

Peut-on s'accommoder de l'intermittence des Énergies Renouvelables ?

Electricity production in Germany in week 49 2019 (du 2 au 8/12/2019)

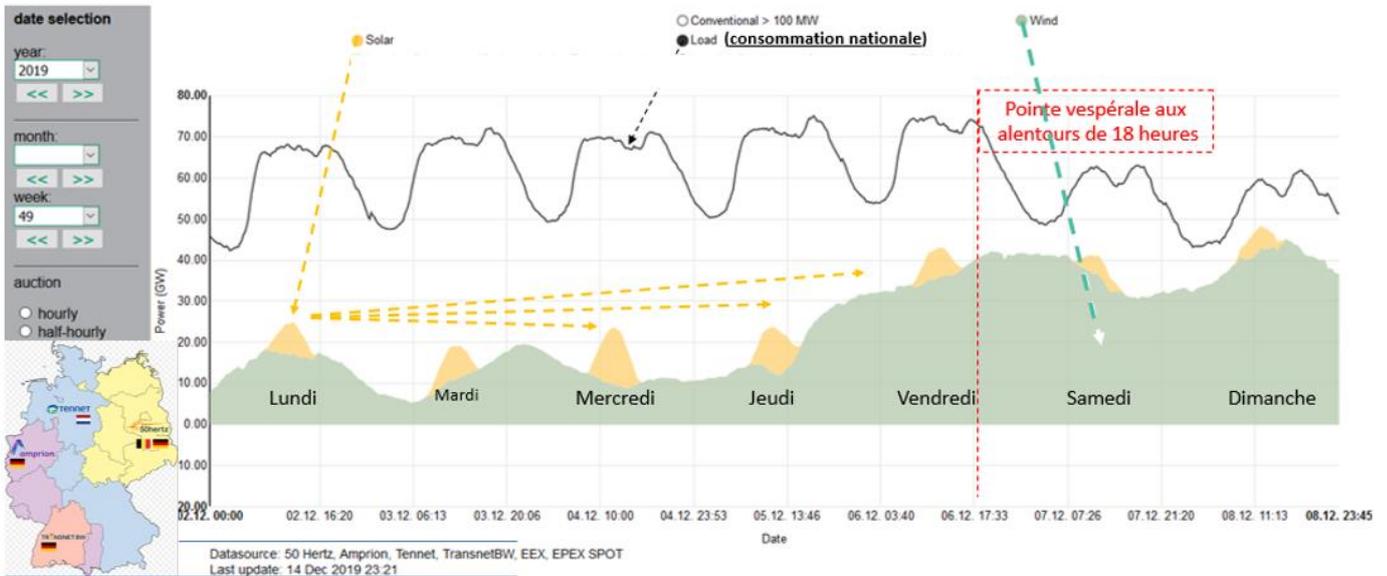


Figure composée à partir des données du site www.energy-charts.de

Avertissement :

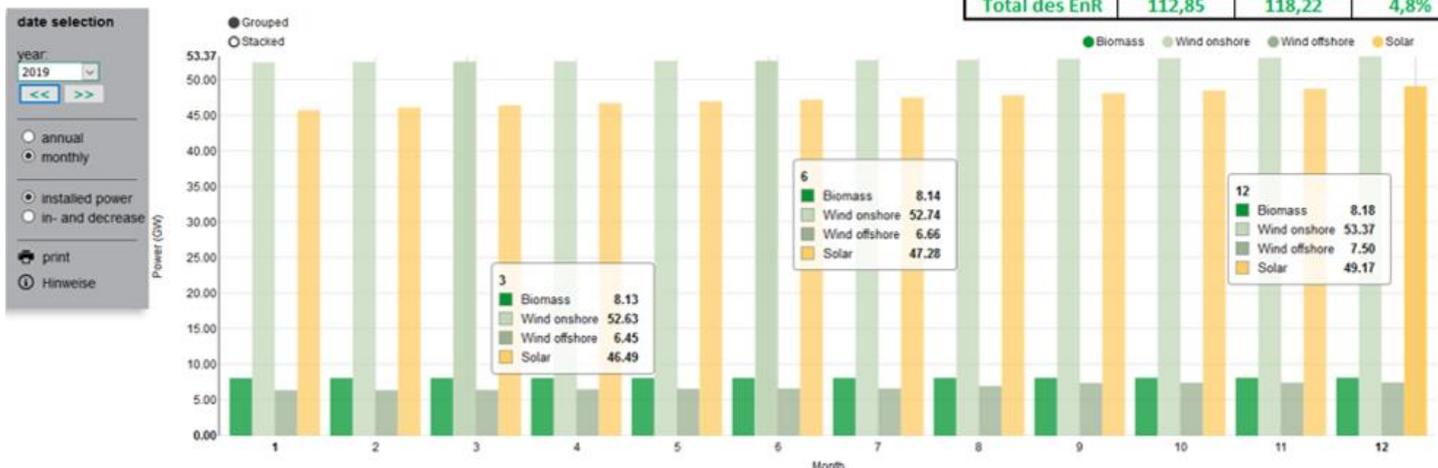
Les principales énergies renouvelables _ éolien et solaire _ sont intermittentes (EnRi). Cette intermittence pose un problème d'équilibrage du réseau, tant sur l'année qu'en temps réel. Cette étude des résultats de l'actuelle « transition énergétique » allemande montre l'évolution du mix électrique censée répondre à la nécessaire compensation des absences de vent ou/et de soleil pour satisfaire la consommation industrielle et domestique de nos voisins, en visualisant, au sens propre, la substitution des énergies pilotables disponibles aux dites EnRi. Elle est basée sur les données du site du « Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme », basé à Fribourg, qui présente, au-delà de son « irrécusabilité » par les écologistes convaincus, l'avantage d'une présentation lisible par un béotien en la matière. Pour autant, nous mettons en garde le lecteur quant à l'exhaustivité de ses sources car Fraunhofer publie uniquement la part de production nette injectée dans le réseau public, et non la production nette totale de l'Allemagne (qui inclut l'autoproduction, notamment dans les grosses installations industrielles), faussant, de ce fait, toute comparaison hâtive avec la France.

GW installés	1/2019	12/2019	Progrès
Eolien terrestre	52,54	53,37	1,6%
Eolien offshore	6,41	7,50	17,0%
Photovoltaïque	45,78	49,17	7,4%
Total des EnRi	104,73	110,04	5,1%

	+	+	+	+
Biomasse	8,12	8,18	0,7%	
Total des EnR	112,85	118,22	4,8%	

Home Power Energy Emissions Climate Prices Map of power plants Information

Net installed electricity generation capacity in Germany in 2019



Évolution du parc renouvelable au long de l'année 2019 (src : Fraunhofer)

1. EnR variables ou intermittentes ?

Denis Baupin, député EELV et vice-président de l'Assemblée Nationale, fut, en 2014, rapporteur de la Commission d'enquête sur les coûts du nucléaire. Est-ce alors qu'il eut cette répartie péremptoire (à peu de choses près) : « *ce ne sont pas les énergies renouvelables qui sont intermittentes ; c'est le nucléaire qui l'est, tandis que les renouvelables sont variables !* » ? ¹ Au-delà d'une sémantique non dénuée de mauvaise foi, voyons ce qu'il en est.

1.1. Chacun sait que **la consommation est variable**, même en Allemagne malgré son faible recours au chauffage électrique. De fait, elle varie tout au long de l'année, entre 75 GW (comme dans la 42^{ème} semaine de 2019, illustrée en première page) et 35 GW dès les beaux-jours revenus (cf. 16^{ème} semaine ci-dessous).

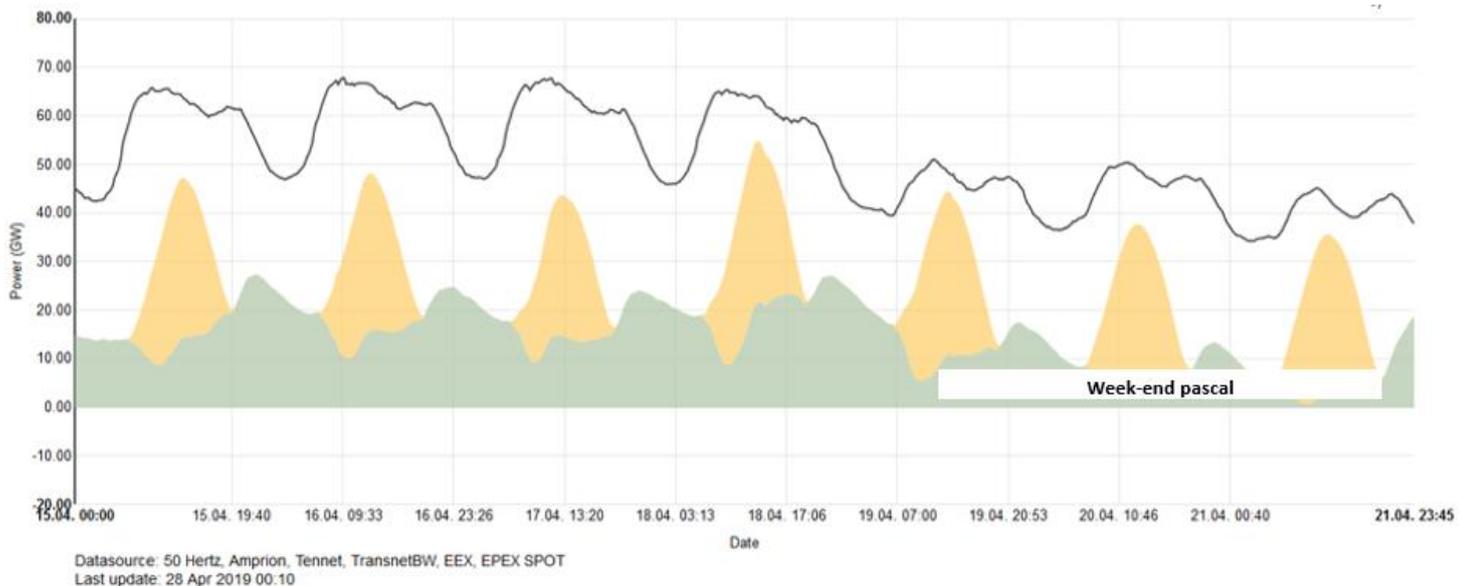


Figure composée de la même façon : puissances (en GW) éolien + solaire cumulées, et demande globale

Cette même consommation varie assez peu dans la journée (marquée par les « bosses de chameau »), mais elle tombe jusqu'à 40 GW pendant la nuit, voire 35 ou 30 GW en fin de semaine (et les jours fériés ²). Sans surprise, elle suit les variations de l'activité humaine.

1.2. La production varie également, au gré des hommes pour ce qui est des énergies « pilotables »³, mais aussi au gré des éléments, s'agissant du soleil ou du vent : les deux figures précédentes en rendent pleinement compte. C'est pourquoi nous désignons ces dernières « **énergies renouvelables intermittentes** » (**EnRi**), comme il en est des professionnels du spectacle qui, à ce qu'on sait, ne sont pas totalement maîtres de leurs horaires de travail ...

Remarques : la biomasse, très développée en Allemagne (plus de 6 GW à ce jour), est réputée pilotable mais nous verrons ce qu'il en est. Pour l'hydraulique, il faut distinguer :

- l'énergie produite « *au fil-de-l'eau* », faiblement modulable car le lit d'un fleuve ne donne pas une grande marge de manœuvre (cas des Génissiat, Chambon, voire Serre-Ponçon, par exemple). Les installations de ce type ne manquent pas sur les fleuves allemands, notamment le Rhin, bien sûr ;
- les petites installations de montagne, apparentées au fil-de-l'eau mais contingentes du gel hivernal ;
- les grandes retenues d'altitude (comme Roselend, Tignes ou Émosson, etc.), généralement vides au sortir de l'hiver (l'Allemagne en est quasiment dépourvue ⁴) ;
- et les STEP (« *Stations de Transfert d'Énergie par Pompage* »), capables de stockages/déstockages, à rythme hebdomadaire ou saisonnier (selon les cas) : en France, Montézic, Revin, Grandmaison, Super-Bissorte,

¹ Sur www.franceinter.fr/emissions/le-telephone-sonne/le-telephone-sonne-20-fevrier-2020 à la 34^{ème} minute, Yannick Rousselet (de Greenpeace France) use de la même rhétorique, parlant pour l'éolien d'une « *intermittence organisée, prévisible* » mais d'une vraie intermittence du nucléaire avec de nombreux « *arrêts fortuits, non prévus* », sans contestation de la chaîne publique !

² Le Vendredi Saint _ *Kar Freitag* _ est férié en Allemagne (19 avril, en 2019).

³ En France, notamment à RTE ou EDF, on préfère le terme « *dispatchables* ».

⁴ Mais elle s'appuie, et de plus en plus, sur l'Autriche et la Suisse (cf. f° 32).

notamment, offrent une puissance de plus de 5 GW. En Allemagne, une bonne trentaine de STEP⁵ permettent de produire presque 2 fois plus (mais avec des retenues de plus faible ampleur, du fait de la géographie, de sorte que leur stock plafonne à 0,05 TWh, moitié de la réserve française⁶). Nous y reviendrons en 4.3.2.

1.3. Viser l'équilibre du réseau

L'éolien (représenté en gris-vert) et le solaire (en jaune orangé) sont on ne peut plus intermittents, comme l'illustre le folio 1 sur les 9 premiers mois de l'année 2019, avec sa répercussion flagrante sur l'import (jusqu'à + 11 GW) ou l'export (presque -16 GW)⁷. L'électricité n'étant pas stockable (sauf en petites quantités, dans des batteries), la question centrale est celle de l'équilibre du réseau qui implique que **la somme des productions soit égale à la somme des consommations, et ce à tout instant**, pour éviter que la fréquence du réseau s'éloigne trop de 50 Hz (comme ... la température du corps humain, autour de 37°C).

2. « Il y a toujours du vent quelque part » ... Ah ! Bon ?

Pour discuter de cette question, nous nous appuyons quasi exclusivement sur un organisme allemand voué à la promotion de l'Energiewende (qui figure dans son appellation : « *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme-ISE* »). Et nous privilégions la présentation des graphiques et données dispensés sur son site, au demeurant remarquable : <https://energy-charts.de/power.htm>⁸. Le sous-onglet "Electricity production in Germany", sous l'onglet "Power", offre, pour l'année choisie (2019, en l'occurrence) le tableau récapitulatif annexé (f° 2) qui synthétise les données visuelles du précédent folio, au demeurant peu lisible, et donne les valeurs numériques des puissances minimale et maximale de chaque source d'énergie.

2.1. Pour l'heure, nous en retenons que **la puissance délivrée par les éoliennes a oscillé entre 46.743 MW (soit 46,7 GW), le 15 mars (voir aussi f° 4), et 398 MW (soit 0,4 GW), le 17 juillet.** Autrement dit, la puissance produite par le parc des aérogénérateurs allemands, terrestres et off-shore, a atteint **79% de sa puissance installée** à l'époque (laquelle _ avec 60,87 GW _ talonne maintenant celle du parc nucléaire français).

La puissance fournie par les **panneaux solaires n'a pas dépassé** _ mais c'est considérable ! _ **33,6 GW**, le 19 avril (voir aussi f° 5), soit presque **72% de sa capacité nominale** d'alors (celle-ci est maintenant de 49,2 GW).

2.2. Mais les absences de vent ou/et de soleil sont extrêmement pénalisantes : ainsi, le 17 juillet à 10h00, **l'éolien s'est-il effondré à 0,65% de sa puissance nominale** mais les folios 9, 10 et 11 montrent que ce n'est pas exceptionnel, des situations de calme plat se retrouvant tout au long de l'année.

Le zéro indiqué pour le photovoltaïque (PV) ne signifie pas grand-chose, ce moyen de production n'étant pas encore stellaire. Il faut, pour rendre compte honnêtement de la performance technologique du PV, considérer les niveaux atteints en milieu de journée, le soleil étant à son zénith (une heure avant la France). C'est ce que nous avons fait en visualisant (f° 3) les plus faibles pics solaires méridiens du présent hiver : le jour le moins productif fut le 8 janvier 2020, à 12h15, **le soleil délivrant alors 2,363 GW** (soit, tout de même, **presque 5% de sa puissance-crête**). L'ensoleillement méridien est évidemment tributaire de la latitude du pays, en l'occurrence assez peu favorable aux capteurs non orientables, et, bien sûr, de la couverture nuageuse (bien visible le 6 janvier !) : à preuve, l'hiver précédent n'avait enregistré, le 11 janvier 2019, que **1,313 GW, soit moins de 2,9% !**

Au-delà des évolutions journalières, il existe une certaine prédictibilité des contributions éolienne et solaire. Ainsi, comme le prouvent les folios 6 et 7, les mois les plus productifs se répartissent-ils :

- pour le soleil, sur juin, mais aussi juillet, voire mai (de toutes façons autour du solstice d'été) ;
- pour le vent, sur décembre, janvier, mars, février ou novembre, donc avec une un peu plus grande dispersion.

Pour les minima, c'est plus tranché :

- le soleil est à la peine, en décembre et janvier (de part et d'autre du solstice d'hiver) ...
- tandis que juillet et août sont les moins ventés (parfois juin).

⁵ Les principales sont Goldisthal, Markersbach et Wehr, auxquelles s'ajoutent, notamment, les 11 groupes de la centrale, luxembourgeoise, de Vianden (cf. f° 31).

⁶ Différentiel qui explique assez bien les convoitises des électriciens d'outre-Rhin sur nos concessions hydrauliques.

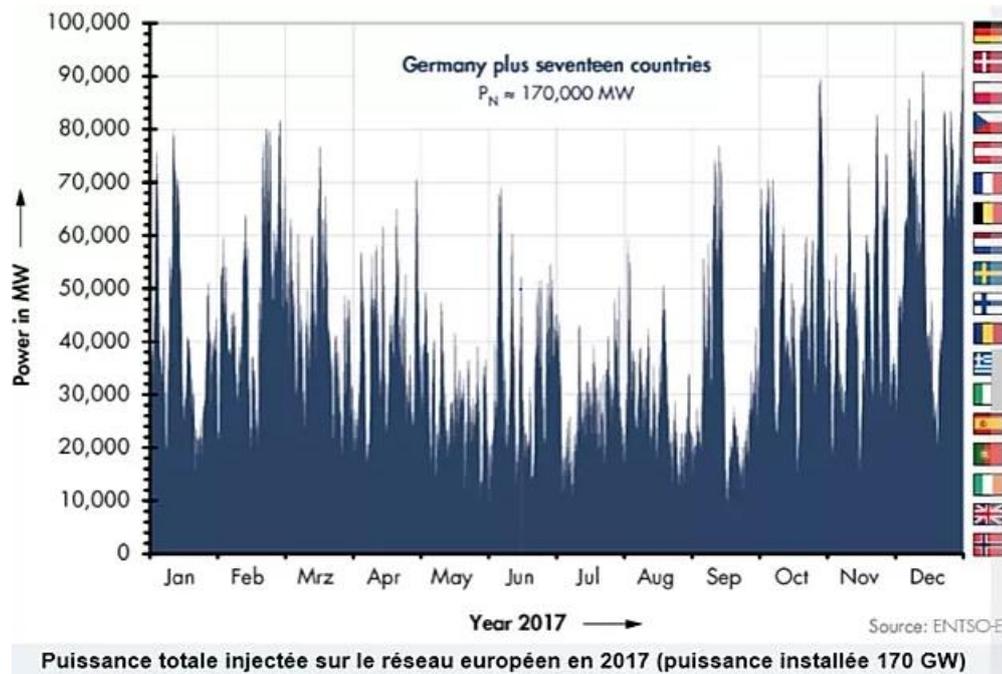
⁷ Fraunhofer ISE compte positivement les importations allemandes, comme les productions, mais négativement les exportations, (celles-ci venant en déduction de la production « conventionnelle », ce qui donne une vision vertueuse du système allemand).

⁸ Huit onglets renvoient aux thèmes suivants : *Home, Power, Energy, Emissions, Climate, Prices, Map of power plants, et Information*. Les illustrations de la présente note sont extraites des 2 onglets soulignés. Pour sélectionner telle ou telle rubrique, bien suivre les « *usage tips* », c'est-à-dire les trucs d'appropriation de ces graphiques.

Bien sûr, la météo varie d'une année sur l'autre, mais sur une même année, on enregistre de grands écarts⁹ :

- en solaire : de 1 à 8 pour les productions mensuelles, et de 1 à 4 pour les productions trimestrielles ;
- en éolien, les écarts sont moindres, allant de 1 à 3 pour les mois, et de 1 à 2 pour les trimestres.

2.3. À l'objection de la variabilité de l'éolien, ses partisans invoquent souvent (mais de moins en moins) le **foisonnement** dont bénéficierait ce moyen de production (en France tout au moins, du fait de ses 3 régimes de vent différents) : « *il y a toujours du vent quelque part* », ne dit-on pas (sans trop vérifier que sa vitesse soit bien comprise entre 3 ou 4 m/sec, et 25 m/sec, voire un peu plus, par souci de sécurité). H. Flocard et J-P. Pervès ont fait litière de cet argument, s'agissant de l'Europe de l'Ouest, dès 2012¹⁰. Plus récemment le gestionnaire du réseau européen, ENTSO-E, a présenté la variabilité, (ci-dessous) de l'éolien de 18 pays en 2017 avec 170 GW de puissance installée, variabilité qui reste considérable.



Pour le solaire, sauf à spéculer sur des liaisons intercontinentales, la variabilité est considérable tant que le nombre de fuseaux horaires reste limité à 2 ou 3, la pénurie nocturne étant commune, et tant que la latitude reste élevée (nord de la Méditerranée) avec de considérables écarts de production journalière été/hiver

On aurait pu espérer une complémentarité entre éolien (plus soutenu en automne-hiver) et solaire : hélas, l'addition des 2 vecteurs ne donne qu'à peine 59 GW, le 23 avril, lendemain du « pic solaire » (cf. f° 9 et 10). Par contre, en plein hiver (cf. f° 10), les EnRi brillèrent par leur absence, avec **seulement 644 MW d'éolien, le 24 janvier ...**

3. Comment s'organise la compensation ?

Le solaire présente, d'un point de vue didactique, l'avantage d'être plus prévisible, au moins temporellement, que l'éolien. Il est même parfois répétitif ce qui simplifie l'analyse d'une **question multifactorielle** comme l'adaptation de la production (avec ses aléas) à l'appel de consommation électrique. C'est pourquoi nous nous focalisons ici sur cette EnRi.

3.1. Le folio 12 empile les productions disponibles pendant cette 16^{ème} semaine, « coloriant » (sans surprise : noir pour le charbon, rouge pour le ... nucléaire, etc. !) les différentes filières, délivrant un camaïeu qui nous servira de trame au long du présent document.

⁹ ... et de légères incohérences entre les données Fraunhofer de production mensuelles et annuelles (cf. f° 8).

