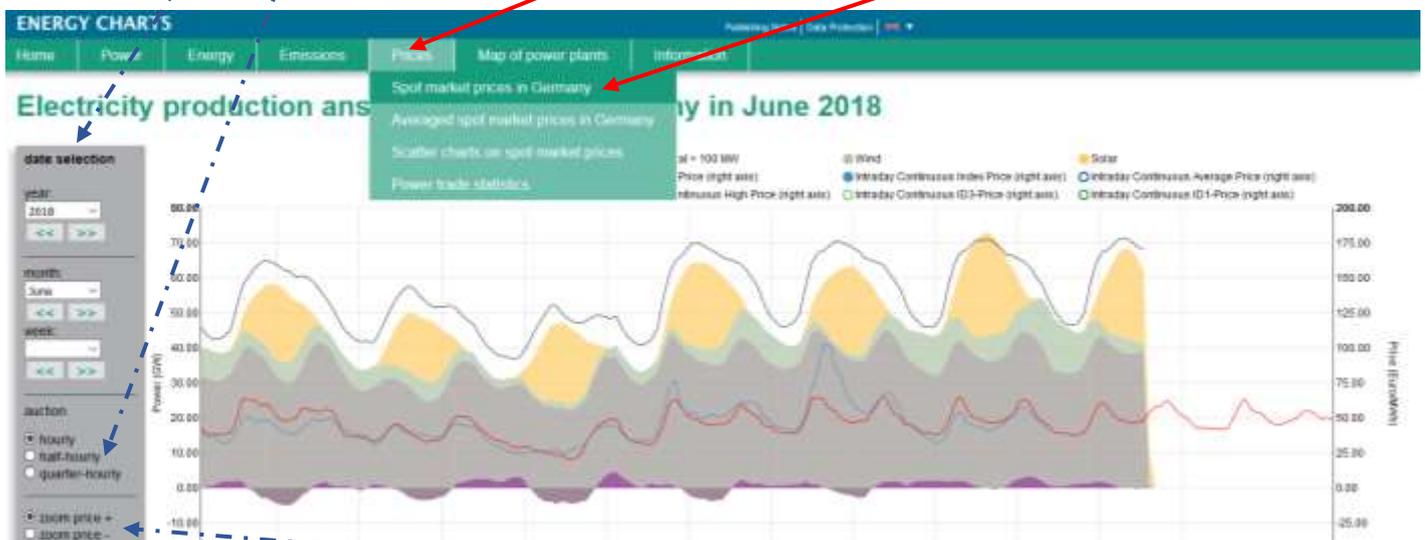
Pour les non-germanophones, la version anglaise est accessible en cliquant sur le drapeau en haut à droite :



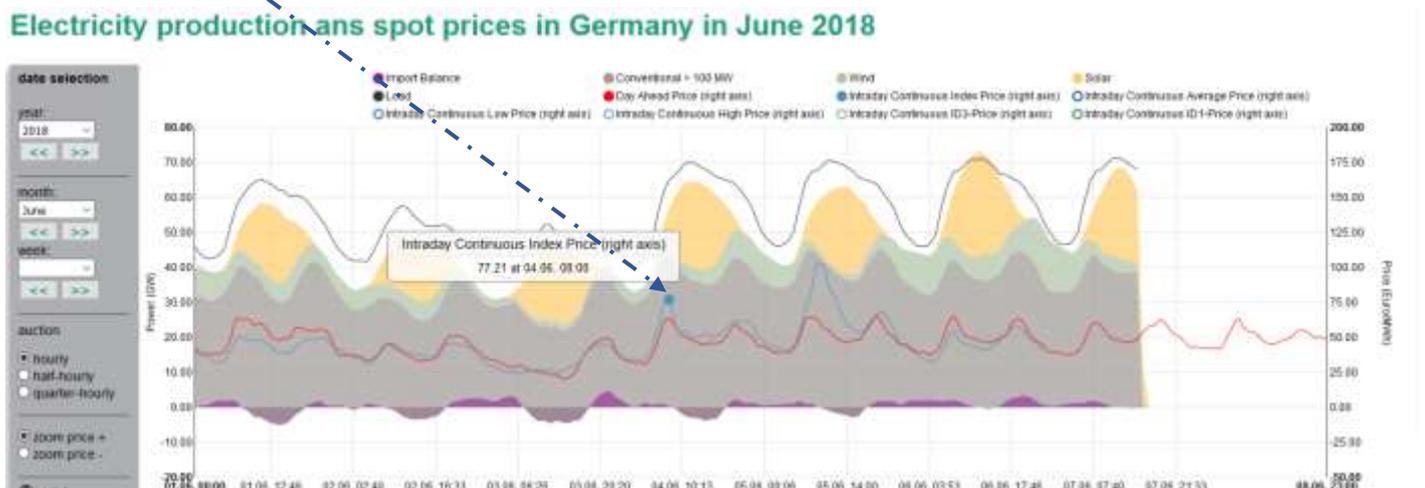
A) Si on s'intéresse aux **prix spot** en €/MWh et en temps réel, choisir l'onglet "Prices", puis le sous-onglet "Spot market prices in Germany".

On peut, sur le bandeau de gauche, modifier la période d'observation, et choisir le mois ou la semaine (repérée par son numéro).