¹⁰ <https://www.sauvonsleclimat.org/fr/base-documentaire/intermittence-et-foisonnement>. Cette étude recoupe celle du VGB PowerTech (association des exploitants de centrales électriques) qui démontre que la production éolienne dans 18 pays européens peut temporairement baisser à 4% ou 5% de la puissance installée (voir « Wind Energy in Germany and Europe » https://www.vgb.org/vgbmultimedia/PT201903LINNEMANN-p-14954-pk_campaign-vgb_newsletter.pdf).

On conçoit bien que la véritable herse de la contribution solaire annuelle (f° 4) constitue un redoutable défi, du même ordre, somme toute, que celui des bouffées de vent (f° 5). La combinaison des deux complique parfois le problème, l'ensemble « vent + soleil » passant de 59,07 GW, le 23 avril (f° 9) à 1,33 GW, le 17 juillet (f° 11). A lui seul, le folio 12 illustre le casse-tête des gestionnaires de réseaux outre-Rhin : durant cette « *semaine sainte* » (mais aussi la « *semaine pascal* » qui suivit : f° 13), **ils eurent à effacer puis resolliciter quelque 30 GW de moyens pilotables, chaque jour, entre 5 h. et 20 h., pour faire face aux seules fluctuations de l'ensoleillement !**

Pour rendre compte de l'impact de ces pics solaires récurrents sur les 4 réseaux allemands, nous avons séparé les contributions des diverses énergies et les avons superposées en harmonisant l'échelle des temps (abscisses) mais, dans un premier temps, sans modifier l'échelle des ordonnées (puissances en GW), ajustées pour une perception proportionnée des diverses contributions :

- f° 14 : PV, STEP, gaz, charbon et lignite ;

- f° 15 : PV, nucléaire, biomasse, hydraulique (hors fil-de-l'eau et STEP), plus l'export (attention : en négatif !).

Ces deux folios faussent un peu la perspective. C'est pourquoi le folio 16 regroupe ces graphes sur une seule page, en harmonisant les échelles des ordonnées (GW), ce qui relativise bien l'apport des divers moyens de production.

Encore y a-t-il lieu de souligner (f° 17) l'**heureuse configuration météorologique** qui vit les fortes bouffées de vent (offrant plus de 25 GW) se placer en quasi-opposition de phase avec le cycle solaire et, mieux encore, nettement faiblir en fin de semaine, au moment même où l'Allemagne goûta le long week-end pascal. Sinon, celle-ci aurait enduré une ... sacrée semaine. Encore le prix spot s'est-il effondré le Vendredi Saint et, plus encore (f° 32), le lundi de Pâques !

3.2. L'équilibrage du réseau est, largement, le fait des énergies fossiles (lignite, charbon et gaz) : le folio 19 montre 14 bosses, de part et d'autre des 7 pics solaires de la semaine, car ces centrales montent en puissance, deux fois par jour, au lever et au coucher du soleil, s'effaçant vers midi mais aussi dans la nuit (pour amortir la baisse de consommation).

Par ailleurs, l'**absolue « indifférence » de la biomasse** (énergie renouvelable théoriquement pilotable mais calée, en l'occurrence, à 5,064 GW) est frappante (f° 15), plus encore que celle du nucléaire dont la raideur est bien connue¹¹ : de fait, le folio 2 montre que la contribution de la biomasse n'a évolué, pendant l'année 2019, qu'entre 5,3 et 4,9 GW (sur une plage de 100 à 92,5%) quand celle du nucléaire n'a pas été inférieure à 35% de ses 9,5 GW nominaux de l'époque.

3.3. Mais, l'idée reçue selon laquelle les énergies renouvelables s'appuieraient sur le gaz pour pallier leurs absences doit, du moins pour l'Allemagne, être modulée : les folios 18 et 19 montrent clairement que **ce pays s'appuie prioritairement (à hauteur de 50 % environ) sur son lignite** (« *Braunkohle* »), alors que ces centrales ne représentent que 27% (21,11 GW) de la totalité du parc fossile (78,08 GW). Le gaz, pourtant plus souple de mise en œuvre, et le charbon ne viennent qu'en appoint.

Pourquoi cela, sachant que le lignite, grand émetteur de gaz à effet de serre, est aussi un gros polluant ? Selon Wikipédia, « *le lignite, étant par ailleurs riche en soufre, cause des pollutions responsables de pluies acides. [... Ses] mines sont aussi des sources de radon et de descendants radioactifs du radon, impliqués dans la genèse de nombreux cancers du poumon* ». La seule explication plausible réside dans la priorité donnée à un produit national : de fait, « *le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du lignite séché se situe aux alentours de 20 000 kJ/kg, ce qui fait qu'il est considéré comme un combustible peu rentable (le PCI de la houille se situe aux alentours de 29 000 kJ/kg). Sa forte teneur en eau résiduelle et le PCI faible rendent le transport du lignite rapidement onéreux, son utilisation restant donc limitée aux alentours immédiats des exploitations* ».

D'autant que « *le principal producteur de lignite est le groupe RWE-RHEINBRAUN¹², filiale du holding RWE, [qui] en extrait environ 100 millions de tonnes par an dans trois mines à ciel ouvert dans la Rhénanie-du-Nord-Westphalie* ». Et RWE n'est autre que le premier électricien allemand. Par ailleurs, gaz et charbon importés sont plus coûteux.

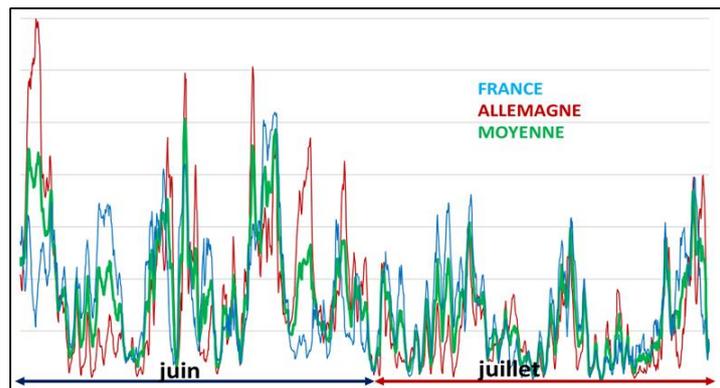
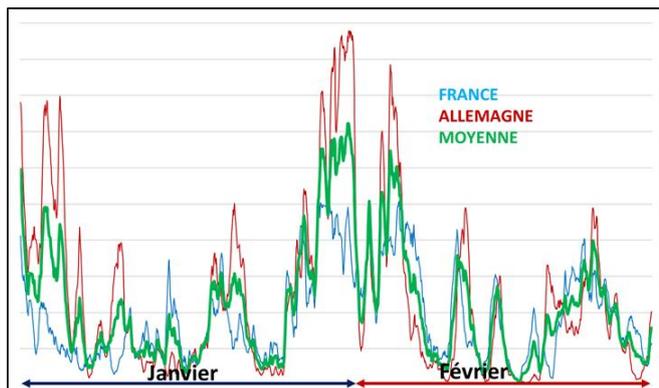
Bref, **les préoccupations économiques et sociales priment sur la véritable écologie !**

3.4. Enfin, il va de soi que **l'excès d'électrons tend à nourrir l'exportation** (f° 15 et 20), constat qui ne va pas à l'encontre du propos précédent. On peut dire que l'Allemagne transfère sur ses voisins la charge d'avaler ses surproductions ; cette facilité ne pourra que se restreindre avec la croissance des productions intermittentes de

¹¹ Sauf en ... France, qui bénéficie de son pilotage en « *mode gris* » autorisant le suivi de charge.

¹² Structure qui n'existe plus sous cette appellation (la note Wikipédia date un peu ...).

ses voisins, de la France en particulier, quand on observe la simultanéité des productions tant éolienne (la figure ci-dessous, représentative de 2017, en comparaison relative, l'illustre) que solaire (avec seulement un demi-fuseau horaire d'écart).



4. Distorsion du mix électrique

4.1. L'importance prise par le photovoltaïque en Allemagne n'est que la résultante des incitations à développer cette forme d'énergie, pourtant plus propice aux pays méditerranéens (certains _ Grèce, Espagne ... _ étant, d'ailleurs, et à juste titre, plus portés sur le solaire thermique que sur le PV). Sa progression a encore été proche de 4 GW en 2019.

Le folio 21 détaille **l'évolution du parc de production allemand**. Le folio 22 se limite à la **période allant de 2010 (juste avant Fukushima) à 2019** :

- le parc global a augmenté de plus d'un tiers, passant de 150 GW à 205 GW installés ;
- le parc fossile (compte non tenu des « *mineral oil* » et « *others* », marginaux) est resté stable à hauteur de 78 GW ;
- le parc nucléaire a fondu, de 20,4 GW à 8,1 GW (compte tenu de l'arrêt _ 31/12/2019 _ de Philippsburg 2)

Parallèlement :

- la production annuelle a peu varié (- 3 %), autour de 500 TWh (selon Fraunhofer ...) ;
- mais celle du parc nucléaire a maigri de 60 TWh ...
- quand celle du parc fossile a, elle aussi, été réduite de 88 TWh.
- Bien sûr, ces baisses ont été compensées par la croissance des EnRi (vent et soleil), de 154 TWh.

La transition énergétique (« *Energiewende* », au sens strict) **est donc une incontestable réalité**, caractérisée par un amaigrissement du parc pilotable au profit du parc fatal (éolien et solaire) mais surtout par un **quasi-doublement du parc électrique** !

4.2. Pour autant, ce bouleversement a deux types de conséquence, selon qu'on focalise :

4.2.1. ... sur l'année, au travers du **facteur de charge** (ou taux d'utilisation) d'un moyen de production : il s'agit du rapport entre l'énergie produite sur un an à celle que ce moyen aurait produite s'il avait fonctionné constamment à puissance maximale (on dit souvent « *nominale* ») : voir la formule de calcul donnée au folio 23.

Sans surprise, **le facteur de charge du solaire allemand est faible (11,3 %)** mais en légère progression : avancées technologiques et choix de meilleurs sites (Bavière plutôt que Poméranie, par exemple) ?

Quant à **celui de l'éolien, il s'est considérablement amélioré, à 24,3 %**, sûrement dopé par le « *repowering* » (via une surélévation des mâts !) et, surtout, le poids croissant de l'offshore (en croissance de 17% en 2019).

Mais, à **production globale inchangée, ces progrès se réalisent au détriment des autres énergies** : de fait, toutes régressent (sauf l'hydraulique, largement fatale comme on l'a vu au § 1.2.). Ainsi, voit-on leurs facteurs de charge baisser (en relatif) de :

- 7% pour la biomasse (en dépit de son label de « *neutralité carbone* », sur le long terme)
- 21% pour le lignite (préservé, on l'a vu),
- 27 % pour le gaz et ...
- 42 % pour le charbon.

Une exception notable, celle du ... **nucléaire, en hausse de 15%, passant de 74,3 à 85,24% !** Ce qui s'explique mathématiquement : nos voisins ayant arrêté totalement des réacteurs, exploitent à fond ceux qui leur restent (jusqu'en 2022, au mieux), ne serait-ce que pour brûler tout leur stock d'uranium 235 !

4.2.2. ... ou sur l'instant « t », pour apprécier la faculté d'absorber les à-coups d'une production, caractérisés par son **gradient** : variation de la puissance en une heure (ou ramenée à une heure).

4.2.2.1. On a vu (f° 13) que la journée du 19 avril, pic solaire de l'année, enregistra une hausse voisine de 8 GW en une heure. Le folio 24 décortique le cycle solaire de cette journée :

- de 8 h à 9 h, la puissance PV augmenta de **8,35 GW (l'équivalent du parc nucléaire allemand résiduel !)**
- de 8 h 15 à 8 h 30, la hausse fut de 2,14 GW, soit 8,56 GW/h.

L'après-midi voit un retrait quasi-symétrique : - 8,09 GW de 17 à 18 h, avec une pente culminant à -8,32 GW/h. Cette analyse n'est sûrement pas exhaustive. À preuve, nous avons pointé (f° 3) des écarts, sur un quart d'heure, de +2,2 GW à la montée, et même de -2,54 GW à la descente. Ainsi, **le soleil impose-t-il, aux réseaux électriques allemands, des gradients de l'ordre de + 9 GW/h à la montée et - 10 GW/h à la descente.** Mais le folio 20 montre aussi que le tiers ou le quart de cette production est tout simplement exporté, que les voisins la souhaitent ou pas, la règle européenne donnant priorité à ces EnRi pour l'accès au réseau.

4.2.2.2. L'éolien n'est pas en reste, même si la détection de ces variations brutales est moins aisée. La soirée du lundi de Pâques fut très chahutée (f° 25), comme le prouvent les enregistrements suivants, suivis à la maille quart-horaire ¹³ :

- de 20 h à 20 h 15 : +3.28 GW, soit **+13,12 GW/h**
- puis, juste après, de 22 h 45 à 23 h : - 2,45 GW, soit **-9,8 GW/h.**

La violence et la soudaineté des sautes de vent (avec obligation éventuelle de « réduire la voilure ») : est-ce plus fréquent pour l'offshore que pour l'éolien terrestre ? ¹⁴) en rend difficile la détection rigoureuse sur toute l'année (à défaut des données numériques de puissance éolienne sur les 8.620 x 24 x 4 quarts d'heure).

4.2.3. En tous cas, l'ampleur de ces gradients interroge sur la capacité des GRT d'outre-Rhin à gérer l'adaptation de leurs réseaux à toutes les configurations météorologiques. En France, nos réacteurs sont conçus pour encaisser des rampes de + ou - 5% P_n par minute. Si l'on retient une puissance unitaire P_n de 1 GW, cela impliquerait un gradient admissible de 50 MW/mn, soit 3 GW/h. On voit donc que le parc allemand eut dû être capable de **mobiliser, à la hausse ou à la baisse, 3 voire 4 unités sur toutes leurs plages de puissance et, au bout de ~ 20 mn, une nouvelle série de 3 ou 4, jusqu'à épuisement des ressources !**

Heureusement que, ce 19 avril, les 9,5 GW des réacteurs nucléaires alors disponibles (avant le récent retrait des 1400 MW de Philippsburg 2) n'étaient pas seuls à supporter ce « on/off » solaire de 33,56 GW (entre 6 h 00 _ 20 MW _ et 20h15 _ 30 MW) ! De fait, le polluant lignite, qui devrait disparaître du mix allemand, a fait face. Mais la puissance installée charbon + lignite devrait diminuer de 39 GW (actuellement) à 17 GW (à fin 2030), puis à zéro en 2038 selon le programme adopté en janvier 2020 par le gouvernement allemand. Parallèlement, le nucléaire va disparaître en 2022. Le stockage, encore insignifiant, ne pourra compenser une baisse totale de 32 GW, fin 2030, puis encore de 17 GW en 2038. L'Allemagne devrait devenir globalement importatrice tout en restant monstrueusement exportatrice par épisodes violents de surproduction d'EnRi. Ce sera impossible et il faudra alors passer par un écrêtement des puissances intermittentes (cf. 4.4.).

4.3. Modes d'intervention des centrales pilotables

L'adaptation du système électrique allemand sollicite une grande variété de moyens de production, comme de nombreux pays mais peut-être plus qu'ailleurs : centrales fossiles d'abord, mais aussi hydrauliques.

4.3.1. Centrales fossiles

Le facteur de charge des 3 ressources fossiles illustre (f° 23) une contribution hiérarchisée : **lignite d'abord (55%), charbon ensuite (24%), gaz (18%) pour finir.** Leurs vitesses de mise en œuvre se classent dans l'ordre inverse, comme le montre le folio 27 caractérisant leurs gradients respectifs observés dans la journée du 15 avril 2019 :

- à la montée : + 3,6 GW/h pour le gaz, + 1,0 GW/h pour le charbon, quasiment 0 pour le lignite ;
- à la descente : lignite et charbon au coude-à-coude (~ - 2,2 GW/h) bien en deçà du gaz (- 3,6 GW/h).

¹³ Voir <https://energy-charts.de/power.htm?source=all-sources&year=2019&week=16> ou ... 17, selon la semaine observée ...

¹⁴ Le folio 26 fait état des fluctuations du parc offshore mais celui-ci est encore de relativement faible ampleur (~12% de l'éolien).

Globalement, **les centrales fossiles ont répondu aux variations PV aux rythmes de + 4,4 et – 5,6 GW/h** (soit de l'ordre de +/- 7% de leur capacité globale) : insuffisant pour faire face aux + 8 et – 9 GW/h de la production solaire (cf. f° 24).

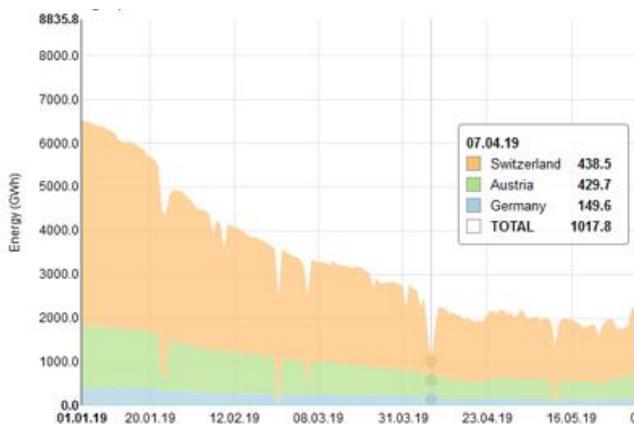
Mais la **sous-utilisation des centrales au gaz** est manifeste : en 2019, leur contribution maximale n'a mobilisé que 56 % des capacités recensées, en plein hiver. Les investissements dans ce secteur sont nuls depuis un lustre (f° 28) et on sait que nombre d'installations de ce type sont maintenues en cocon, sur ordre gouvernemental.

4.3.2. STEP et autres réserves hydrauliques

Comme chez nous, le principal outil d'équilibrage du réseau est constitué par la panoplie des centrales hydrauliques avec, en première ligne, les STEP : le folio 29 image leur fonctionnement, du Lundi au Jeudi Saints (avant la trêve pascale), caractérisé par des « pulses » bi journaliers pouvant atteindre une vingtaine de GWh, au rythme de +/- 4 GW par heure. Qui dit déstockages dit forcément stockages : le folio 30 illustre ces alternances de « *STEP pures* » (avec, bien sûr, une perte de rendement, d'environ 15% seulement ?).

Mais le turbinage des eaux stockées ne peut durer indéfiniment : le folio 32 détaille donc l'évolution du stock hydraulique dont a disposé l'Allemagne au cours de cette année 2019. Plusieurs remarques à ce sujet :

- l'Allemagne ne compte pas sur ses seules forces : en 2019, son stock énergétique a culminé à **8,84 TWh**, assuré aux 3/4 par l'Autriche et 1/5 par la Suisse, le sien propre ne dépassant pas 0,5 TWh.
- ce stock fluctue tout au long de l'année, de son minimum, à l'équinoxe du printemps, à son maximum à l'équinoxe d'automne, comme le montrent les statistiques des 5 dernières années :



	Stockage maximal		Stockage minimal		Marnage saisonnier
	GWh	Date	GWh	Date	
2015	7 181,7	07-oct	758,1	26-avr	6,4
2016	7 966,4	20-sept	1 205,4	05-mai	6,8
2017	8 170,7	15-sept	1 056,9	04-mai	7,1
2018	8 567,7	04-oct	928,5	17-avr	7,6
2019	8 835,8	28-oct	1 017,8	07-avr	7,8
	talon moyen		0,99 TWh		7,15

Évolution du stock hydraulique

- **son talon représente environ 1 TWh seulement**, nettement inférieur aux vidanges que l'on peut observer tant du côté suisse que du côté autrichien, de l'ordre de 2 TWh (7 avril, 16 septembre, 22 octobre, 24 novembre notamment).

4.4. Et, si besoin, disjonction des EnR ?

Restent donc, en cas d'extrême tension sur le réseau, non seulement les classiques délestages de consommateurs (sous contrat avec les GRT, ou arbitrairement) mais aussi les disjonctions des moyens de production fatals, particulièrement des éoliennes, dès lors que le GRT juge compromise la sécurité de son réseau.

Cette dernière option a été intégrée dans la loi EEG _ qui régit l'insertion des EnR dans les 4 réseaux allemands _ quelque 3 années après l'incident du 4 novembre 2006 qui coupa l'Europe électrique en 3 zones¹⁵. En effet, la partie orientale avait été maintenue dans le noir plus longtemps que la partie occidentale du fait du redémarrage intempestif des éoliennes au fur et à mesure de la remontée de fréquence du réseau sur lequel elles étaient branchées. Ce principe dit de « commandabilité », contrevenant évidemment à l'obligation d'achat dont bénéficient les EnR, donne d'ailleurs lieu à de possibles indemnités des producteurs ainsi lésés.

¹⁵ Cette panne, qui mit dans le noir la quasi-totalité du continent, provint d'un cumul d'erreurs des gestionnaires de réseau (en l'occurrence, RWE Transportnetz Strom, TennetT et, surtout, E.ON-Netz, le gestionnaire du réseau de transport à l'origine de la panne) ! *La raison essentielle du déclenchement de la ligne Wehrendorf-Landesbergen (après report de la charge de la ligne Conneforde-Diele, consignée au-dessus de la rivière Ems) tint au fait qu'E.ON Netz avait ignoré que le seuil de protection de surcharge à la station de Wehrendorf était réglé plus bas qu'à la station de Landesbergen. On ne peut imputer la responsabilité de ce gros incident aux éoliennes mais force est de constater que leur production incontrôlée a prolongé le black-out dans la zone orientale en surproduction (et sur fréquence) ...*

5. L'imperfection de compensation se répercute sur les prix de gros ...

La mobilisation, dans un sens ou dans un autre, des divers types de centrales ne suffit tout de même pas à bien équilibrer le réseau allemand. Nous avons, dans une précédente étude¹⁶, montré combien le marché spot EPEX fixant le prix de gros de l'électricité avait été chahuté, tout au long de l'année 2017, par de récurrents prix ... négatifs et démontré la responsabilité des EnRi dans ce phénomène économiquement invraisemblable :

- les énergies éolienne et photovoltaïque sont vendues par leurs producteurs, sous obligation d'achat¹⁷, aux gestionnaires de réseau¹⁸ ;
- mises en pseudo-compétition avec les énergies pilotables, elles sont fatalement prioritaires sur le réseau ;
- les énergies pilotables se retrouvent donc sans acheteur ;
- mais leurs producteurs ont l'obligation (si ce n'est légale _ encore que ... _ du moins morale) d'être disponibles quand la demande d'énergie revient (après le week-end) ou/et quand le vent ou le soleil viennent à faiblir ;
- les unités thermiques ou nucléaires n'étant pas aisément manoeuvrables doivent donc être maintenues en « bouillotte » (pour éviter les contraintes thermiques), prêtes à assurer une reprise de charge rapide, sur demande du gestionnaire de réseau, en retour de week-end notamment ;
- pour ce faire, leurs producteurs doivent susciter une demande fictive en ... payant des consommateurs pour que ceux-ci leur achètent une électricité tout sauf vertueuse (lignite, charbon, gaz, voire ... nucléaire).

C'est ce que l'on observe, cette dernière année encore, comme l'illustrent :

- le folio 33 : - 244 €/MWh, le lundi de Pâques 2019, en raison de « trop de soleil »,
- et le folio 34 : - 53 €/MWh, le 2 janvier, pour cause d'excès de vent.

Pour mémoire, le prix spot moyen avoisine les 50 ou 55 €/MWh, bien soutenu par le système ARENH¹⁹ en France, qui oblige EDF à mettre à disposition de ses concurrents 100 TWh d'électricité à tarif d'ami, soit 42 €/MWh, tarif jamais réévalué ne serait-ce que pour compenser l'inflation depuis son instauration en 2010.

L'observation de ces prix spots, étendue aux années 2015 à 2019, montre la récurrence de ces anomalies :

Nombre de prix négatifs	2015	2016	2017 <i>NdBdP n° 13</i>	2018	2019 <i>Cf. f° 33</i>
< 0 €/MWh	119	82	119	93	92
< - 20 €/MWh	44	29	46	41	40
< - 50 €/MWh	12	8	10	11	17
Record annuel le ...	-117,06 Samedi 11/4	-241,83 Samedi 8/5	-193 Dim. 30/4	-130,23 L. de Pent.	-244,47 L. de Pâq.

Nombre de pics de prix	2015	2016	2017	2018	2019 <i>Cf. f° 35</i>
> 100 €/MWh	20	9	21	58	38
> 150 €/MWh	4	2	8	7	9
> 200 €/MWh	2	/	5	3	4
Record annuel le ... à ...	236,35 Vend. 3/7 10:30	180,7 Jeu. 21/1 17:30	329,81 Lun. 23/1 10:30	352,22 Vend. 3/8 19:45	577,25 Jeu. 12/6 11:45

Désordres sur le marché spot du prix de gros de l'électricité allemande

De fait :

- des prix négatifs ont affecté une centaine de jours chaque année (sur un quart d'heure, au moins) ;
- ils apparaissent généralement quand les « électrons verts » surabondent ou/et quand la demande est faible (week-end et jours fériés), surtout si l'export est saturé ;

¹⁶ Cf. https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Etude_Poizat_OFNI_juin_2018/Vol-dOFNI.pdf

¹⁷ Les récentes modifications de la loi EEG, fixant les avantages dont bénéficient ces EnR, ne peuvent pas encore avoir d'effet visible sur le marché, d'autant que les installations domestiques y échappent et que les investissements éoliens s'effondrent.

¹⁸ Il s'agit d'Amprion (réseau de RWE), en Rhénanie-Westphalie, Tennet (GRT néerlandais ayant racheté E.ON, dans la partie centrale de l'Allemagne), EnBW (en Bade-Wurtemberg) et « 50Hertz » (réseau du belge ELIA, héritier du suédois Vattenfall et, auparavant, de VEAG AG qui avait repris le réseau dans l'est de l'Allemagne après sa réunification).

¹⁹ Tarif dit d'« *Accès Réglementé à l'Électricité Nucléaire Historique* », instauré par la loi NOME de 2010.

- parallèlement, des pics de prix se multiplient, exclusivement en journées travaillées, certains pouvant être exceptionnels (f° 35).

Il est peu probable, malgré l'entraînement des prévisionnistes et « dispatcheurs », que des désordres du même type puissent être évités dans un proche avenir, du fait de la réduction des capacités pilotables à laquelle on assiste, qu'il s'agisse de nucléaire (arrêts de Mühleberg²⁰ en Suisse, Philippsburg en Allemagne, Fessenheim en France, les derniers réacteurs allemands d'ici 2 ans) ou du charbon (France, Belgique), voire des lignite et charbon allemands (en 1938 peut-être ?²¹).

Beaucoup d'acteurs et, peut-être plus encore, d'observateurs du « système électrique » fondent de gros espoirs sur le développement des réseaux intelligents pour prévenir ou gérer ces désordres ... Pour notre part, nous ne pouvons nous empêcher de craindre que ces structures informatiques ne deviennent trop complexes au point de dépasser la capacité de compréhension d'opérateurs qui doivent réagir en temps réel, sur une multitude de producteurs. Sans parler des risques de cyber-attaques ...

6. Conclusions

6.1. La décision de sortie du nucléaire, colonne vertébrale de l'« *Energiewende* », a été prise par l'Allemagne sans concertation avec ses partenaires européens. Elle a néanmoins le mérite de la clarté : il s'agissait bien d'un « tournant » sur le plan strictement énergétique. Nous pensons avoir démontré, ci-avant, que les préoccupations écologiques en étaient, de facto, totalement absentes²² mais que l'exploitation des ressources minières dont dispose ce pays était le fondement de sa géostratégie. On peut comprendre ce choix de nos voisins, qui va totalement dans le sens de leurs intérêts, du moins à court et moyen termes. Mais sera-ce le cas, dans 10 ou 15 ans, si les stockages ne se développent pas considérablement ? Sinon, l'Allemagne deviendra alors très dépendante d'un gaz importé en totalité, et qui n'aura de naturel que le nom (du moins avant l'émergence industrielle du biométhane ...).

6.2. Mais que la France, totalement dépourvue de ressources minières, disposant d'une électricité décarbonée à 93 %, ait voulu les imiter, cela dépasse l'entendement. D'autant que, pour plusieurs observateurs, l'unique motivation de la réduction du nucléaire, voulue depuis 2012 par le gouvernement français, résulte d'une forte pression au niveau européen, et particulièrement au niveau allemand, pour contrecarrer l'atout de compétitivité que le plan Mesmer de 1974 avait conféré à l'économie française. **Pourquoi une partie du milieu politique français a-t-elle collaboré avec la Communauté Européenne alors que ce n'était pas notre intérêt**, ni du point de vue climatique, ni du point de vue environnemental, ni même du point de vue économique ?

6.3. Avant que les historiens ne statuent sur ces évolutions, trop tard malheureusement, le risque de black-out grandit ... De fait, les électrons éoliens et solaires saturent les réseaux, y compris ceux des pays voisins, décourageant toute velléité d'investissement dans des moyens de production pilotables car ceux-ci sont mis en concurrence, déloyale, avec des énergies subventionnées, aléatoires et dispensées de garantie de disponibilité ... De ce point de vue, les prix négatifs évoqués ci-avant _ dont l'impact économique, à court terme, reste minime _ constituent un « *signal prix* » on ne peut plus ... négatif !

6.4. Enfin, s'il est un « *principe de précaution* » à respecter, c'est bien celui de **ne pas supprimer des énergies pilotables et non-émettrices de CO₂, le nucléaire par exemple, tant qu'on n'aura pas résolu la question du**

²⁰ Réacteur à eau bouillante (comme Fukushima), démarré en 1972, dans la cuve duquel avaient été découvertes des fissures longitudinales en 1990 et transversales en 2014 (Energypresse du 14/9/2018).

²¹ Ce dont on peut vraiment douter au vu de l'autorisation accordée à Uniper pour démarrer sa centrale au charbon Datteln 4 (1050 MW), certes ultra-moderne ... Une perspective de 18 années ne constitue pas une durabilité exemplaire.

²² Une planche de Fraunhofer montre que, de 2007 à 2017, les émissions de CO₂ des centrales thermiques allemandes _ du moins celles recensées par cet institut _ auraient été réduites de 21% (de 282 à 222 Mt), l'essentiel étant imputable au lignite (pour 68%). L'ADEME, dans son guide des facteurs d'émission de juin 2010 _ malgré son « erreur » avouée d'un facteur 10 en défaveur du nucléaire ! _ a donné les principaux facteurs d'émission de gaz à effet de serre (incluant le cycle de vie total) :

- gaz naturel : 0,443 kgCO₂e/kWh

- charbon avec épuration : 0,96 kgCO₂e/kWh

- charbon sans épuration : 1,05 kgCO₂e/kWh

Les facteurs d'émission de CO₂, mentionnés par Fraunhofer de 2014 à 2017 (au-delà « *there is no data for the current selection !* », pourquoi cela ?) pour les seules centrales au lignite, sont tous supérieurs. C'est le cas des principales (Neurath, Niederaussem, Jänschwalde, Weisweiler, Boxberg, Lippendorf, Schwarze Pumpe) qui émettent plus de 10 à 35 tCO₂/an. Manifestement rénovées, elles émettent entre 0,96 à 1,39 kgCO₂/kWh. Mais d'autres, plus modestes et surtout plus vétustes, peuvent avoir eu des facteurs triples : 3,09 pour Frechen (fermée fin 2016 ?) et 2,76 pour Klingenberg (dans la banlieue de Berlin, passée au gaz en 2017).

« back-up » pour pallier des manques de vent ou de soleil de plusieurs jours, c'est-à-dire du stockage d'électricité en très grandes quantités (10 à 15 TWh minimum). Surtout si l'on songe que la Programmation Pluriannuelle de l'Energie actuellement débattue prévoit des capacités éolienne et photovoltaïque voisines de celles atteintes, d'ores et déjà, par nos voisins, mais sans leur back-up pilotable !

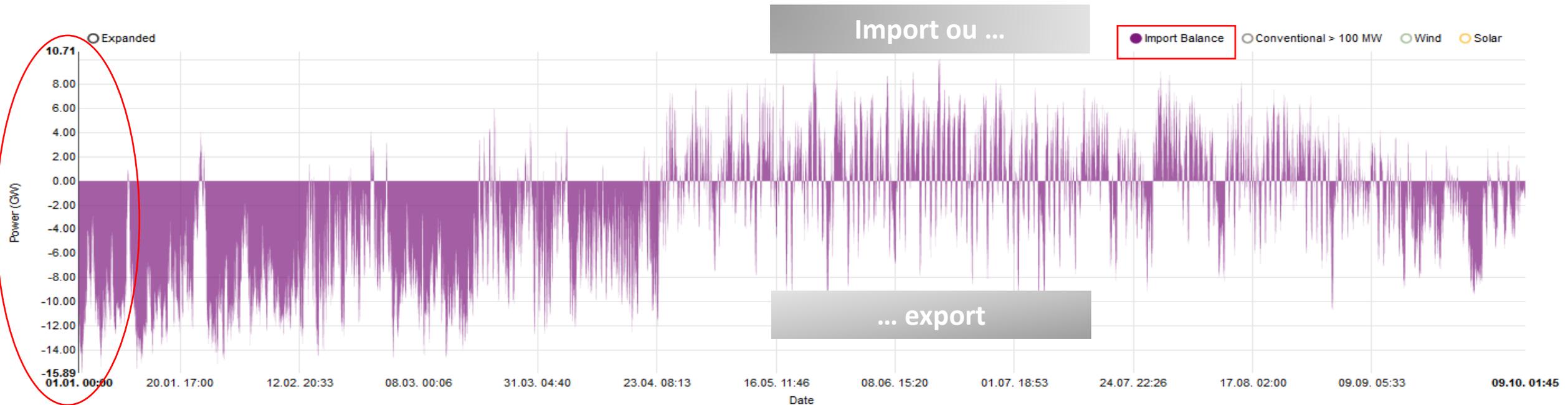
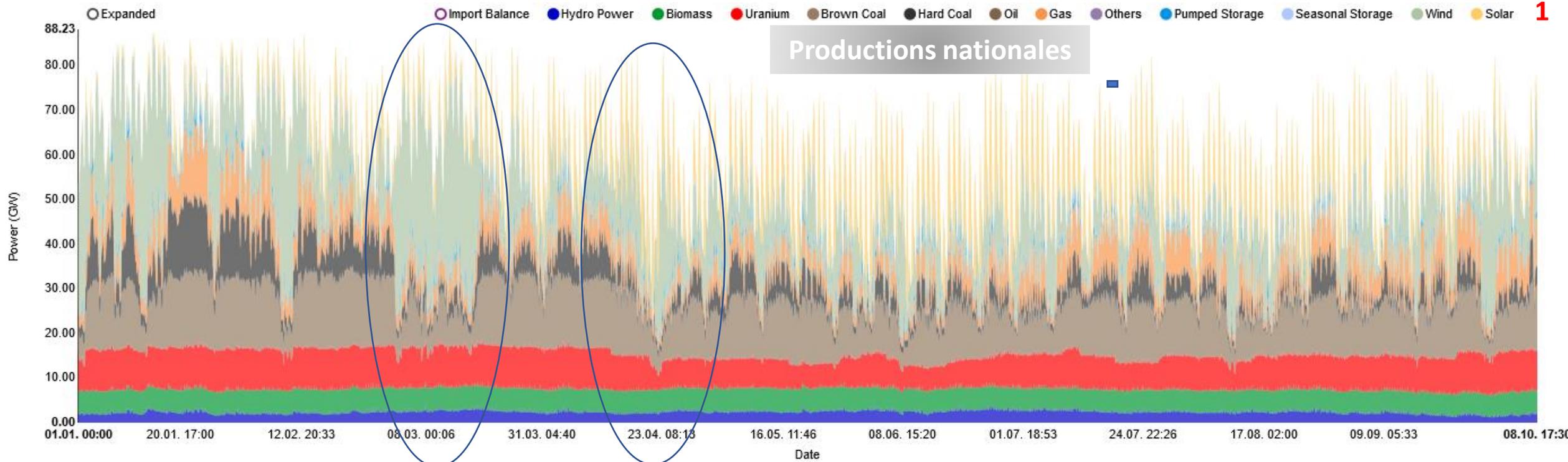
À ce jour, seules les STEP peuvent, aux plans technique et économique, répondre à ce défi²³ sauf que la géographie ne leur est pas très favorable : l'Allemagne, stricto sensu, n'a pas de perspectives en ce domaine ; quant à la France, elle n'a plus guère, dans ses cartons, que Redenat (Massif Central) et Orlu (Pyrénées), d'autres sites techniquement envisageables, tels Le Clou, en Haute-Tarentaise, ou Villard d'Arène, en Haute-Romanche (et ... Parc des Écrins), étant frappés d'inacceptabilité sociale²⁴.

Table des folios annexés

f°	Objet
1	Les 9 premiers mois de 2019 : productions et échanges
2	Minima et maxima des divers modes de production, en 2019
3	Faibles pics solaires méridiens, en janvier 2020
4	Pic éolien du 15/3/2019
5	Pic solaire du 19/4/2019
6	Solaire généreux en été et printemps
7	Eolien généreux en hiver et automne
8	Incohérences de données Fraunhofer (TWh mensuels et annuels)
9	Pic d'EnR intermittentes, le 23/4/2019
10	Quelques nuits d'hiver, sans vent ...
11	Quelques nuits d'été, sans vent ...
12	Cruciale "semaine sainte" (semaine 16)
13	Pic solaire du "Karfreitag"
14	Compensations de 16 ^{ème} semaine
15	Quelques compensations (et déversement sur les pays voisins)
16	Compensations à échelles uniformes
17	Heureuse opposition de phases soleil et vent
18	Compensation par les centrales fossiles
19	Compensations fossiles différenciées
20	Les EnRi nourrissent l'export
21	Evolution du parc de production de 2002 à 2019
22	Evolution du mix électrique sur 10 ans
23	Impact sur les facteurs de charge
24	Gradients solaires maximaux
25	Gradients éoliens maximaux
26	Fluctuations de l'éolien offshore
27	Gaz plus véloce mais minerais prioritaires
28	Parc de centrales gaz surdimensionné
29	Contribution des STEP
30	Alternances stockage/déstockage
31	Contribution des diverses installations hydrauliques (semaine 16)
32	Evolution des réserves hydrauliques (Allemagne, Autriche et Suisse)
33	Effondrement du prix spot, quart-horaire (22/4/2019)
34	Prix spot balayé par le vent
35	Prix spot décuplé sur carence d'EnRi

²³ Les idées de « Power-to-Gas/Gas-to-Power » relèvent, pour l'heure, de rêveries, plombées par la multiplication des médiocres rendements des opérations requises ...

²⁴ Songeons que la retenue de Grandmaison, sous les cols du Glandon et de la Croix-de-Fer, stocke un volume 70 fois supérieur à celui du barrage projeté à Sivens ! Et la judicieuse idée de STEM (« Stations de Transfert d'Eau de Mer ») n'est pas à la hauteur de l'enjeu, puisqu'une retenue de 10 m. de profondeur, large de 100 m., située 20 m. au-dessus du niveau de la mer, ne permettrait de doubler la capacité des STEP françaises (actuellement de 0,1 TWh) que si elle était longue de ... 2000 km : une douve absolument inimaginable sur nos côtes !



Minima et maxima : pics solaire et éolien, notamment

Source	Minimum Power (GW)	Date	Maximum Power (GW)	Date
Import Balance	-15.889	01.01.19 16:30	10.715	23.05.19 21:45
Hydro Power	1.028	27.10.19 02:00	4.383	18.03.19 19:15
Biomass	4.868	01.08.19 01:00	5.262	01.02.19 00:00
Uranium	3.37	22.04.19 15:00	9.499	24.01.19 11:00
Brown Coal	3.457	10.08.19 14:45	17.682	22.02.19 14:00
Hard Coal	0.642	18.08.19 12:45	17.394	31.01.19 19:00
Oil	0.02	17.07.19 14:30	0.681	24.01.19 09:00
Gas	0.989	08.06.19 03:45	17.006	24.01.19 10:30
Others	0	22.04.19 06:45	0.095	29.09.19 08:30
Pumped Storage	0.001	25.03.19 03:45	6.686	30.04.19 08:00
Seasonal Storage	0	01.01.19 00:00	0.636	21.01.19 17:45
Wind	0.398	17.07.19 10:00	46.743	15.03.19 19:00
Solar	Cf. commentaire 0	01.01.19 00:00	33.557	19.04.19 13:00

Cf. commentaires
sur folio 20

Net generation of power plants for public power supply.
 Datasource: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX
 Last update: 09 Dec 2019 02:19

Minimum éolien < 0,65 %
 (0,398 / (53,17 + 7,48))

Faible pic solaire méridien, **cet hiver-ci ***, de 4,8 % seulement (2,363/49,17)

Electricity production and spot prices in Germany in week 2 **2020** *

date selection

year: 2020

month: [dropdown]

week: 2

auction

hourly

half-hourly

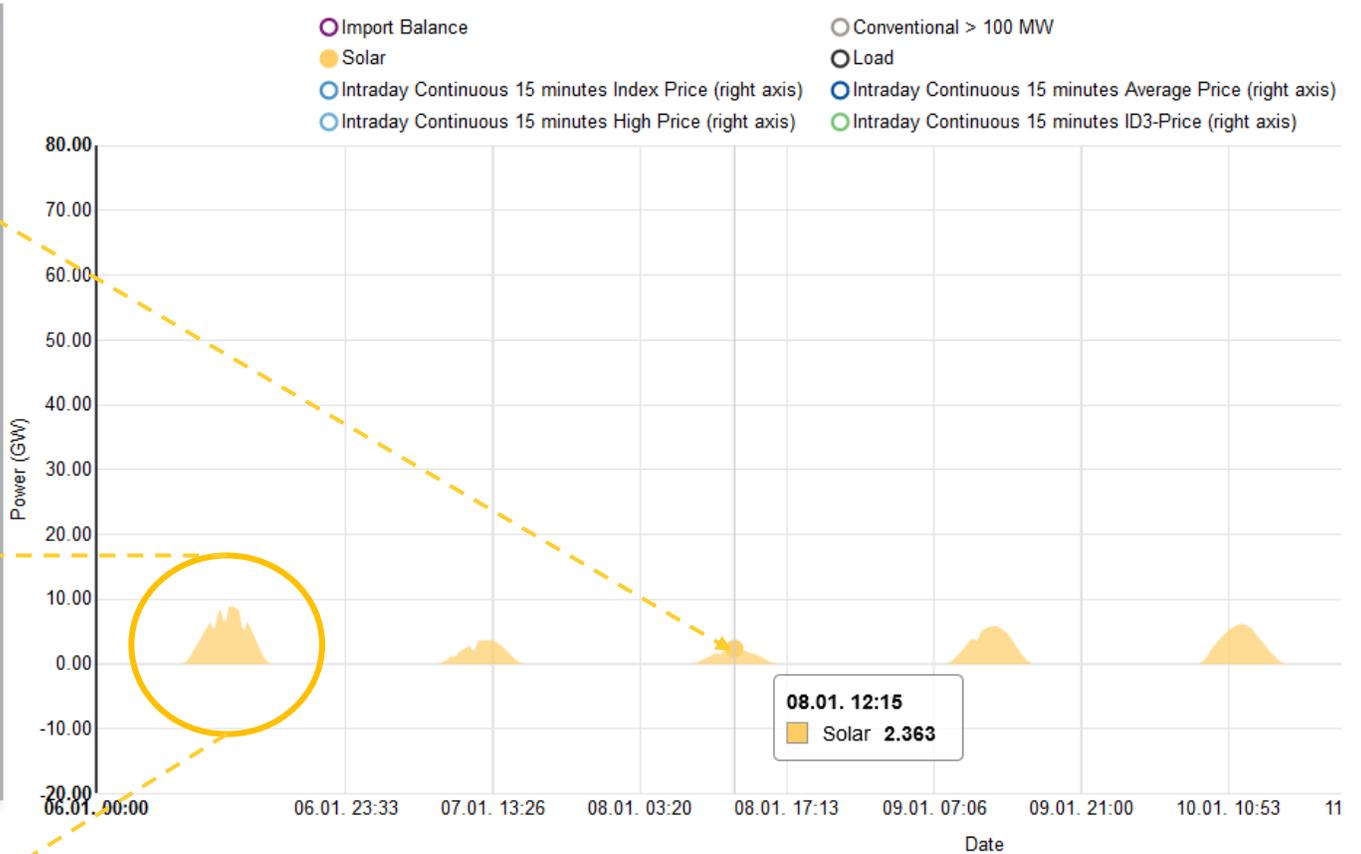
quarter-hourly

zoom price +

zoom price -

print

usage tips



Datasource: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX, EPEX SPOT
Last update: 15 Jan 2020 18:16

Eclaircies et passages nuageux

	GW	GW/h
11:15	5,803	1,472
11:30	8,007	8,816
11:45	8,419	1,648
12:00	6,596	-7,292
12:15	6,656	0,240
12:30	8,855	8,796
12:45	8,87	0,060
13:00	8,829	-0,164
13:15	8,597	-0,928
13:30	8,222	-1,500
13:45	5,679	-10,172
14:00	5,245	-1,736

Cf. f° 23

Mais, l'hiver dernier, le pic solaire méridien n'avait été que de 1,313 GW, soit **2,9 %** des 45,78 GW installés à l'époque (le **11 janvier 2019**)

* Changement d'année de référence pour tenir compte de la croissance du parc solaire, de 8,7%

Pic éolien de l'année : 46,74 GW (sur 59,08 GW alors installés * : $F_c = 79,1\%$)

* dont 6,45 GW en offshore

ENERGY CHARTS

Publishing Notes | Data Protection | 

- Home
- Power
- Energy
- Emissions
- Climate
- Prices
- Map of power plants
- Information