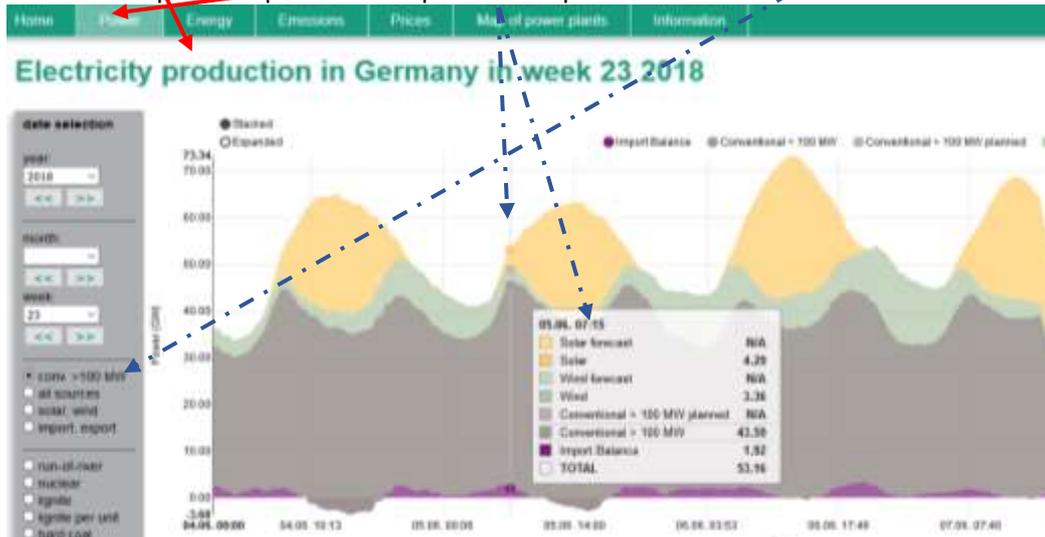
Egalement, choisir "Hourly" ou "Quarter-hourly" pour définir le pas de scrutation, horaire ou ¼ horaire.



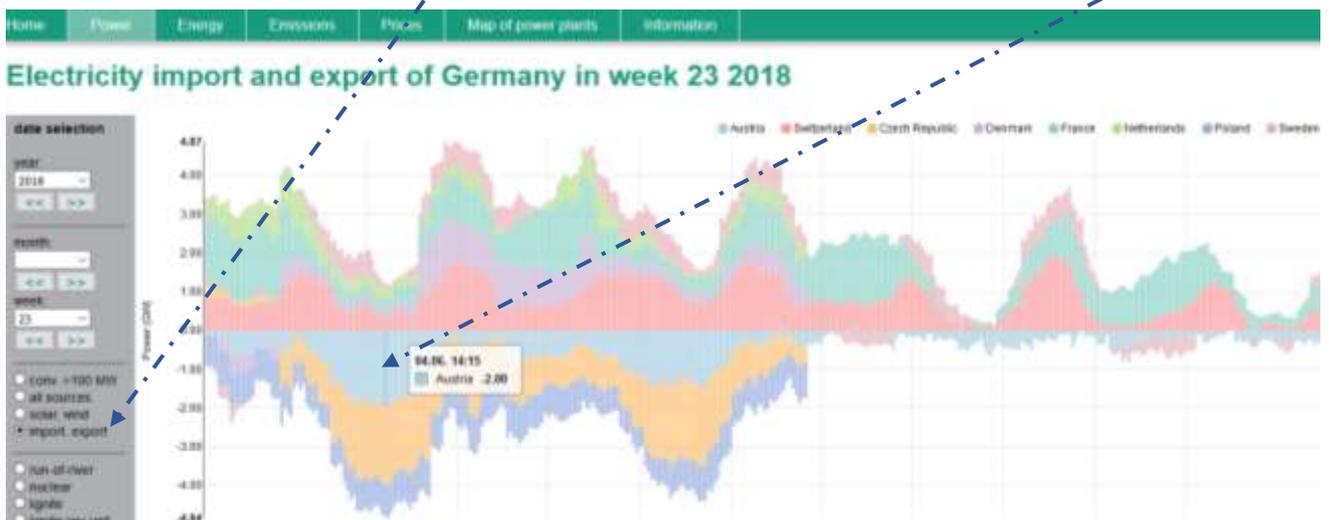
Les prix se lisent sur l'axe des ordonnées de droite, on peut plus ou moins zoomer ceux-ci. Pour obtenir la valeur précise, il faut poser le curseur sur le point choisi :



B) Si on s'intéresse aux **puissances** en GW et en temps réel (quart-horaire seulement), choisir l'onglet "**Power**", puis le sous-onglet "**Electricity production in Germany**". Et sur le bandeau de gauche, choisir "**conv. > 100 MW**", qui détaille aussi les puissances éolienne, solaire, et le bilan « import – export » (positif si l'import l'emporte sur l'export) ; l'encart permet d'accéder à ces valeurs au temps correspondant à la position du pointeur :



Si, sur le bandeau de gauche, on pointe "**import, export**", on a accès aux échanges avec les pays limitrophes en temps réel (**quart-horaire**), le pointeur donnant le détail d'un des 7 pays (lesquels sont repérés par leurs couleurs : Autriche, Suisse, Rép. Tchèque, Danemark, France, Pays-Bas, Pologne et Suède) :



Et, de façon générale, ne pas se priver de consulter les "**usage tips**" (astuces d'utilisation), dans le bandeau de gauche, pour se guider dans l'usage de la souris qui permet d'accéder aux valeurs numériques, délivrées dans des fenêtres individuelles, voire d'isoler telle ou telle variable.