Electricity production in Germany in week 11 2019

date selection

year: 2019

month:

week: 11

conv. >100 MW

all sources

solar, wind

import, export

run-of-river

nuclear

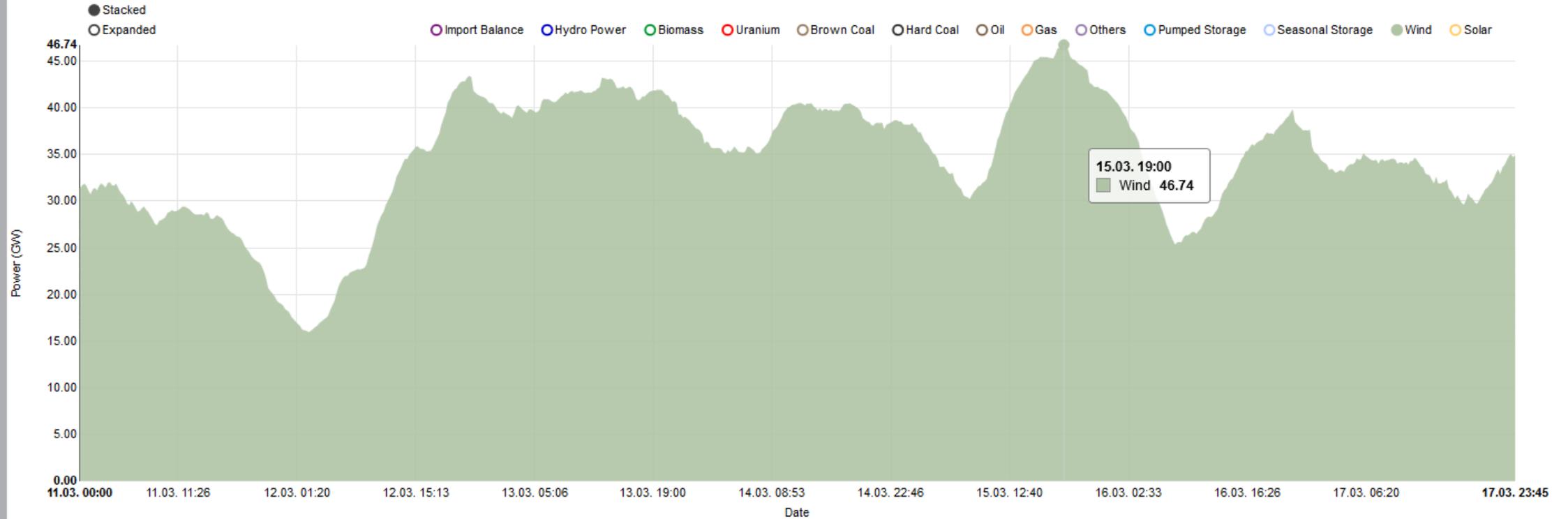
lignite

lignite per unit

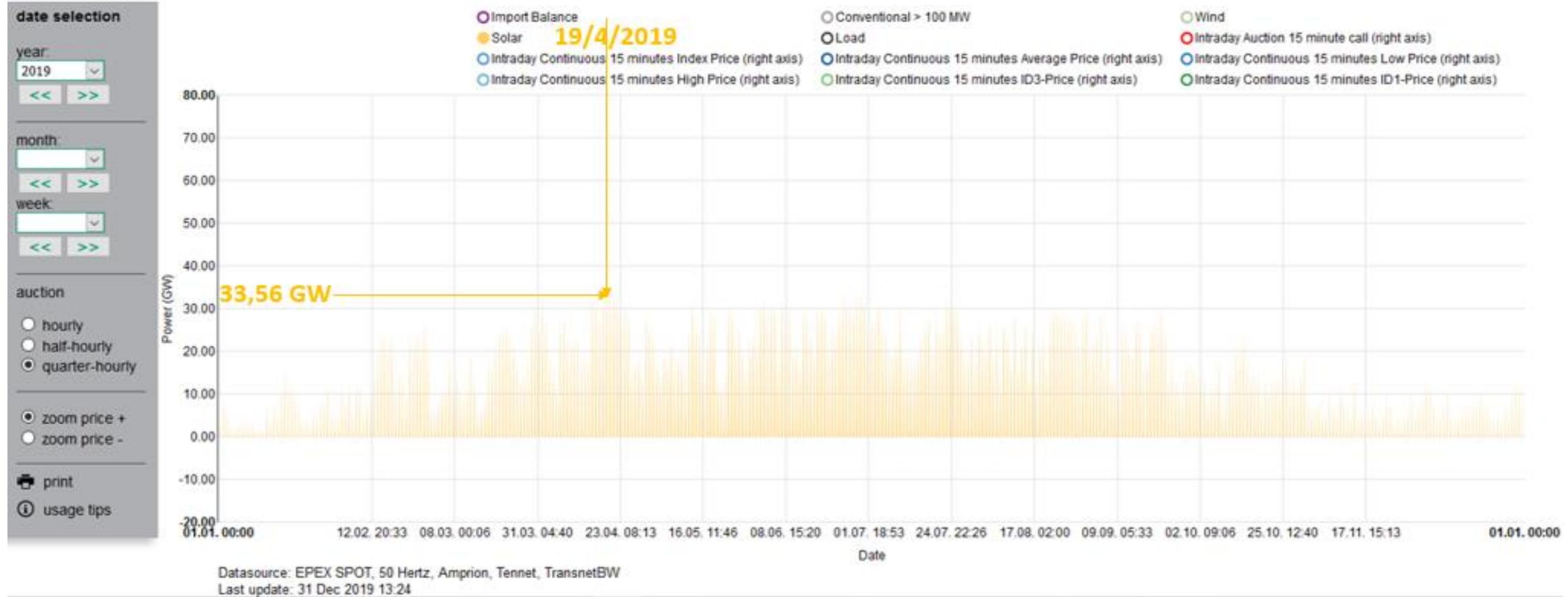
hard coal

oil

gas



Electricity production and spot prices in Germany in 2019



La production solaire de printemps ou d'été est 3 ou 4 fois supérieure à celle d'automne ou d'hiver

TWh solaires	Données extraites de "Monthly electricity generation in Germany"												Annual sum	Sur l'année						Ratio max/min	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		Mini	Max	Hiver	Print.	Eté	Autom.	/ mois	/ trim
2010	0,08	0,30	0,77	1,19	1,09	1,59	2,94	2,02	1,99	1,61	0,63	0,20	14,41	0,08	2,94	1,15	3,87	6,95	2,44	36,8	6,0
2011	0,39	0,77	1,82	2,45	2,84	2,37	2,30	2,44	2,14	1,65	0,90	0,34	20,41	0,34	2,84	2,98	7,66	6,88	2,89	8,4	2,7
2012	0,48	0,93	2,09	2,38	3,69	3,23	3,34	3,42	2,58	1,59	0,71	0,39	24,83	0,39	3,69	3,50	9,30	9,34	2,69	9,5	3,5
2013	0,36	0,68	2,37	3,30	3,68	4,49	5,34	4,32	2,76	1,98	0,83	0,79	30,90	0,36	5,34	3,41	11,47	12,42	3,60	14,8	3,6
2014	0,79	1,76	3,52	3,92	4,40	5,18	4,74	4,18	3,09	2,10	1,03	0,42	35,13	0,42	5,18	6,07	13,50	12,01	3,55	12,3	3,8
2015	0,63	1,55	3,21	4,96	4,94	5,09	5,50	5,17	3,62	2,19	1,27	0,95	39,08	0,63	5,50	5,39	14,99	14,29	4,41	8,7	3,4
2016	0,72	1,39	2,67	4,14	5,21	5,27	5,46	5,21	4,25	1,85	1,13	0,88	38,18	0,72	5,46	4,78	14,62	14,92	3,86	7,6	3,9
2017	0,86	1,63	3,61	4,30	5,72	5,99	5,43	5,12	3,43	2,37	0,93	0,55	39,94	0,55	5,99	6,10	16,01	13,98	3,85	10,9	4,2
2018	0,81	2,03	3,00	5,37	6,59	5,93	6,85	5,76	4,52	3,05	1,30	0,58	45,79	0,58	6,85	5,84	17,89	17,13	4,93	11,8	3,6
2019	0,83	2,43	3,39	5,68	5,56	7,18	6,37	5,86	4,35	2,70	1,16	1,04	46,55	0,83	7,18	6,65	18,42	16,58	4,90	8,65	3,76
Mini	0,08	0,30	0,77	1,19	1,09	1,59	2,30	2,02	1,99	1,59	0,63	0,20									
Max	0,86	2,43	3,61	5,68	6,59	7,18	6,85	5,86	4,52	3,05	1,30	1,04									
Cumul du mois	5,95	13,47	26,45	37,69	43,72	46,32	48,27	43,50	32,73	21,09	9,89	6,14									

Cumul, sur 10 ans, par trimestre				
45,87	127,73	124,50	37,12	8,1 / 3,44

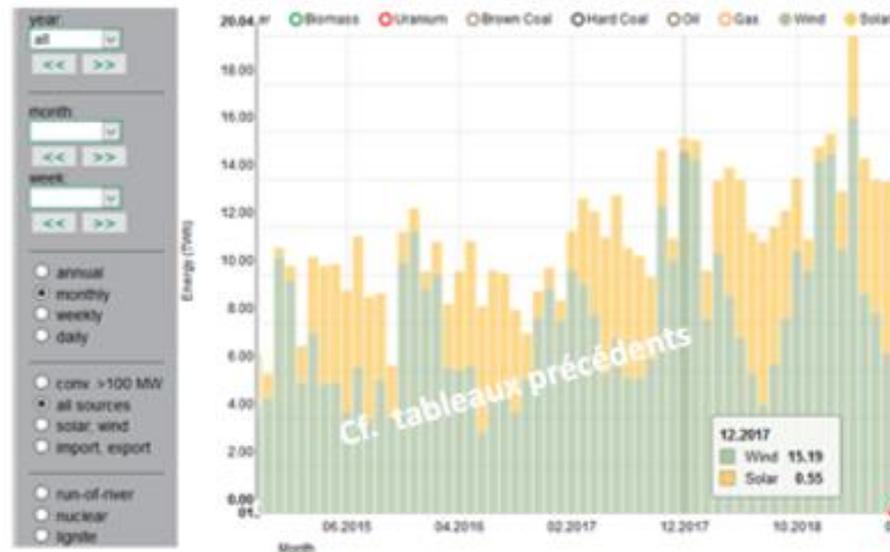
La production éolienne de printemps ou d'été est environ 2 fois inférieure à celle d'automne ou d'hiver

TWh éoliens	Données extraites de "Monthly electricity generation in Germany"												Annual sum					Ratio Max / Min	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		Hiver	Print.	Eté	Autom.	mois	/ trim
2010	3,39	3,63	4,61	3,13	2,68	1,88	1,69	2,57	3,05	3,98	4,05	3,88	38,54	11,63	7,69	7,31	11,91	2,73	1,63
2011	4,24	5,35	3,59	4,10	3,51	2,90	4,18	3,22	3,35	4,61	3,35	9,36	51,76	13,18	10,51	10,75	17,32	3,23	1,65
2012	8,51	5,50	4,81	4,08	3,47	3,47	3,17	2,61	3,64	4,51	4,67	6,73	55,17	18,82	11,02	9,42	15,91	3,26	2,00
2013	5,90	3,78	5,50	3,91	3,37	4,03	2,03	2,76	4,01	6,48	5,11	8,79	55,67	15,18	11,31	8,80	20,38	4,33	2,32
2014	7,57	7,49	5,56	4,29	4,50	2,98	2,83	4,04	2,96	4,61	4,84	10,73	62,40	20,62	11,77	9,83	20,18	3,79	2,10
2015	9,77	5,49	7,53	5,43	5,53	4,28	6,14	3,92	5,63	4,03	10,54	11,85	80,14	22,79	15,24	15,69	26,42	3,02	1,73
2016	9,44	10,01	6,13	6,02	6,22	3,43	4,74	4,84	4,30	5,70	8,21	9,44	78,48	25,58	15,67	13,88	23,35	2,92	1,84
2017	8,10	10,21	9,61	8,36	5,88	7,36	5,69	5,68	6,49	12,89	10,62	15,19	106,08	27,92	21,60	17,86	38,70	2,67	2,17
2018	14,83	8,16	10,95	9,14	7,39	5,90	4,55	6,29	8,19	11,02	10,20	14,79	111,41	33,94	22,43	19,03	36,01	3,26	1,89
2019	15,09	11,07	16,65	9,22	8,42	6,75	6,74	6,01	9,42	11,94	10,34	15,57	127,22	42,81	24,39	22,17	37,85	2,77	1,93
Mini	3,39	3,63	3,59	3,13	2,68	1,88	1,69	2,57	2,96	3,98	3,35	3,88							
Max	15,09	11,07	16,65	9,22	8,42	7,36	6,74	6,29	9,42	12,89	10,62	15,57							
Cumul du mois	86,84	70,69	74,94	57,68	50,97	42,98	41,76	41,94	51,04	69,77	71,93	106,33							
														Cumul, sur 10 ans, par trimestre					
														232,47	151,63	134,74	248,03	2,5	1,8

Incohérences de données de production (TWh) délivrées par le site Fraunhofer ...

Home Power Energy Emissions Climate Prices Map of power plants

Monthly electricity generation in Germany



Energie éolienne

	Annual sum	"Annual el. Gen ^{ion} "	Δ
2010	38,54	38,55	0,0%
2011	51,76	49,86	3,8%
2012	55,17	51,68	6,8%
2013	55,67	52,74	5,6%
2014	62,40	58,50	6,7%
2015	80,14	80,62	-0,6%
2016	78,48	79,92	-1,8%
2017	106,08	105,69	0,4%
2018	111,41	109,95	1,3%
2019	127,22	127,23	0,0%

Energie solaire

	Annual sum	"Annual el. Gen ^{ion} "	Δ
2010	14,41	11,73	22,8%
2011	20,41	19,60	4,1%
2012	24,83	26,38	-5,9%
2013	30,90	31,01	-0,4%
2014	35,13	36,06	-2,6%
2015	39,08	38,73	0,9%
2016	38,18	38,10	0,2%
2017	39,94	39,40	1,4%
2018	45,79	45,78	0,0%
2019	46,55	46,54	0,0%

Heureusement, l'année 2019 ne semble pas affectée ...

Home Power Energy Emissions Climate Prices Map of power plants

Annual electricity generation in Germany



Electricity production in Germany in week 17 2019

date selection

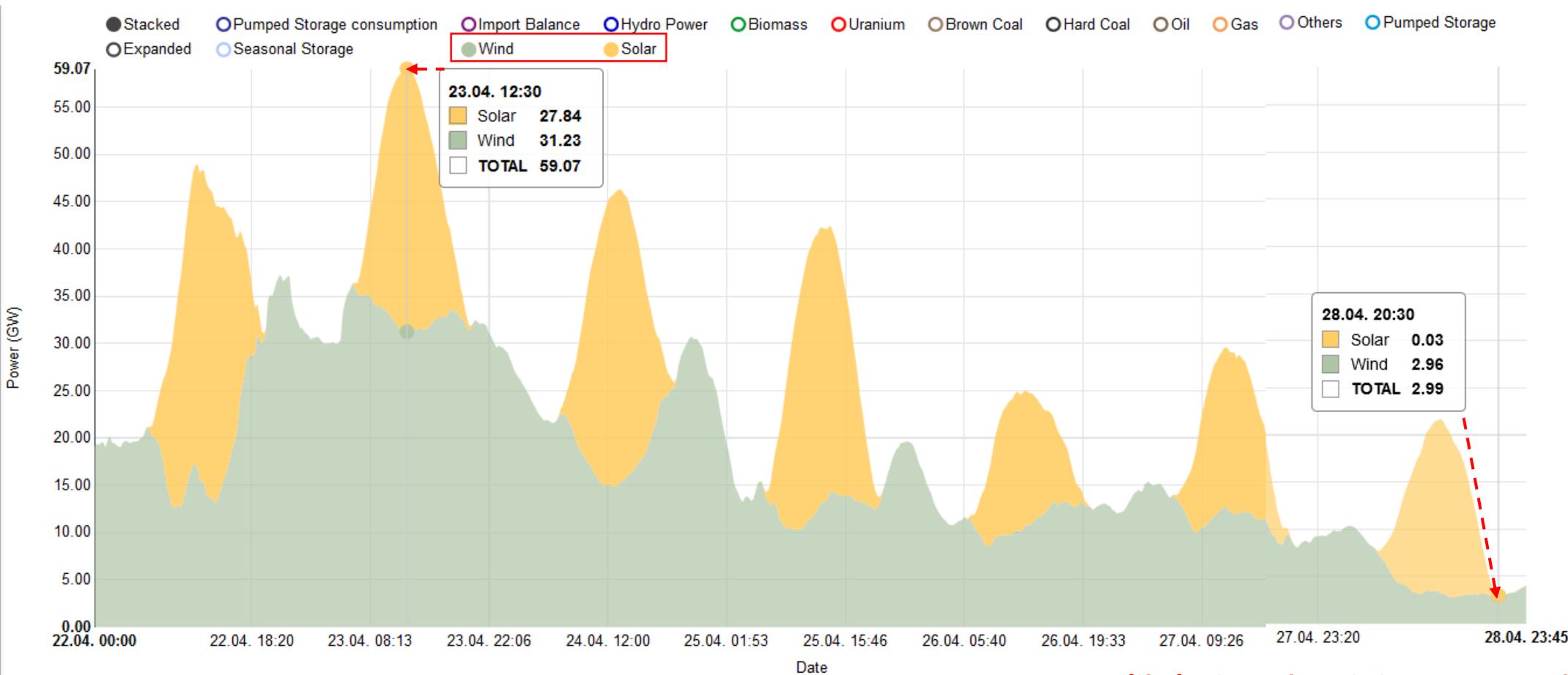
year: 2019

month: [dropdown]

week: 17

conv. >100 MW
 all sources
 solar, wind
 import, export

run-of-river
 nuclear
 lignite
 lignite per unit
 hard coal
 oil
 gas
 waste
 pumped storage



... sans qu'il s'agisse du minimum annuel

Electricity production and spot prices in Germany in week 4 2019

date selection

year: 2019

month:

week: 4

auction

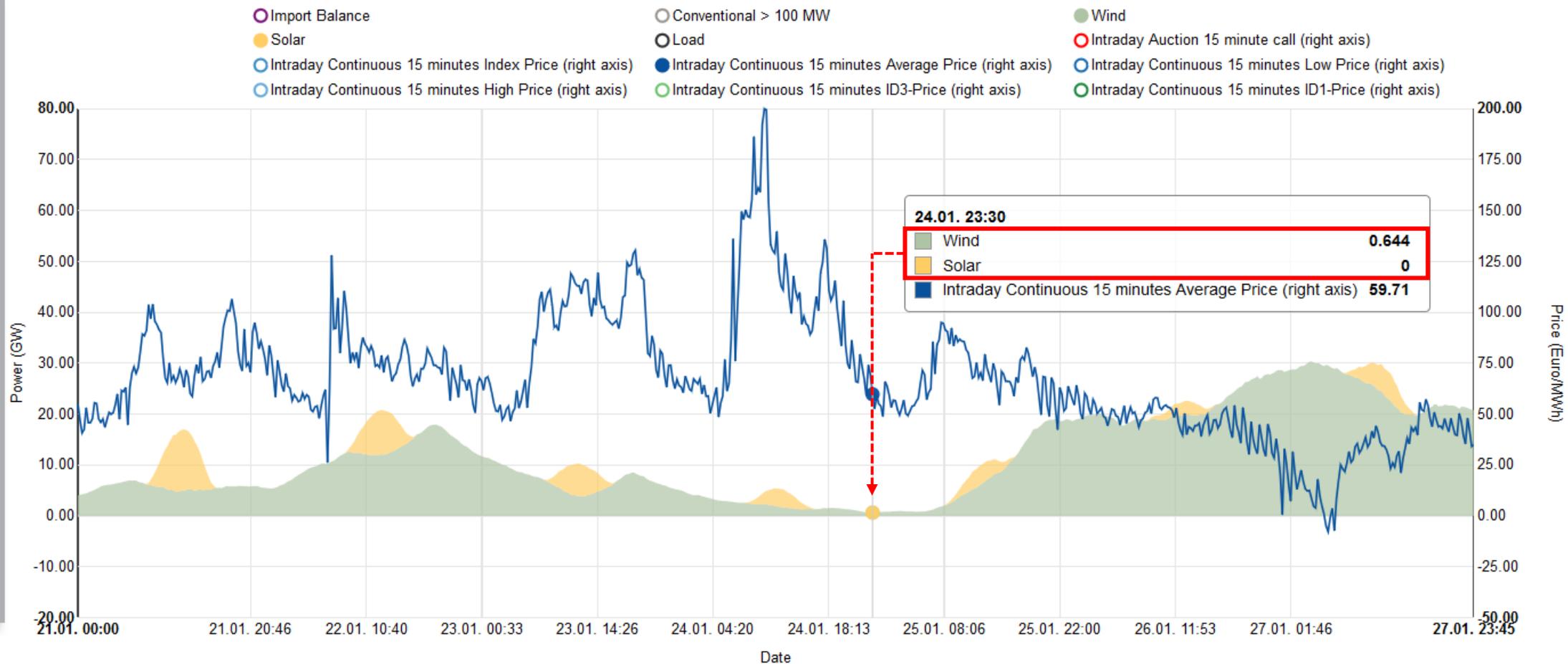
- hourly
- half-hourly
- quarter-hourly

zoom price +

zoom price -

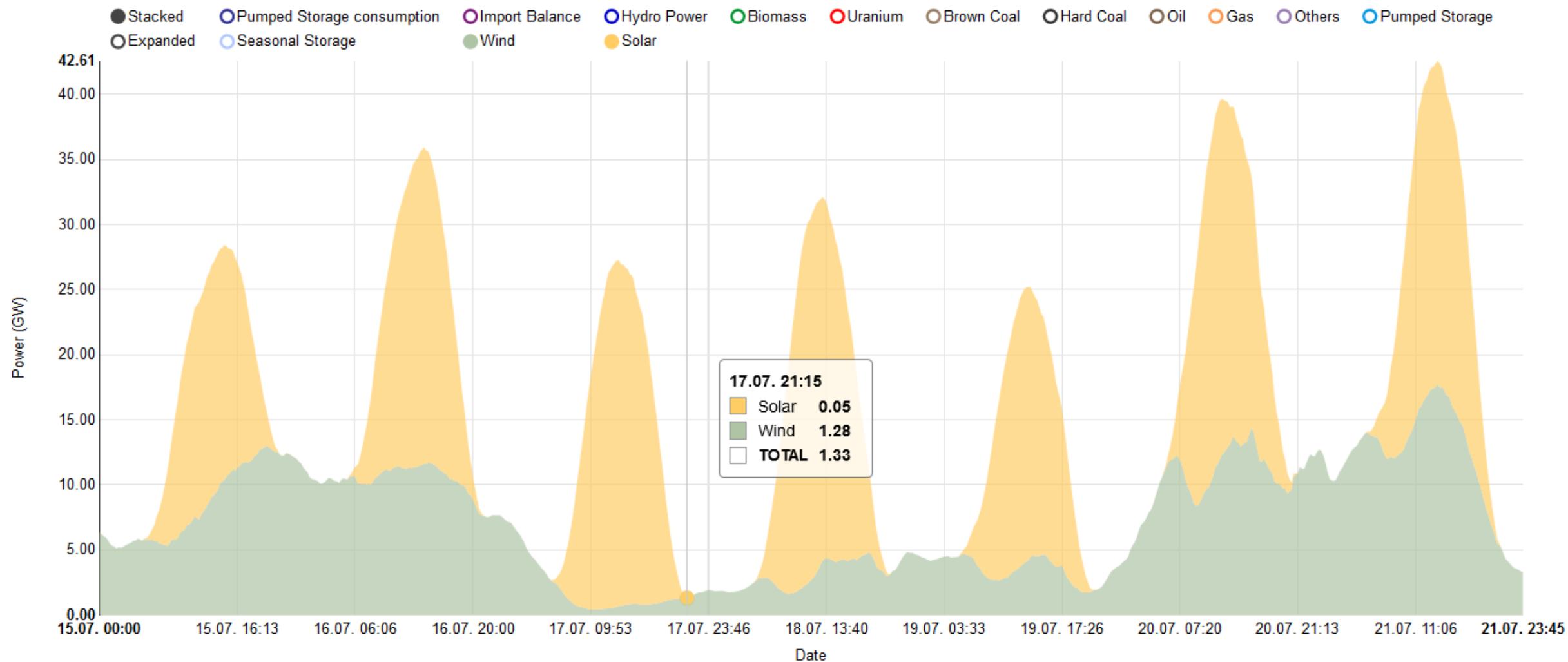
print

usage tips



Datasource: EEX, EPEX SPOT
Last update: 02 Feb 2019 23:08

production in Germany in week 29 2019



Electricity production in Germany in week 16 2019

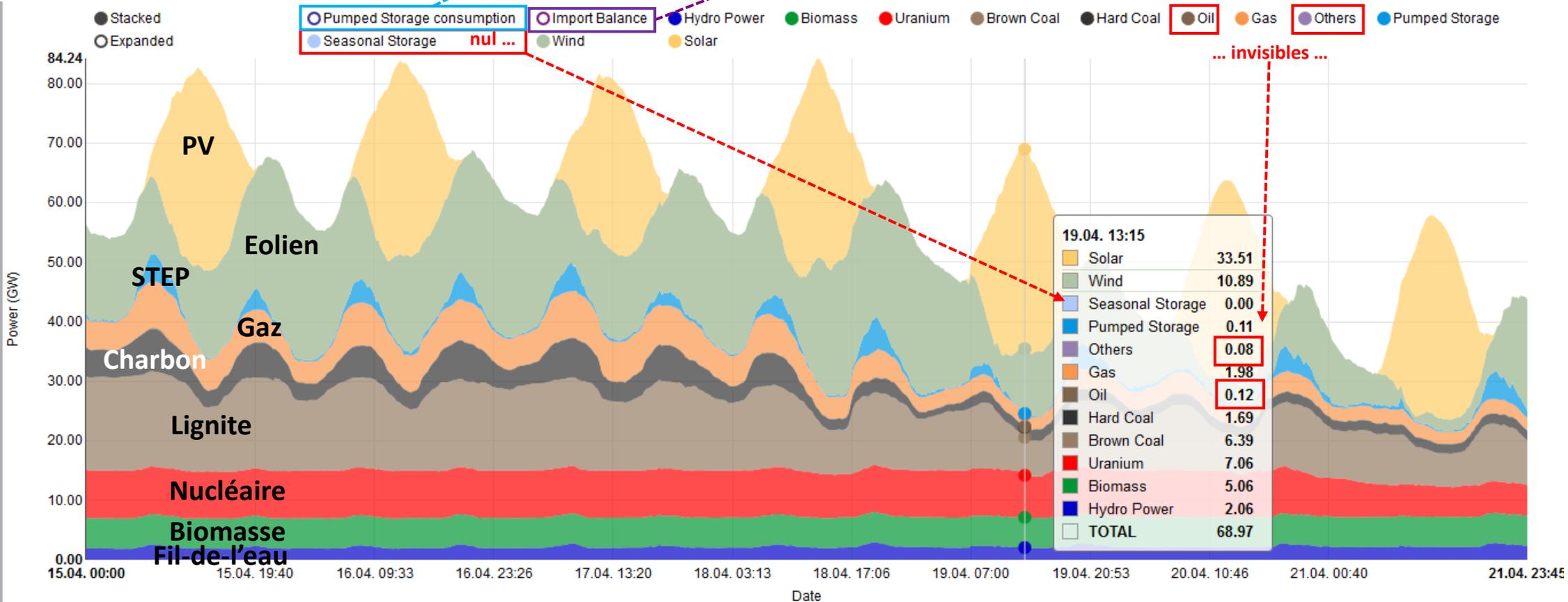
date selection

year: 2019

month: [dropdown]

week: 16

conv. >100 MW
 all sources
 solar, wind
 import, export
 run-of-river
 nuclear
 lignite
 lignite per unit
 hard coal
 oil
 gas
 waste



Non représenté ici (voir f° 29)

Non représenté ici (voir f° 20)

Pumped Storage consumption nul ...

Import Balance

... invisibles ...

Pic solaire : 33,56 GW (sur 46,78 MW installé : $F_c \sim 72\%$)

ENERGY CHARTS

Publishing Notes | Data Protection | 

- Home
- Power
- Energy
- Emissions
- Climate
- Prices
- Map of power plants
- Information

Electricity production in Germany in week 16 2019 (« Semaine Sainte »)

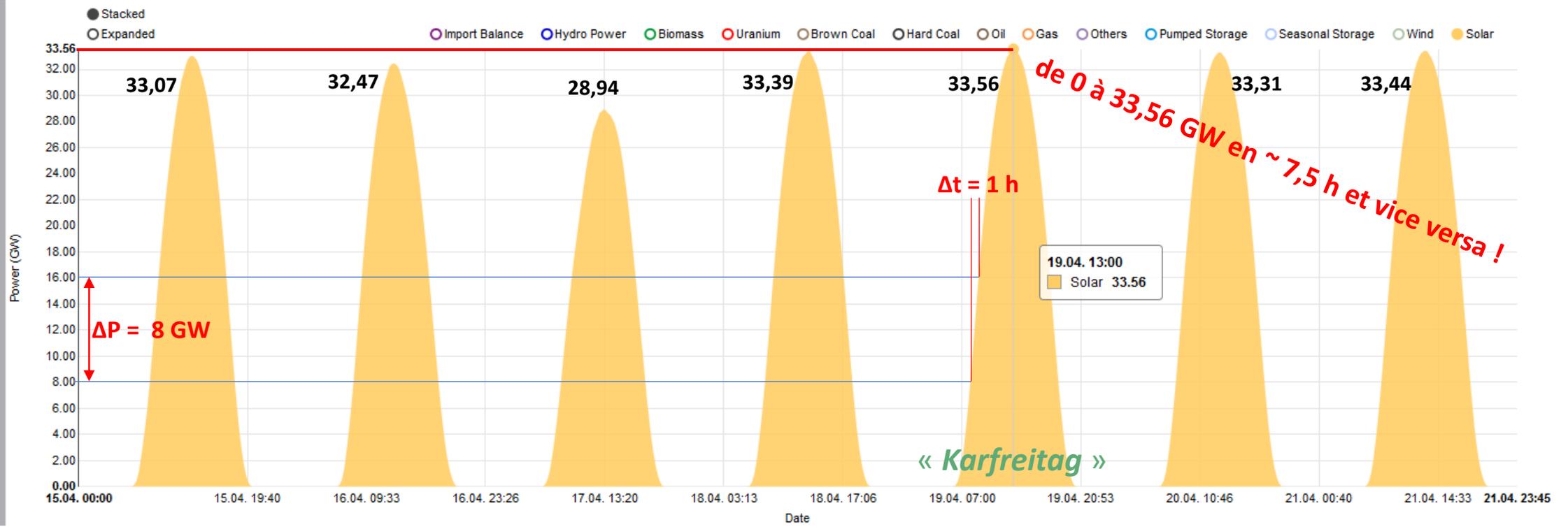
date selection

year: 2019

month: [dropdown]

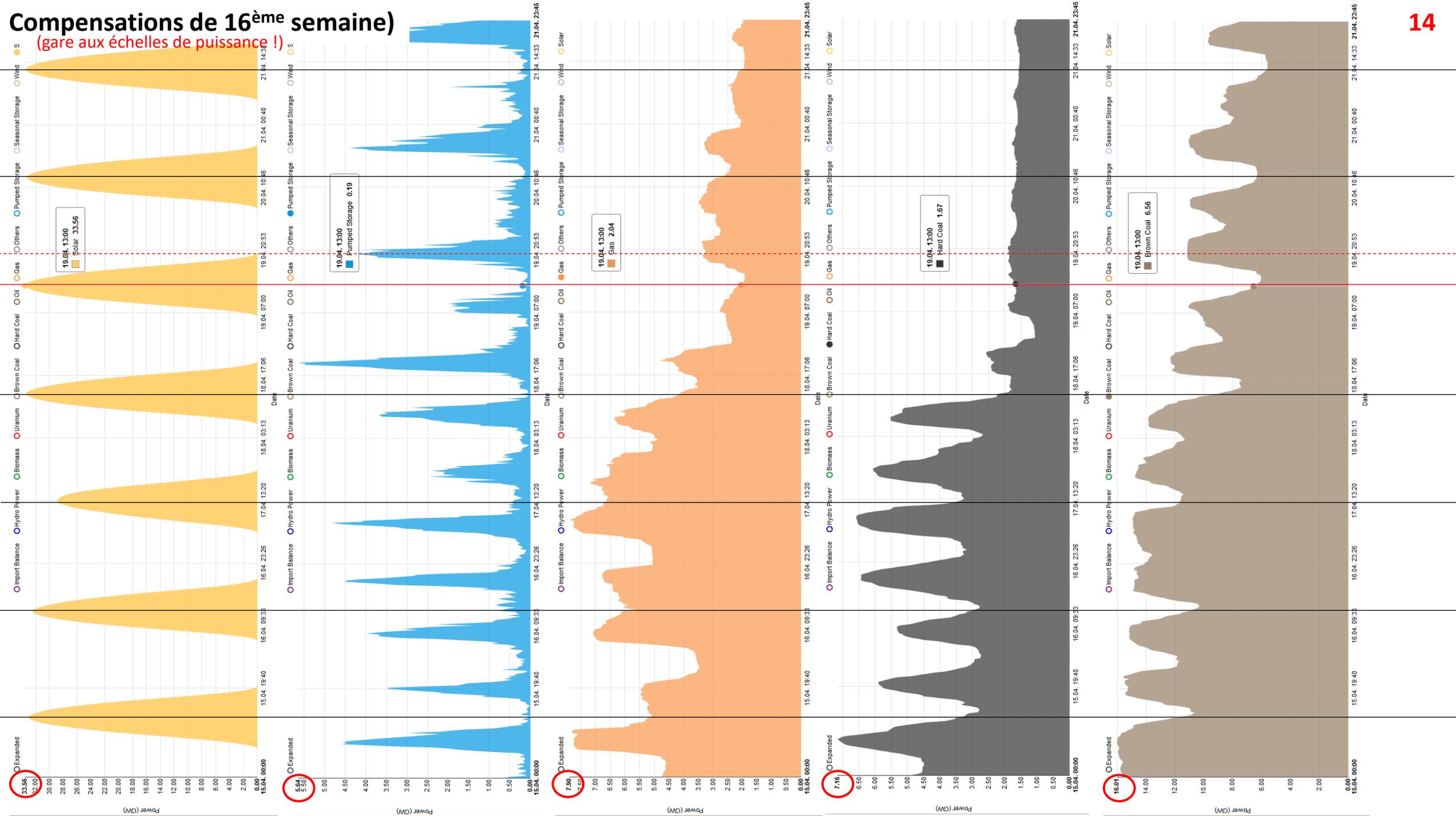
week: 17

conv. >100 MW
 all sources
 solar, wind
 import, export
 run-of-river
 nuclear
 lignite
 lignite per unit
 hard coal
 oil
 gas



Compensations de 16^{ème} semaine)

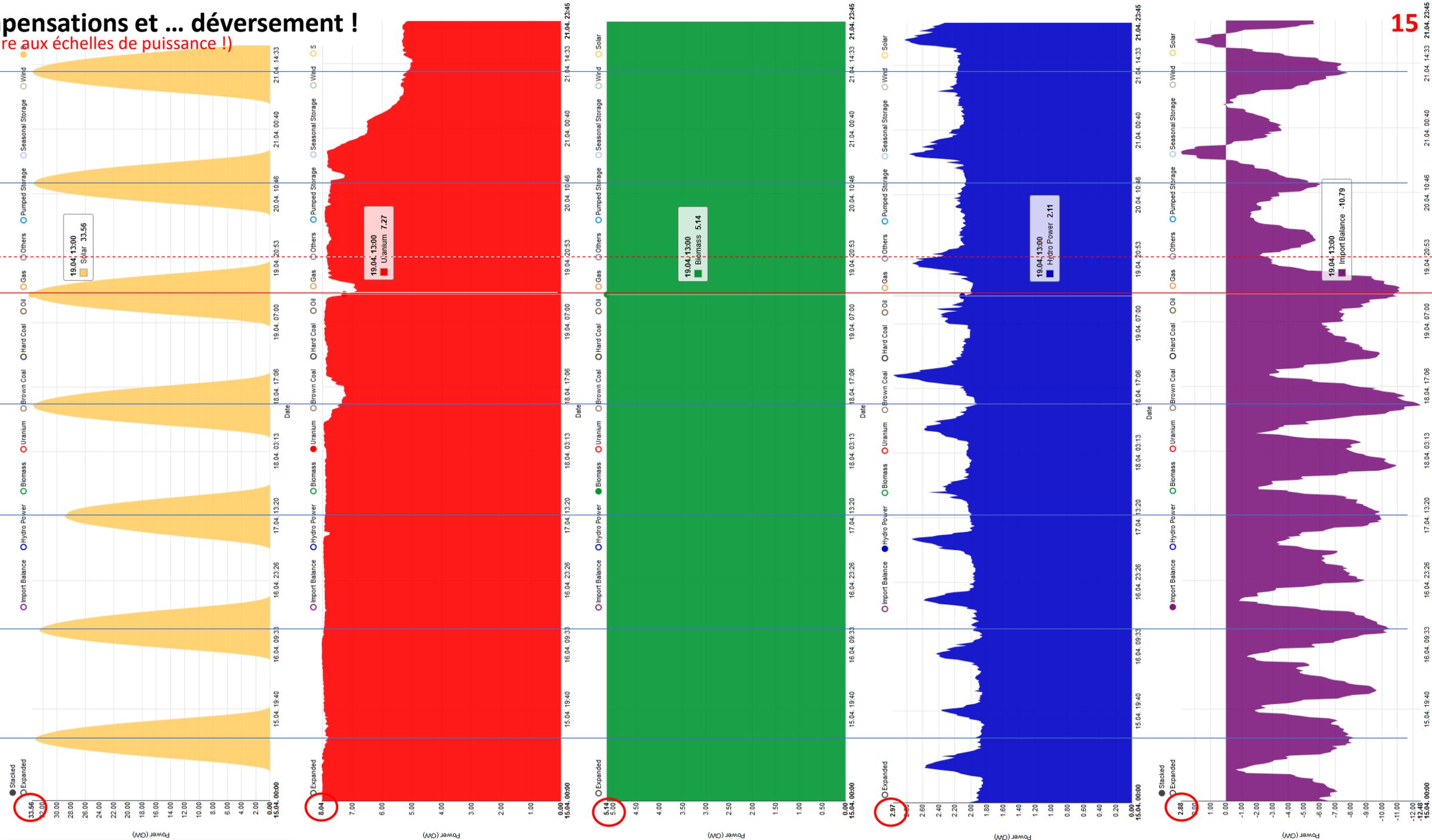
(gare aux échelles de puissance !)



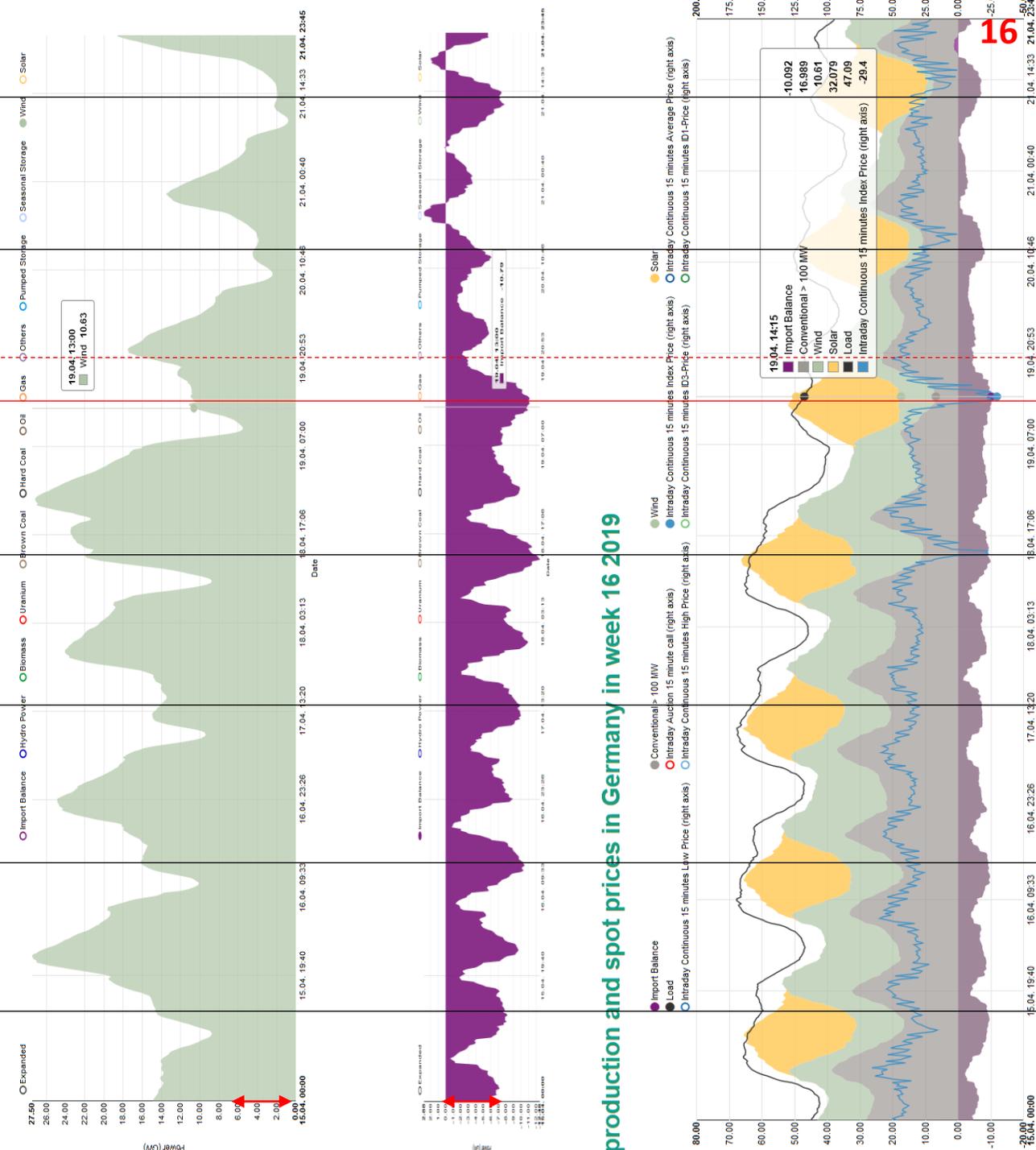
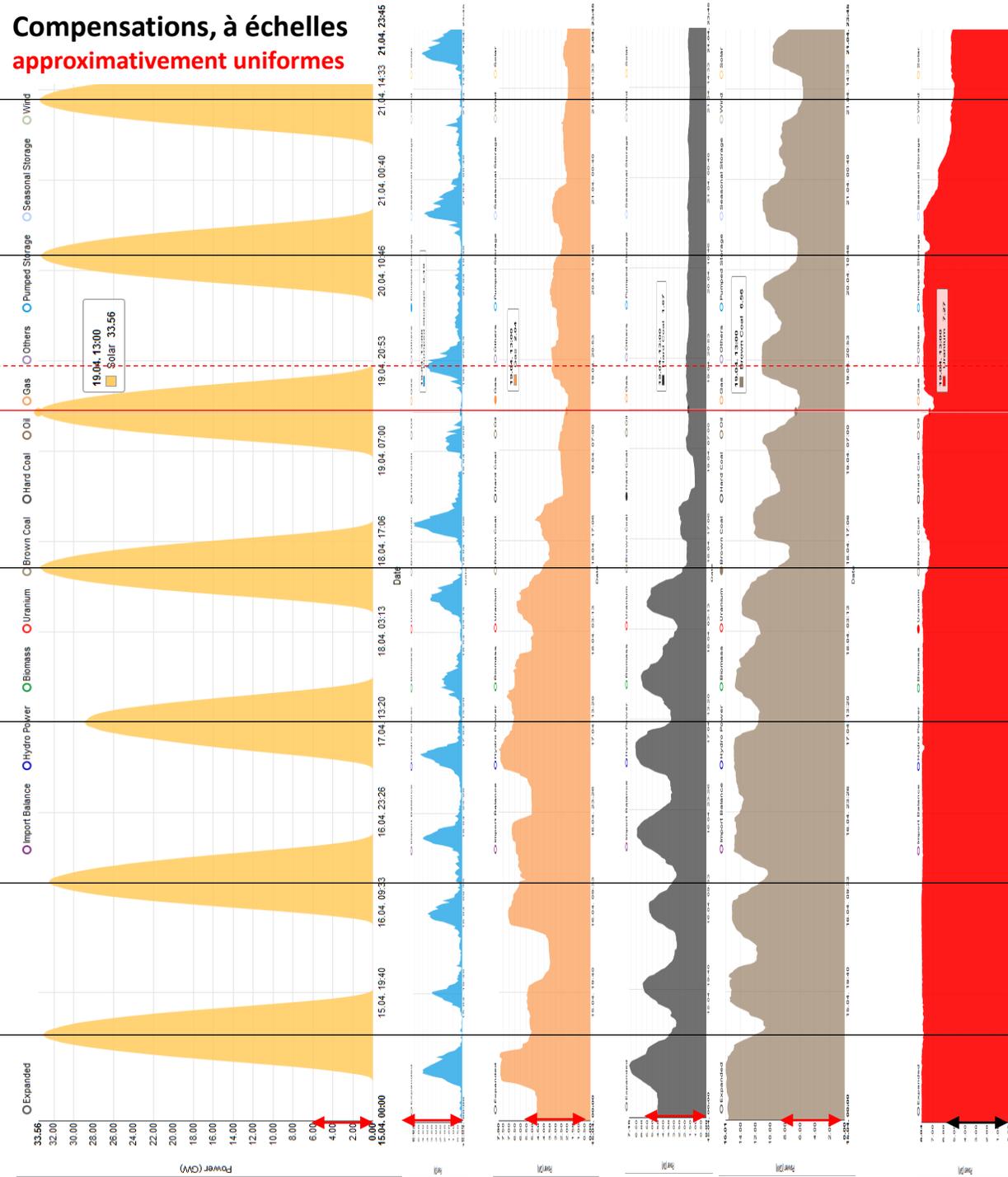
Compensations et ... déversement !

(gare aux échelles de puissance !)

Production in Germany in week 16 2019

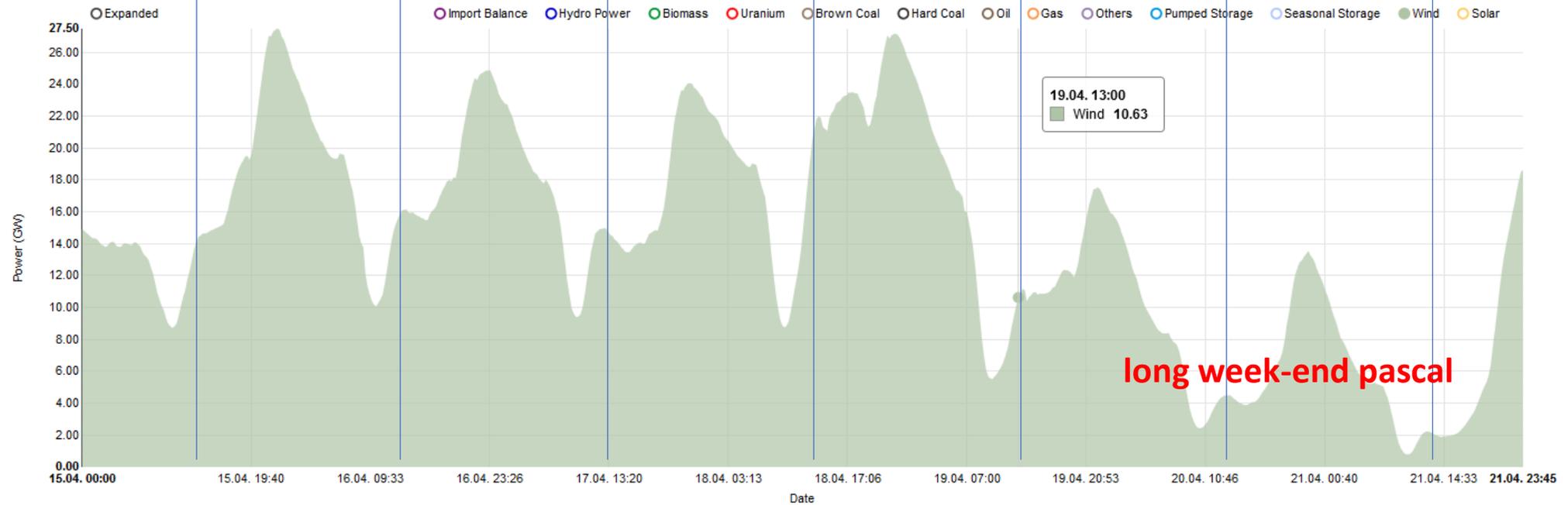
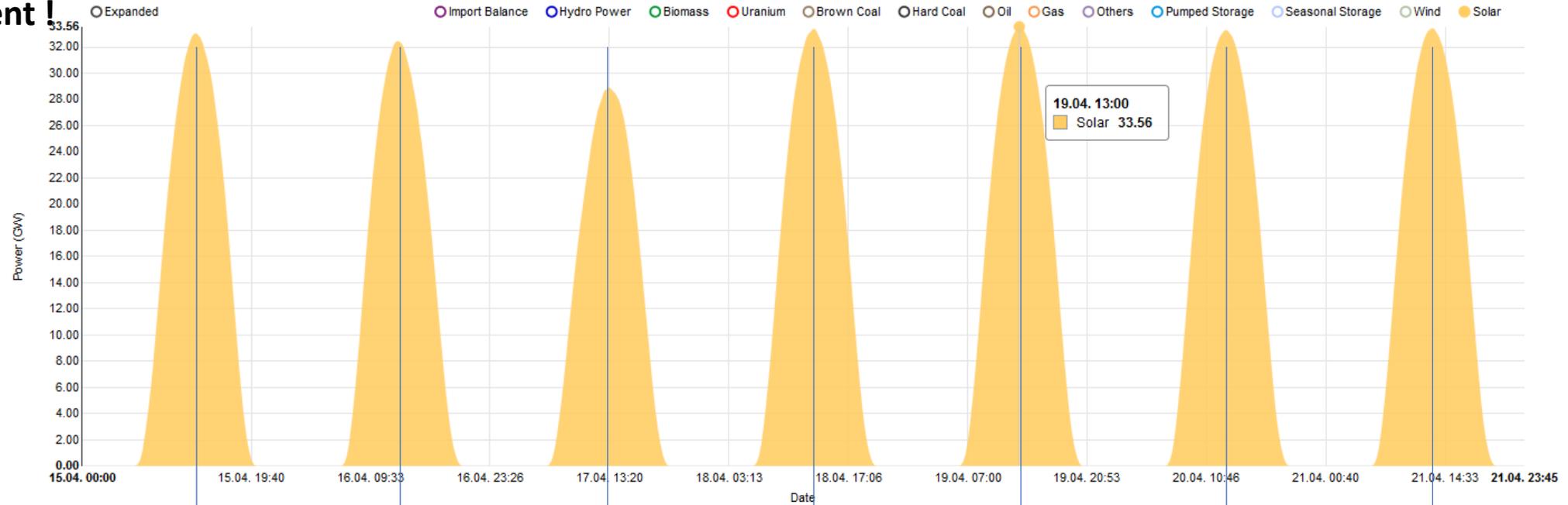


Compensations, à échelles approximativement uniformes

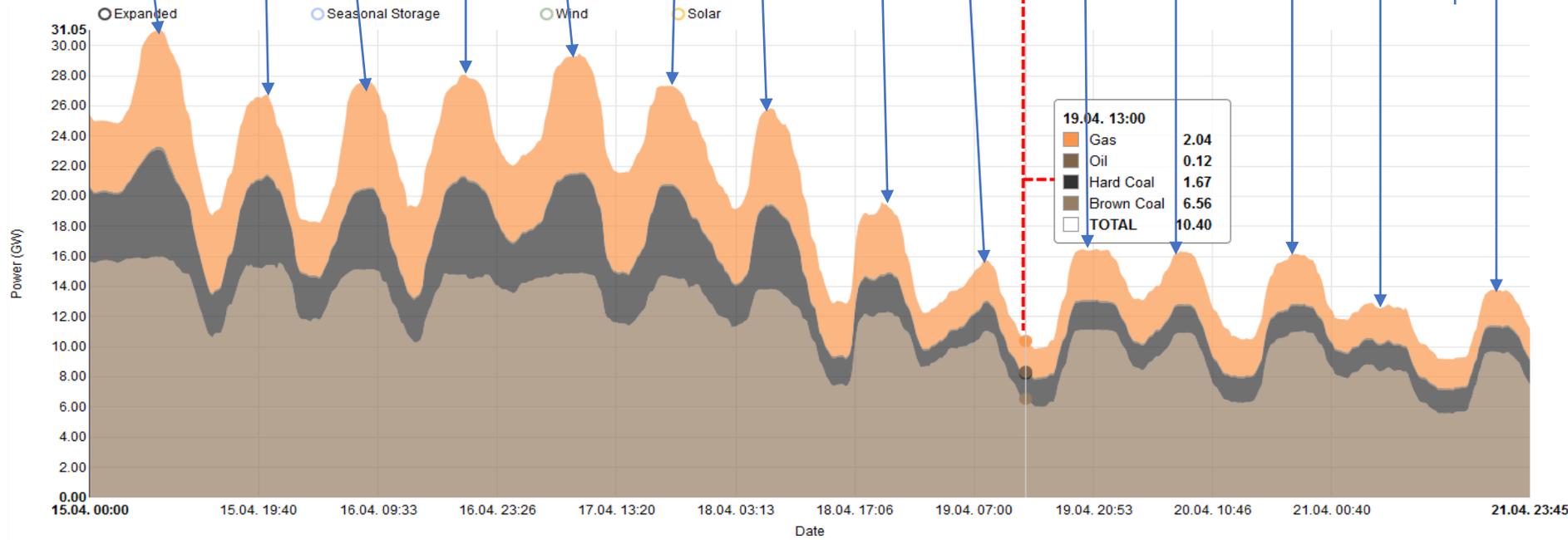
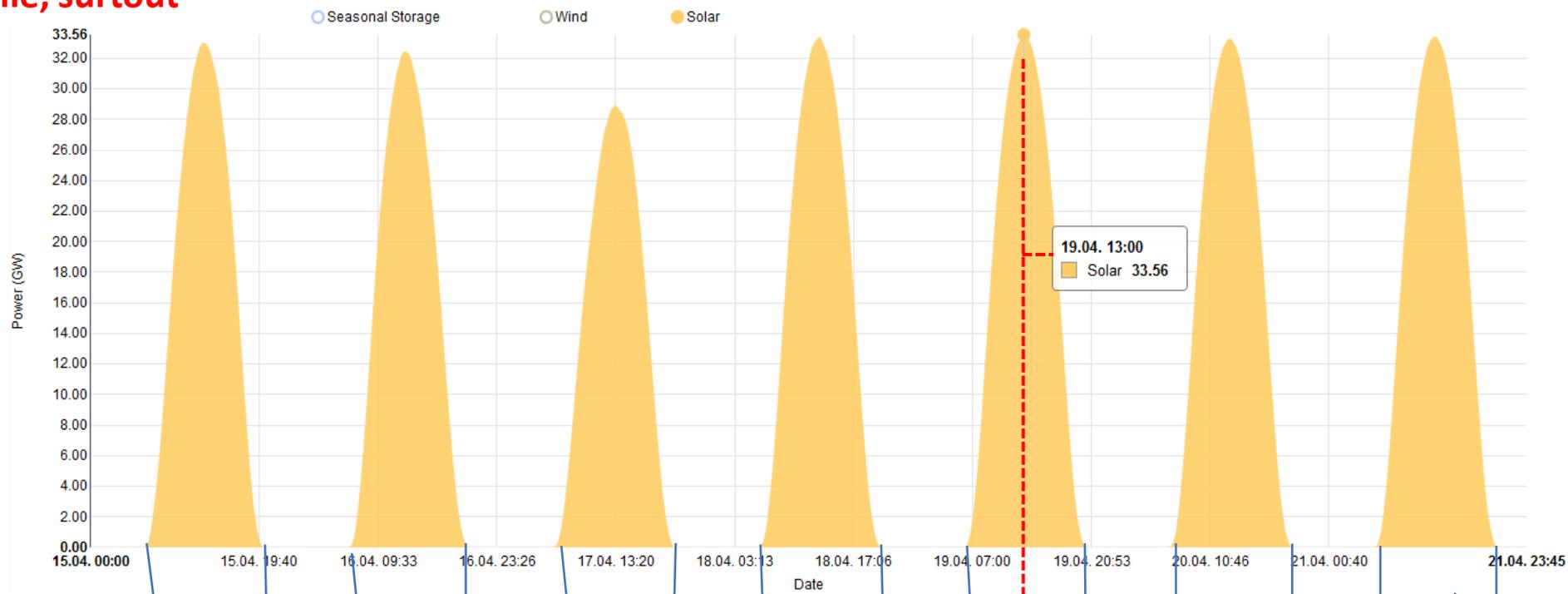


production and spot prices in Germany in week 16 2019

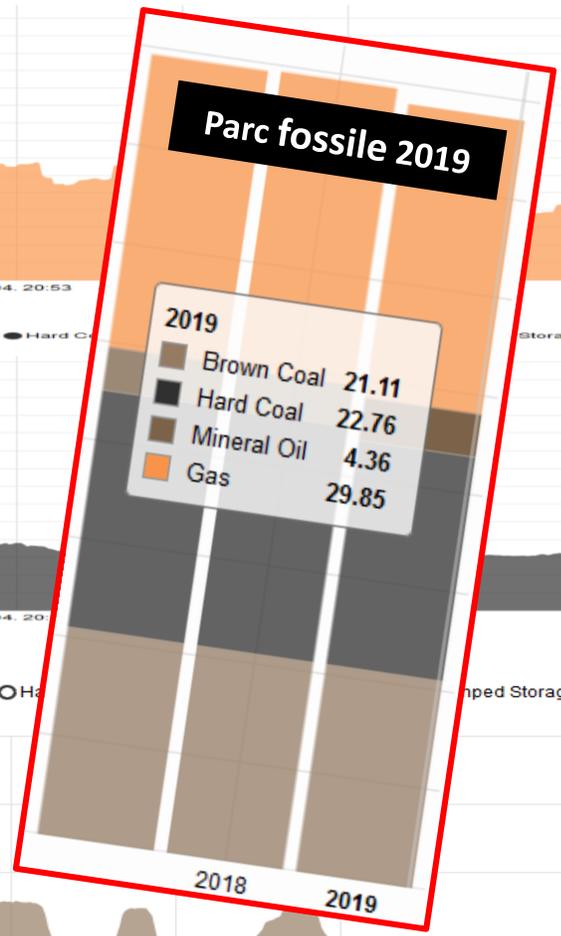
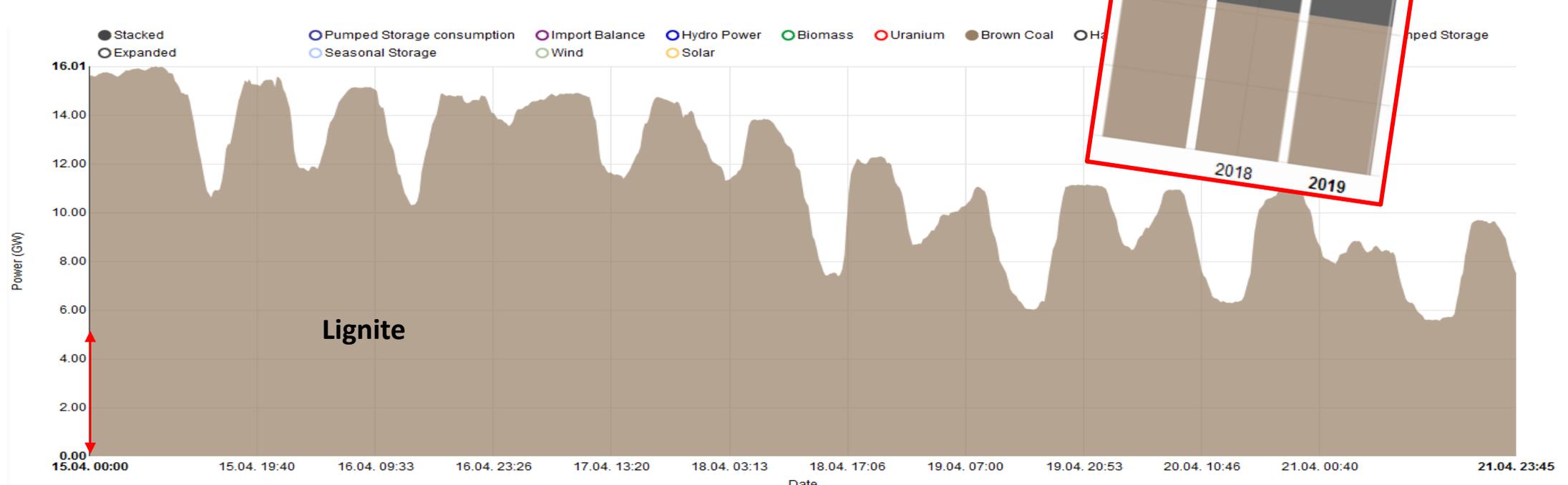
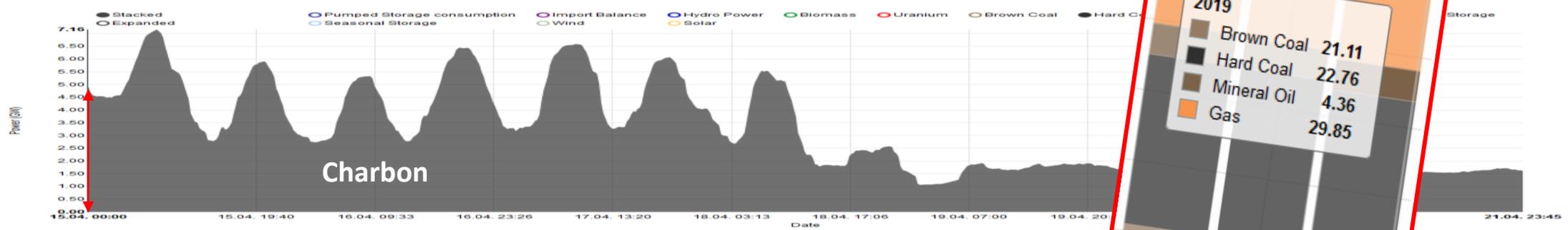
Soleil et vent en quasi-opposition de phases, heureusement !

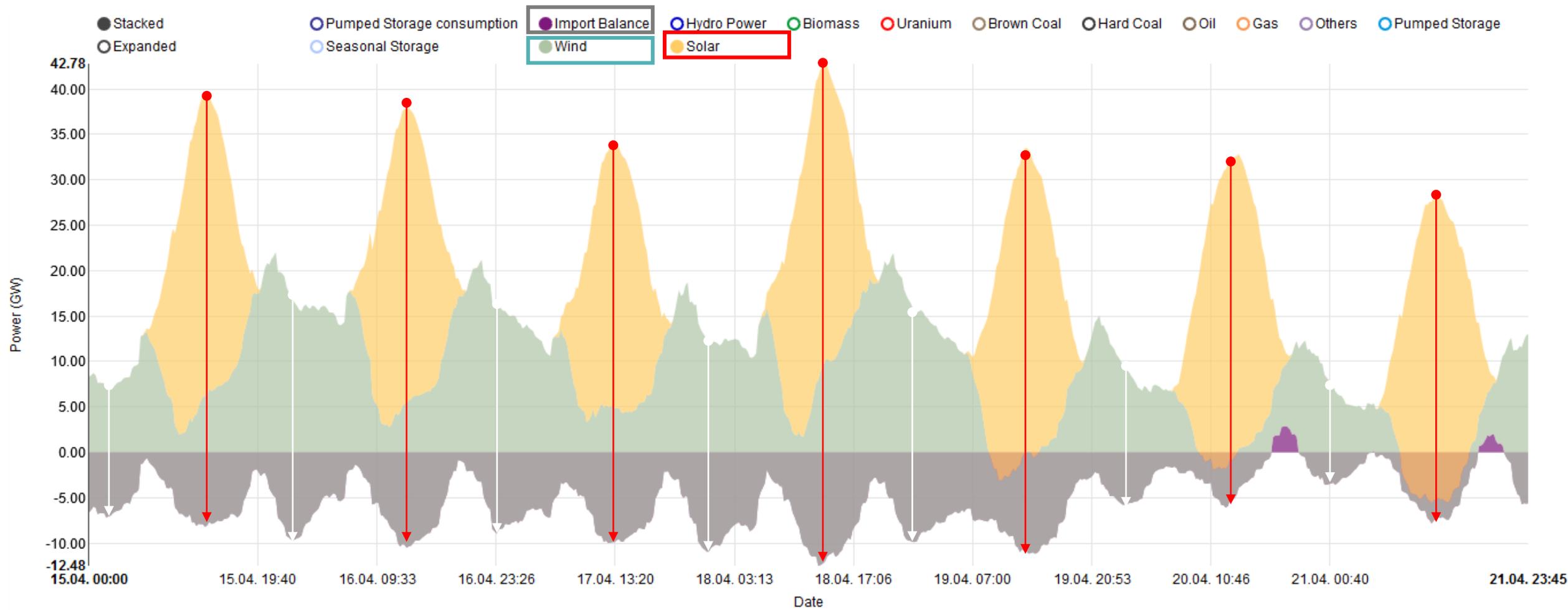


Compensation fossile, surtout

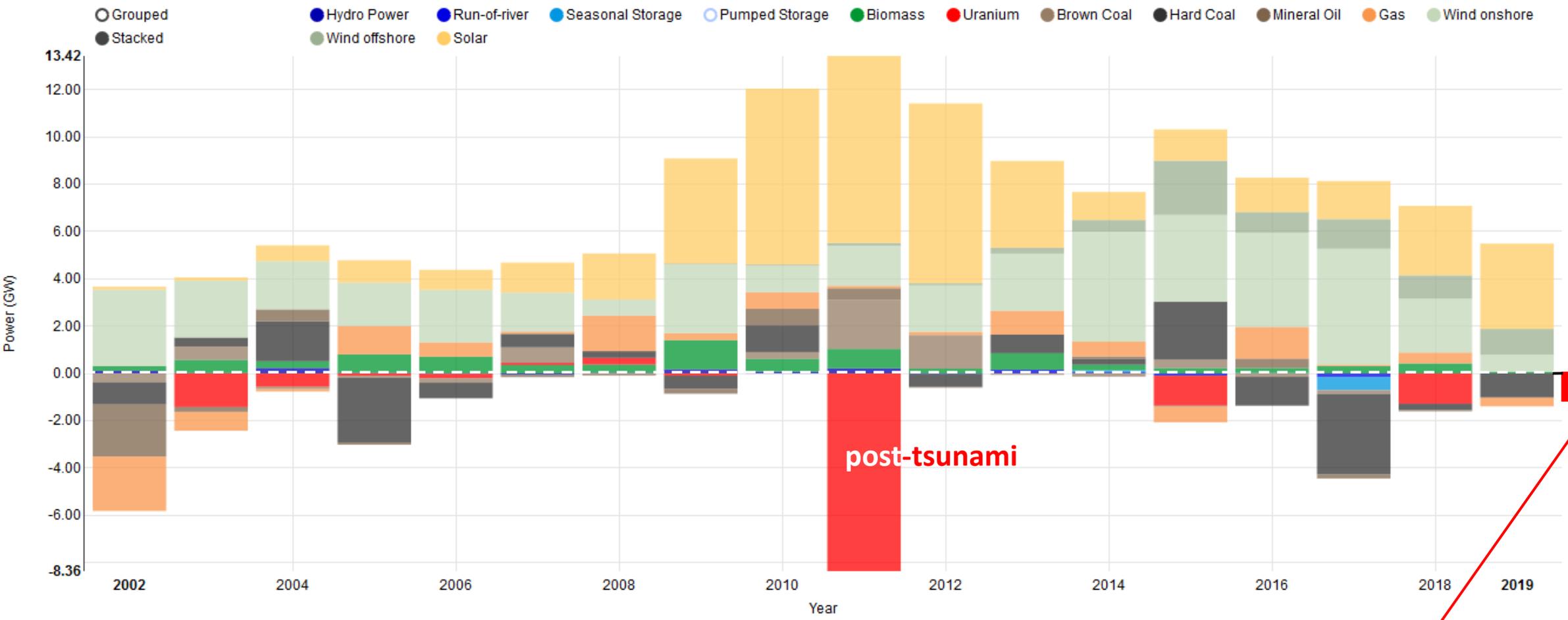


Compensations fossiles différenciées (en GW)





Evolution du parc de production, de 2002 à 2019



Datasource: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur
 Last update: 13 Jan 2020 13:26

→ graphe complété par l'arrêt, au 31/12/2019, des 1402 MW de Philippsburg

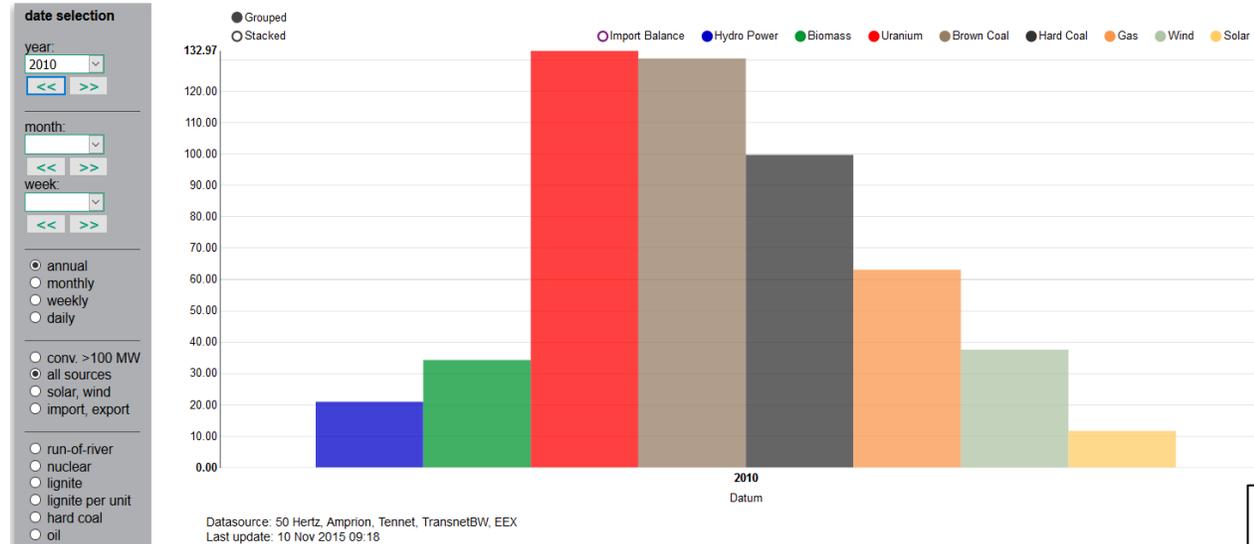
Au total, l'Allemagne est donc passée de **115,16 GW** en 2002

à **155,34 GW** en 2010

et à **210,04 GW** (avec les 1,4 GW de Philippsburg) en 2019

Evolution du mix électrique, sur 10 ans

Annual electricity generation in Germany in 2010

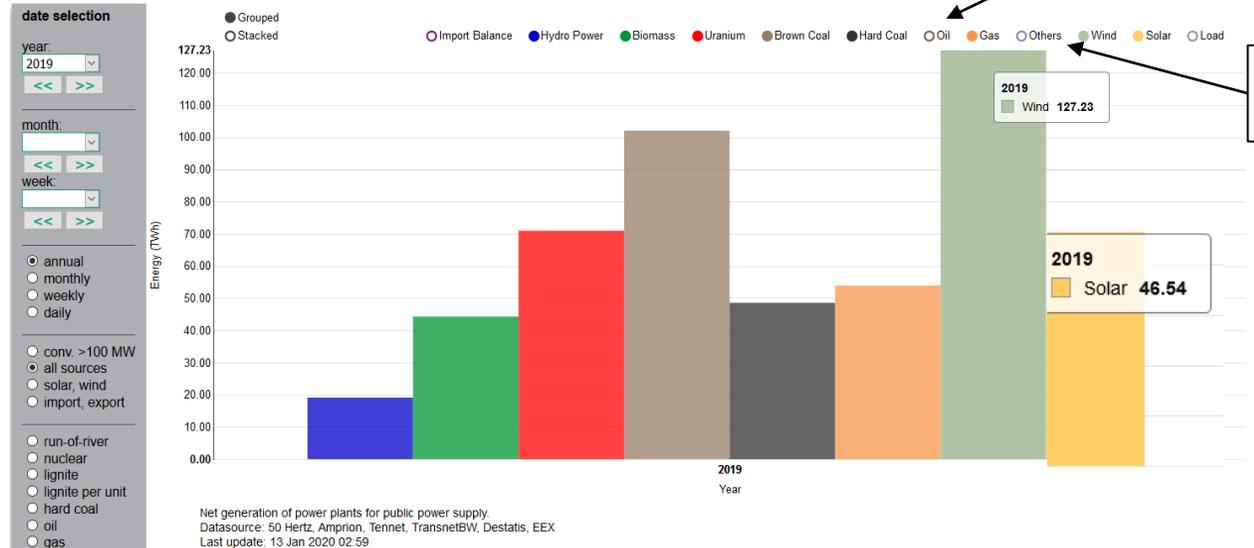


La « *mineral oil* », inexistante en 2010, a représenté, en 2019 :

- moins de 0,7 GW (sur 4,36 GW installés !?)
- et une production de 1,52 TWh seulement.

C'est pourquoi nous n'en tenons pas compte ci-après.

Annual electricity generation in Germany in 2019



Idem pour ces « *others* » (sur lesquels n'est donnée aucune « *explication* ») dont la production 2019 atteignit 0,61 TWh.

Impact sur les facteurs de charge

$$\text{Facteur de charge : } F_c = \frac{100 * TWh_N / 8760 \text{ h}}{(GW_{N-1} + GW_N) / 2}$$

Données des années N-1

GW installés	à fin 2009		à fin 2018	
Uranium	20,43		9,52	
Biomass	5,58		8,11	
Brown Coal	21,06	82,20	21,11	87,58
Hard Coal	27,26	76,62	23,78	79,47
Gas	28,30		34,58	
Wind	25,74	36,31	58,85	104,08
Solar	10,57	41,65	45,23	108,86
Hydro Power	5,34		4,78	
Total	138,94		201,18	

TWh produits	en 2010		en 2019	
Uranium	132,97		71,09	
Biomass	34,31		44,42	
Brown Coal	130,43	327,54	102,18	249,36
Hard Coal	99,71	293,23	48,69	204,94
Gas	63,09		54,07	
Wind	37,62	49,32	127,23	173,77
Solar	11,70	70,32	46,54	193,00
Hydro Power	21,00		19,23	
Total	509,83		494,22	

Données des années N

GW installés	à fin 2010		à fin 2019	
Uranium	20,43		9,52	
Biomass	6,13		8,17	
Brown Coal	21,34	85,56	21,11	86,25
Hard Coal	28,39	79,43	22,76	78,08
Gas	29,70		34,21	
Wind	26,90	44,91	60,65	109,49
Solar	18,01	50,32	48,84	114,27
Hydro Power	5,41		4,78	
Total	150,90		205,26	

soit + 36%

soit -3%

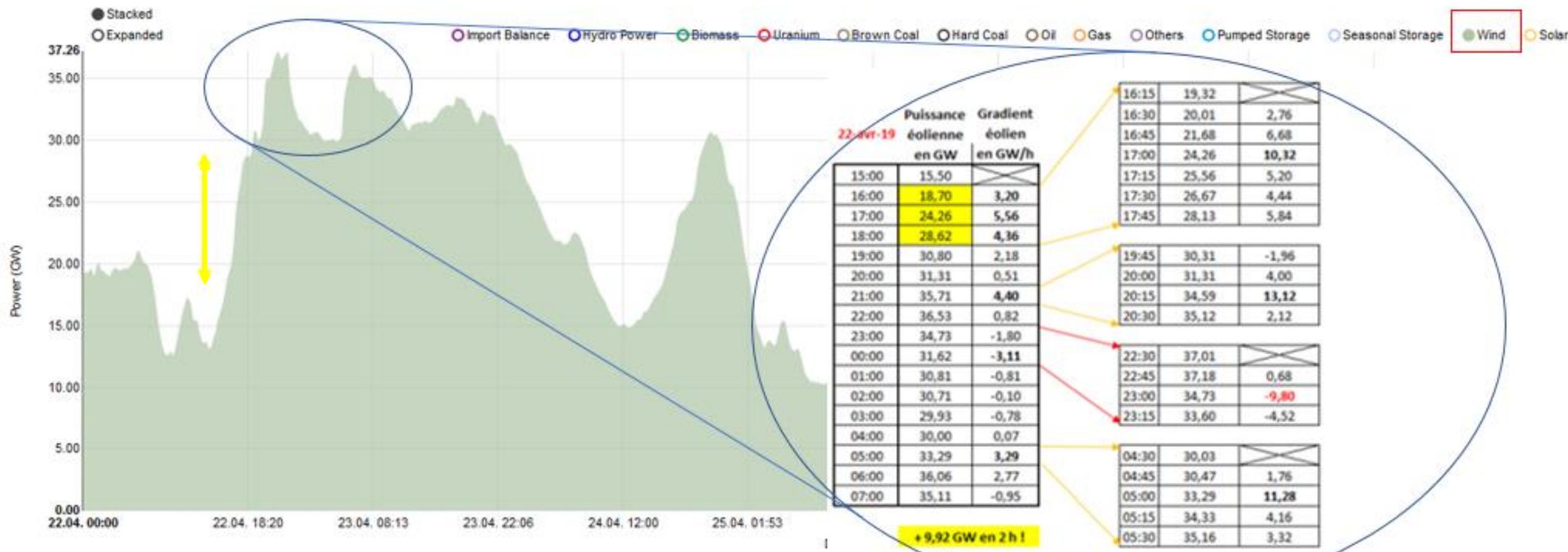
F _c en %	2010	2019
Uranium	74,30	85,24
Biomass	66,89	62,29
Brown Coal	70,23	55,26
Hard Coal	40,91	23,89
Gas	24,83	17,95
Wind	16,32	24,31
Solar	9,35	11,30
Hydro Power	44,60	45,92

Journée de max solaire 19 avril 2019	Puissance solaire en GW	Gradient solaire en GW/h	Le parc photovoltaïque allemand regroupe 48 GW (47.950 MW)		
05:00	0				
06:00	0,02	0,02			
07:00	1,84	1,82			
08:00	8,18	6,34	07:45	6,28	
09:00	16,53	8,35	08:00	8,18	7,60
10:00	23,98	7,45	08:15	10,21	8,12
11:00	29,31	5,33	08:30	12,35	8,56
12:00	32,42	3,11	08:45	14,45	8,40
Maximum de l'année en cours	13:00	33,56	09:00	16,53	8,32
14:00	32,63	-0,93	09:15	18,54	8,04
15:00	29,72	-2,91			
16:00	24,83	-4,89	16:45	19,87	
17:00	18,02	-6,81	17:00	18,02	-7,40
18:00	9,93	-8,09	17:15	16,08	-7,76
19:00	3,12	-6,81	17:30	14,05	-8,12
20:00	0,19	-2,93	17:45	11,97	-8,32
21:00	0	-0,19	18:00	9,93	-8,16
			18:15	8,01	-7,68

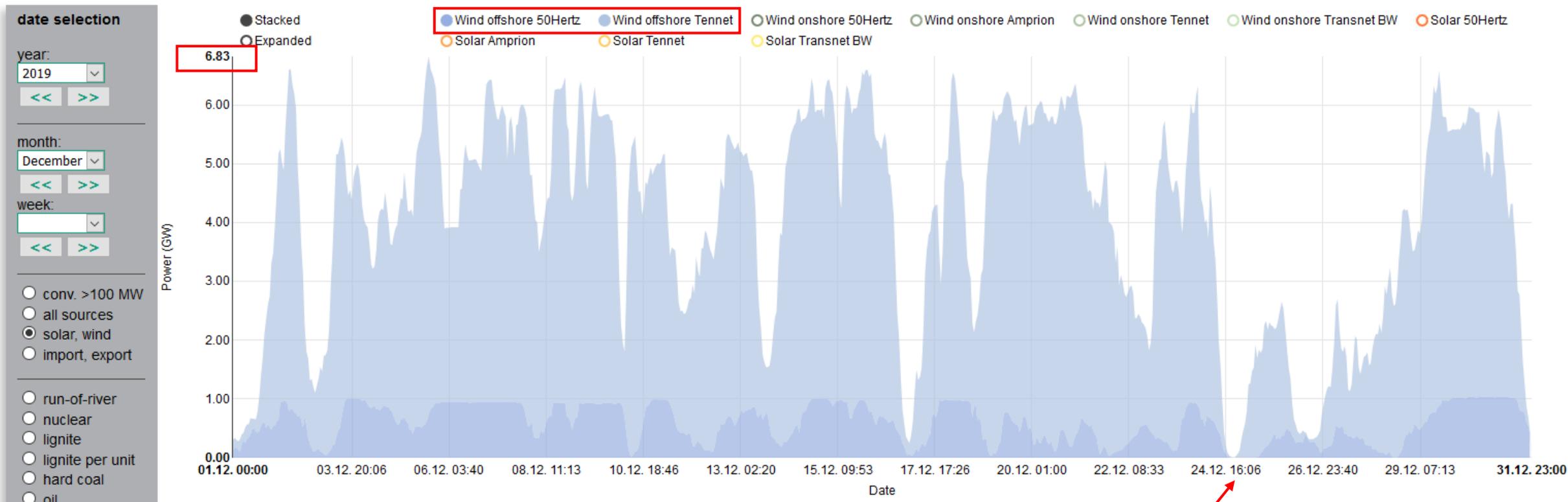
Voir aussi le f° 3

Gradients éoliens maximaux : + 11,3 et +13,1 GW/h
 mais aussi : - 9,8 GW/h

production in Germany in week 17 2019



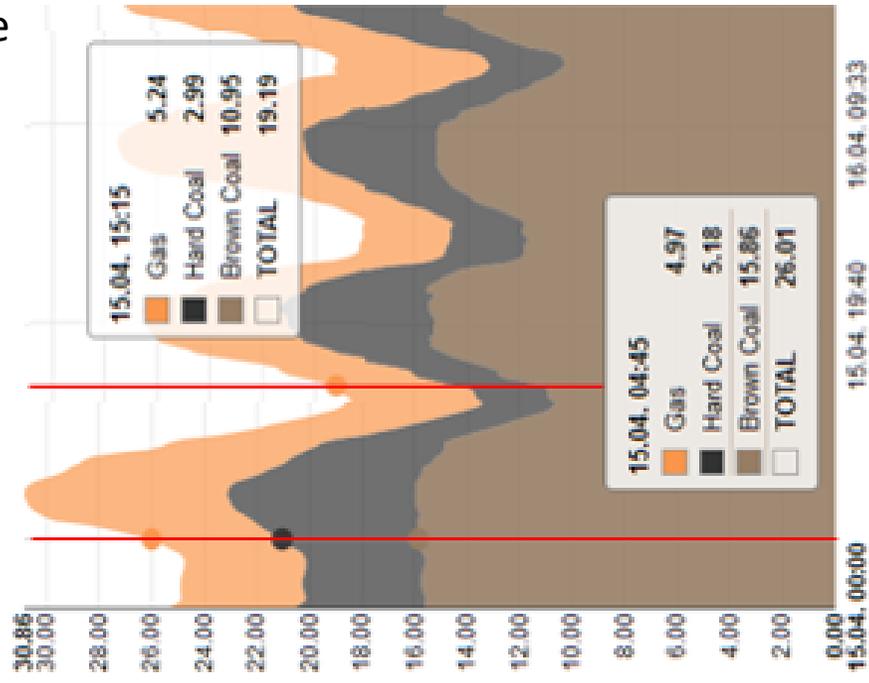
Electricity production in Germany in December 2019



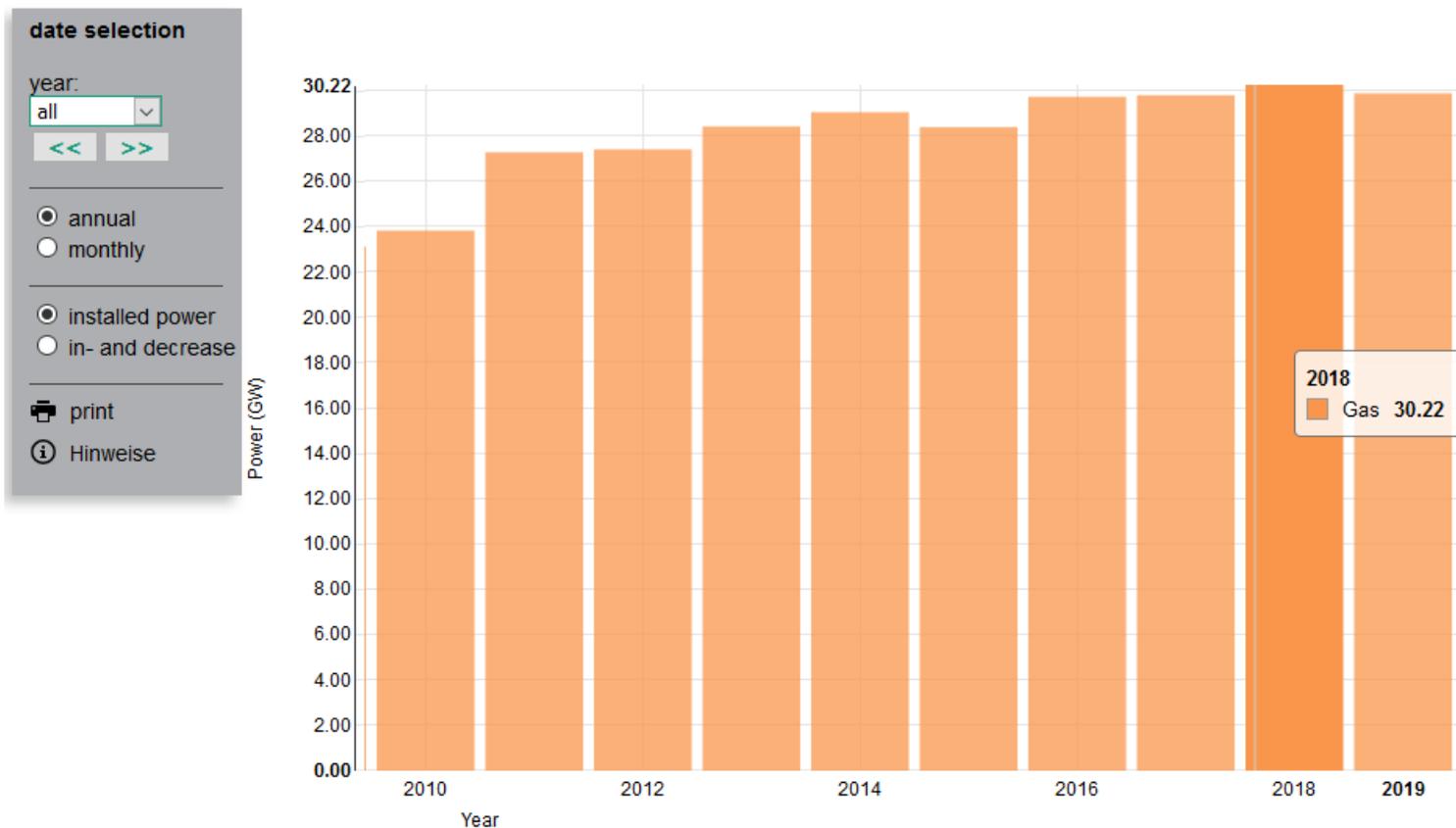
Mais un minimum de - 0,008 GW, le 24/12 à 20:30

Gradients (en GW/h)

15-avr	Gaz	Charbon	Lignite	Fossiles
04:45				
05:00	1,36	1,00	0,12	2,48
05:15	1,48	0,80	0,08	2,36
05:30	1,32	1,00	0,04	2,36
05:45	2,32	0,72	0,04	3,08
06:00	3,68	0,92	-0,20	4,40
06:15	0,60	0,88	-0,08	1,40
06:30	0,12	0,92	-0,08	0,96
06:45	0,08	0,64	0,16	0,88
07:00	0,16	0,28	0,20	0,64
07:15	-0,04	0,20	0,24	0,40
07:30	0,00	0,20	-0,08	0,12
07:45	0,00	0,16	0,16	0,32
08:00	0,04	-0,08	-0,08	-0,12
08:15	0,00	0,00	0,00	0,00
08:30	-0,12	-0,28	-0,04	-0,44
08:45	-0,04	-0,64	-0,16	-0,84
09:00	-0,16	-1,40	-0,32	-1,88
09:15	-0,20	-1,16	-0,48	-1,84
09:30	0,00	-1,12	-0,04	-1,16
09:45	0,72	-1,28	-0,12	-0,68
10:00	0,00	-0,20	-1,16	-1,36
10:15	-0,04	-0,24	-0,44	-0,72
10:30	-0,48	-0,16	-0,60	-1,24
10:45	-2,88	-0,32	-0,92	-4,12
11:00	-3,60	-0,84	-0,04	-4,48
11:15	-0,88	-1,00	-0,24	-2,12
11:30	0,00	-1,04	0,04	-1,00
11:45	0,00	-1,00	-1,24	-2,24
12:00	-1,28	-2,24	-1,84	-5,36
12:15	-0,72	-0,68	-1,68	-3,08
12:30	-0,08	-0,64	-2,20	-2,92
12:45	-0,08	-0,08	-1,92	-2,08
13:00	-0,24	-0,84	-1,48	-2,56
13:15	-0,32	-0,36	-1,92	-2,60
13:30	-0,20	-0,12	-1,92	-2,24
13:45	-0,20	-0,32	-1,64	-2,16
14:00	0,48	-1,16	-0,52	-1,20
14:15	0,04	0,00	-0,56	-0,52
14:30	0,08	-0,08	0,96	0,96
14:45	0,12	0,04	0,24	0,40
15:00	0,04	0,24	-0,08	0,20
15:15	0,00	0,52	0,16	0,68
Gradient	-12%	-10%	-10%	-7%
max (P...)	12%	4%	5%	6%



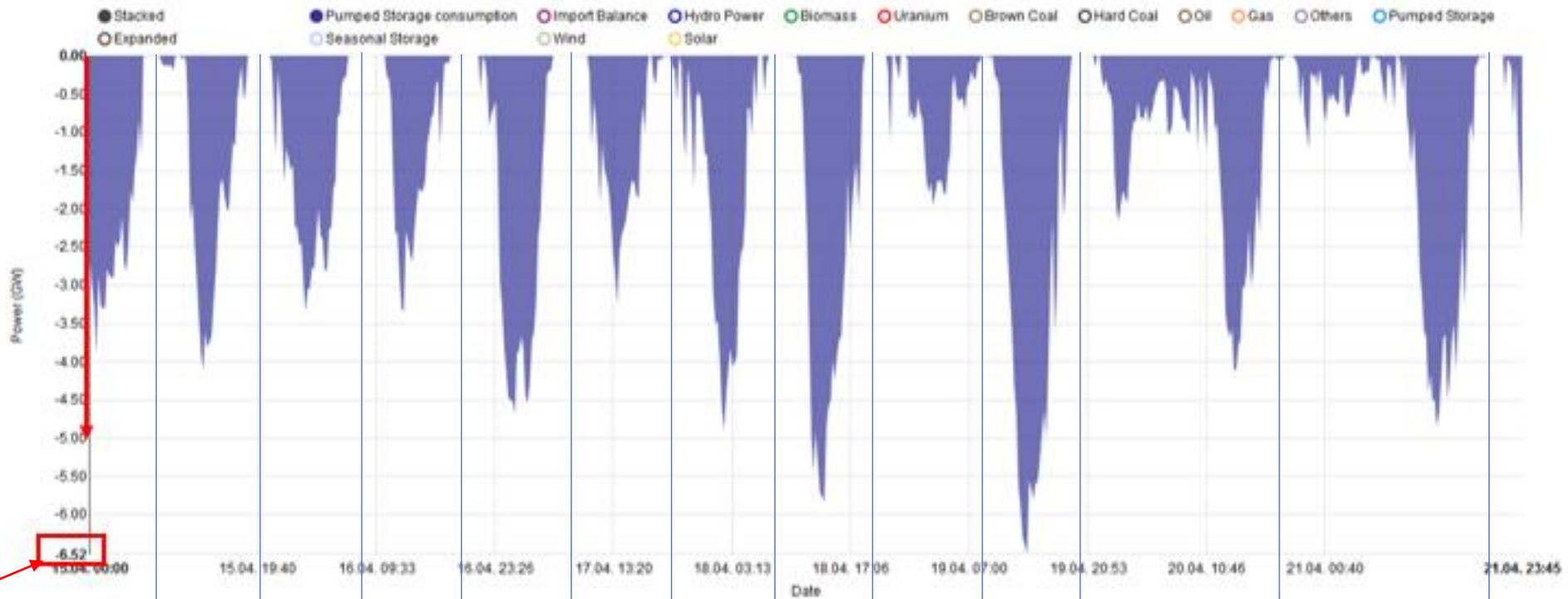
Net installed electricity generation capacity in Germany



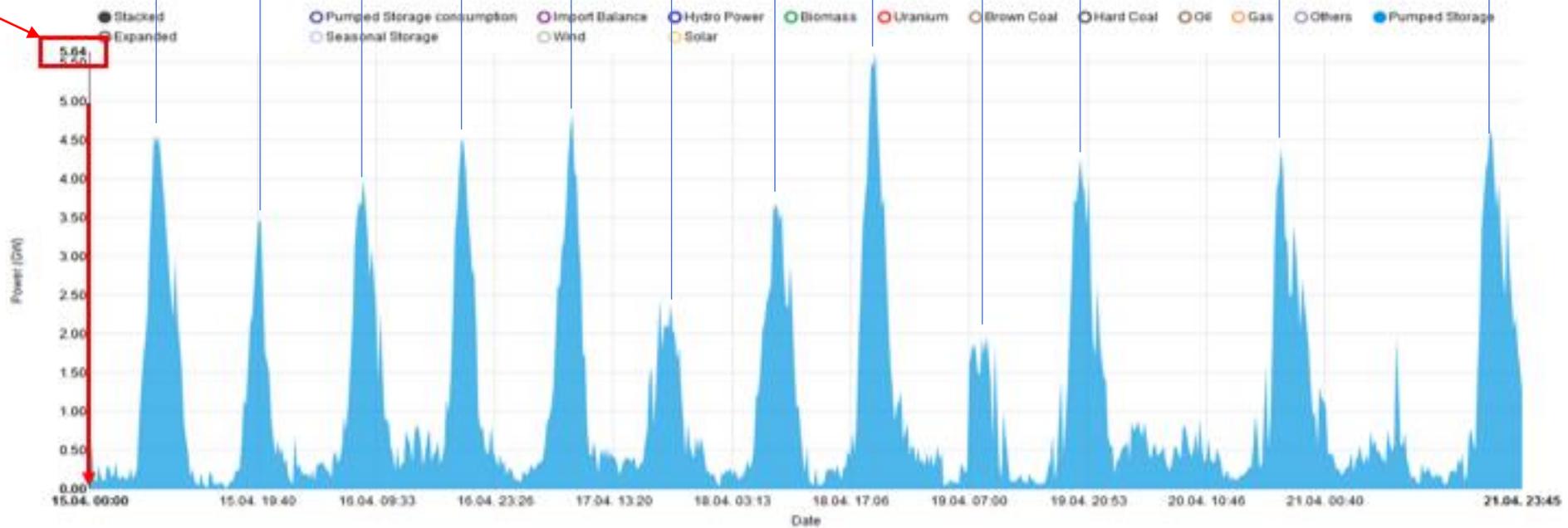
Selon f° 2, la puissance soutirée ne dépassa pas 17 GW, le 24 janvier, soit **56% des 30 GW installés**.

Et le parc stagne depuis 2014 ...

Alternances déstockage/stockage



Perte de 16%

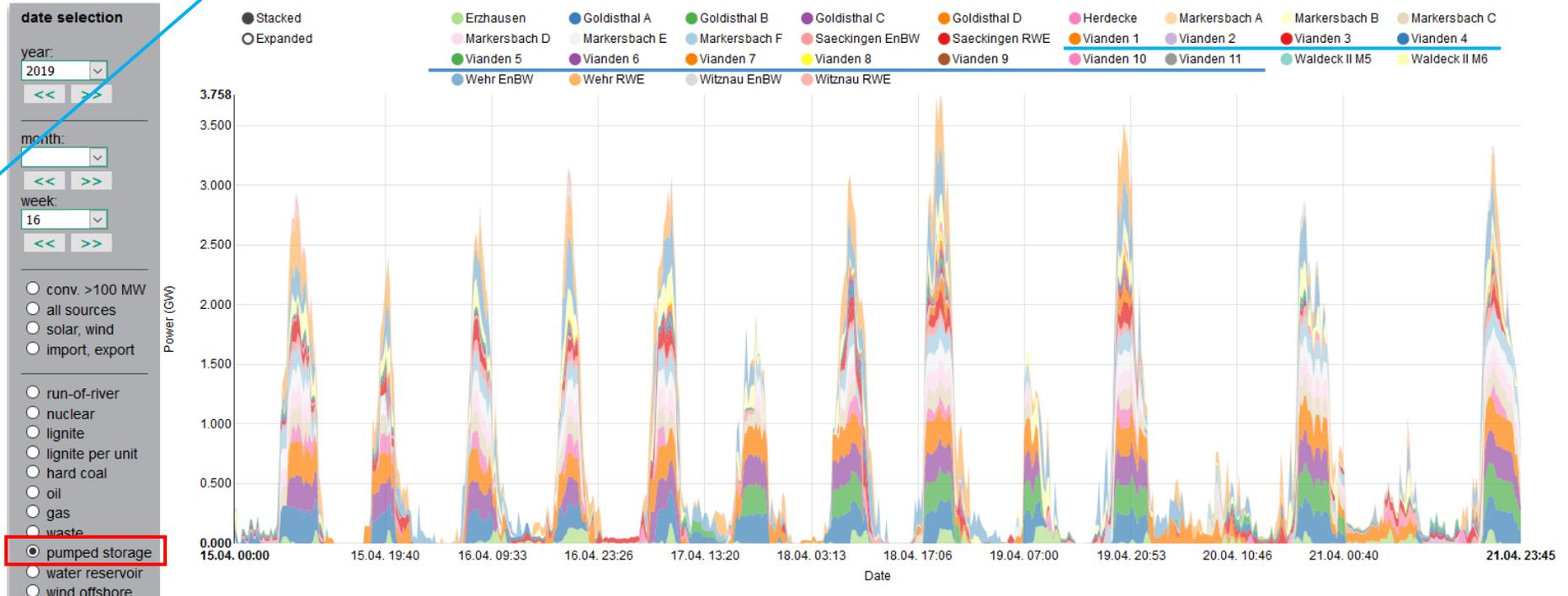


Puissances maximales sollicitées des diverses installations hydrauliques, durant la « Semaine Sainte »

Unités	Maximum	Jour et heure
Erzhausen	172	17.04.19 08:45
Goldisthal A	293	15.04.19 07:15
Goldisthal B	283	20.04.19 19:00
Goldisthal C	283	15.04.19 08:00
Goldisthal D	292	15.04.19 07:15
Herdecke	162	16.04.19 19:00
Markersbach A	0	175 ?
Markersbach B	0	175 ?
Markersbach C	168	16.04.19 07:15
Markersbach D	175	19.04.19 19:15
Markersbach E	176	19.04.19 19:15
Markersbach F	175	19.04.19 19:15
Saeckingen EnBW	90	15.04.19 08:00
Saeckingen RWE	179	15.04.19 08:00
Vianden 1	198	18.04.19 19:30
Vianden 2	95	18.04.19 18:30
Vianden 3	99	18.04.19 08:15
Vianden 4	103	18.04.19 08:15
Vianden 5	99	17.04.19 11:45
Vianden 6	99	18.04.19 08:15
Vianden 7	99	18.04.19 08:15
Vianden 8	82	17.04.19 09:00
Vianden 9	0	100 ?
Vianden 10	95	18.04.19 22:45
Vianden 11	0	100 ?
Waldeck II M5	0	250 ?
Waldeck II M6	239	17.04.19 08:15
Wehr EnBW	457	18.04.19 19:45
Wehr RWE	453	19.04.19 19:30
Witznau EnBW	112	20.04.19 19:30
Witznau RWE	110	16.04.19 19:30
Total des max :	4,788 GW	(+ 800 MW ?)

STEP luxembourgeoise

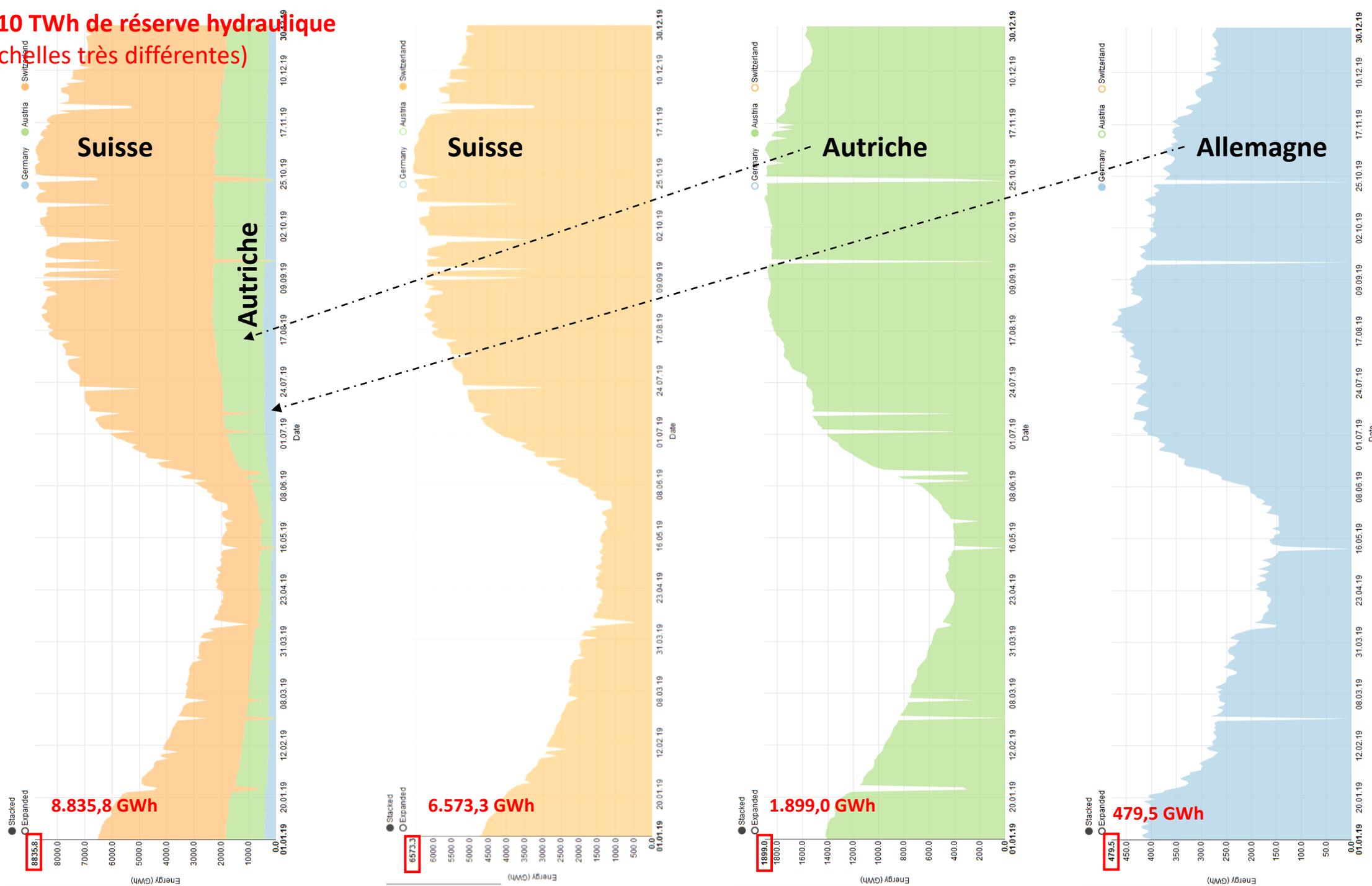
Unitwise electricity production from pumped storage in Germany in week 16 2019



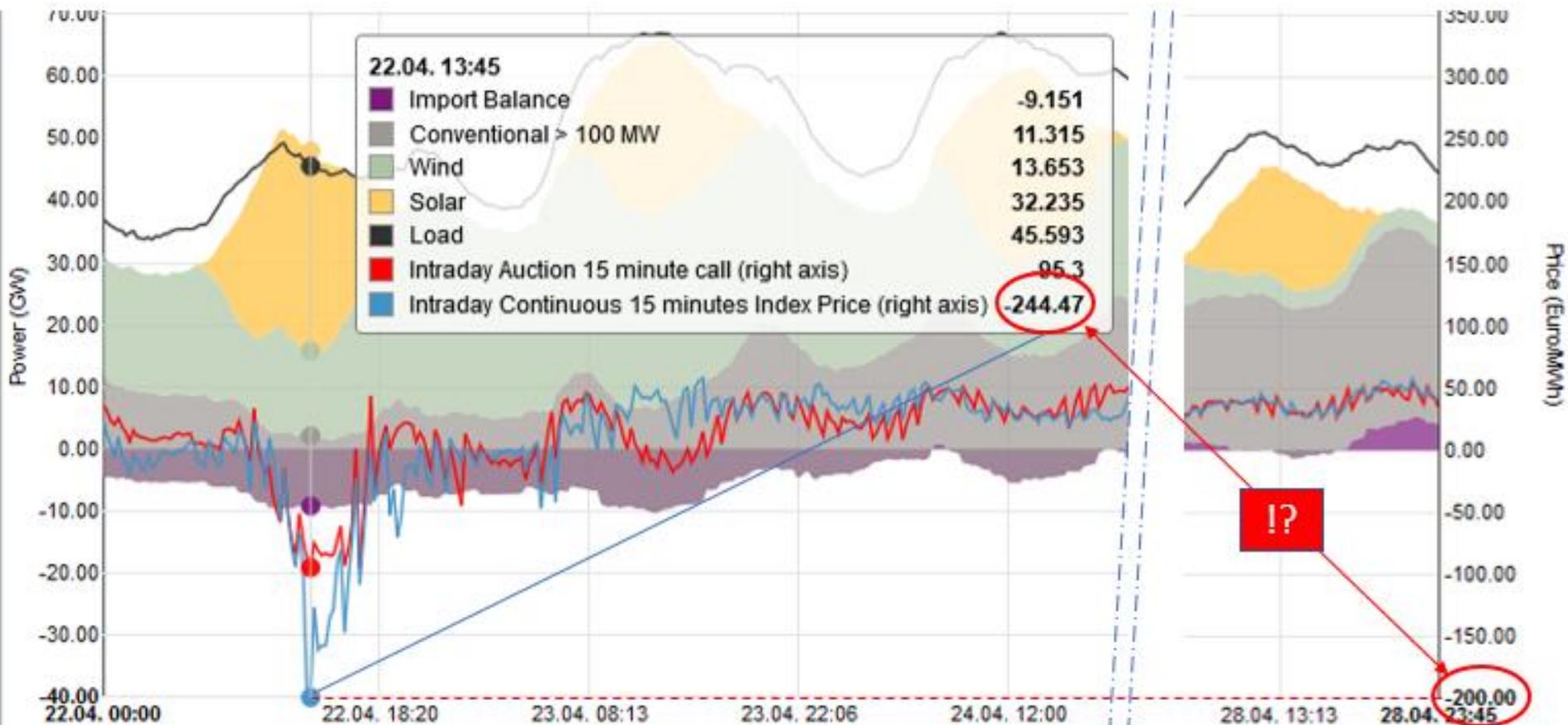
soit un peu plus 5,5 GW disponibles ?

Storage filling level in 2019 (sous onglet « Energy »)

Moins de 10 TWh de réserve hydraulique
(échelles très différentes)



month:
 week:
 auction:
 hourly
 half-hourly
 quarter-hourly
 zoom price +
 zoom price -



Datasource: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX, EPEX SPOT
 Last update: 05 May 2019 00:09

Electricity production and spot prices

date selection

year:
 ▼
 << >>

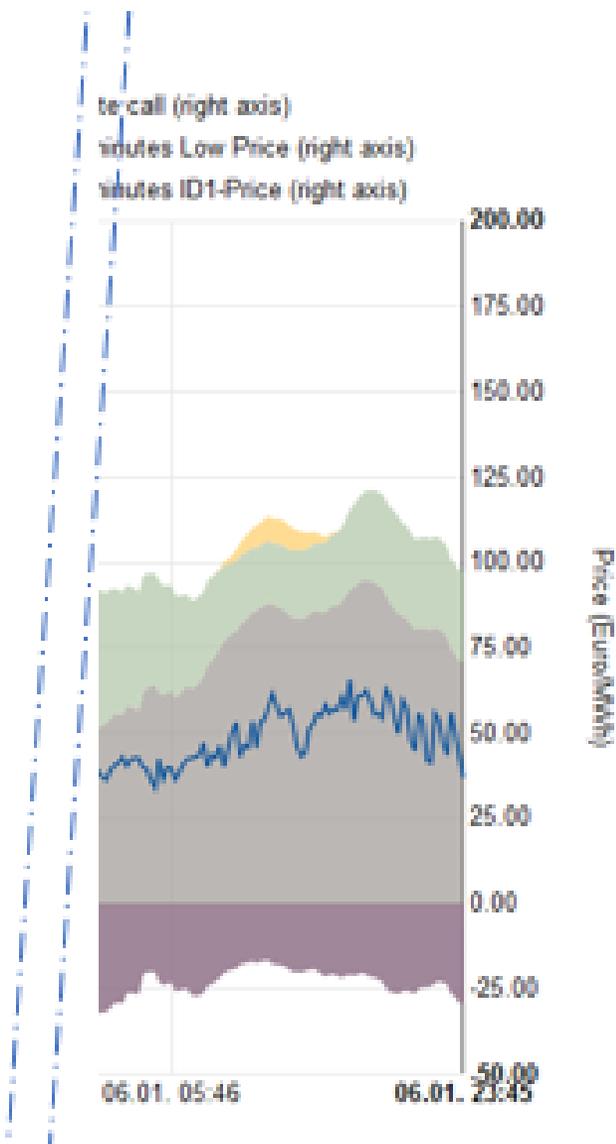
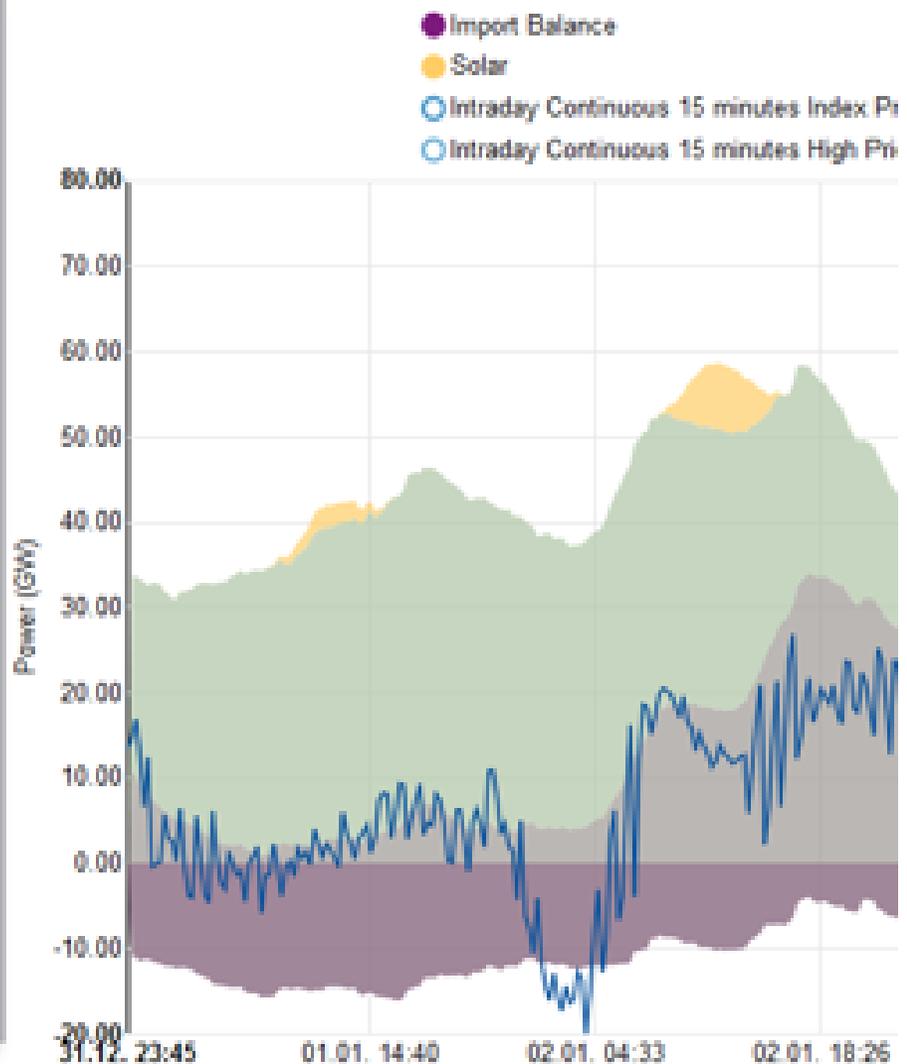
month:
 ▼
 << >>

week:
 ▼
 << >>

auction

hourly
 half-hourly
 quarter-hourly

zoom price +
 zoom price -



Datasource: EEX, EPEX
 Last update: 12 Jan 2019 23:07

... avec importation

Electricity production and spot prices in Germany in week 24 2019

