

1 Une question sur le scénario Negawatt

Avant de réfléchir à une critique du scénario Negawatt (Nw), je voulais m'assurer de le comprendre. Travaillant dans le photovoltaïque, la question de la stabilité électrique m'intéresse particulièrement, et je voulais savoir comment l'association Nw se débrouillait des problèmes d'intermittence. Le sujet fait l'objet d'un paragraphe à la page 25 du rapport, complété par un encadré intitulé "Équilibre électrique" à la page 39.

Page 25

"Les deux grandes sources d'électricité en 2050 que sont l'éolien et le photovoltaïque ont un caractère variable qui renvoie a priori à un risque de manque de production imposant de faire appel à d'autres sources, notamment pilotables, pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Dans un système électrique 100% renouvelable dans lequel elle se taillent la part du lion avec une puissance totale installée très nettement supérieure à la pointe de puissance appelée par les consommateurs, c'est au contraire la valorisation des nombreux et fréquents excédents qui devient une question centrale d'un point de vue technico-économique.

Embryonnaire en 2011, la solution qui s'impose aujourd'hui est celle du "power-to-gas" qui combine la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et, lorsque les volumes deviennent vraiment importants, la réaction de ce dernier avec du CO2 pour produire du méthane de synthèse."

Page 39

"La sécurité du réseau électrique, qui repose sur l'équilibre à tout instant entre production injectée et consommation soutirée, est un enjeu social et économique majeur. Il le devient d'autant plus que l'électricité, déjà essentielle à la continuité de l'ensemble de nos activités, est appelée à prendre une place croissante dans le système énergétique. [...]

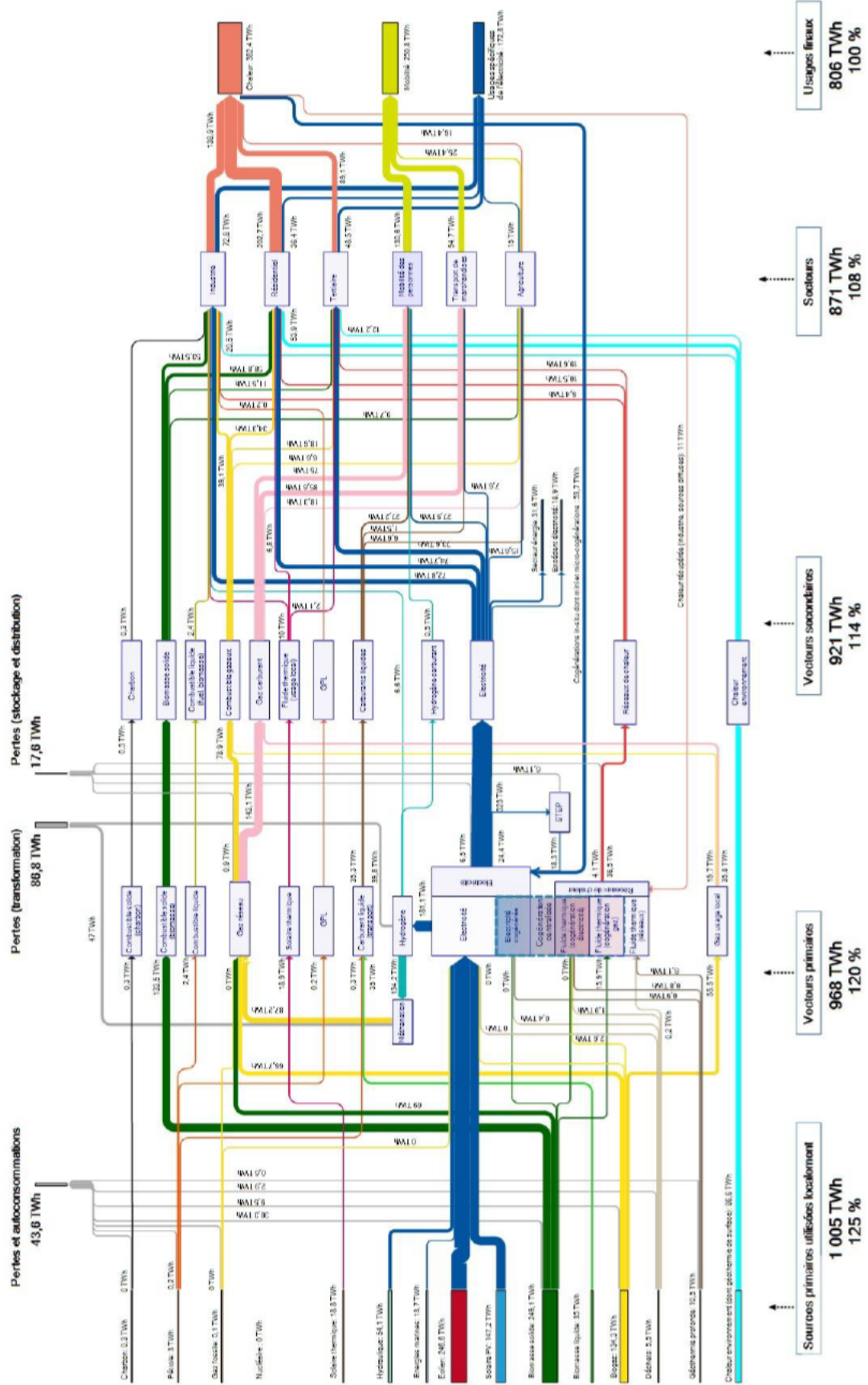
Le scénario négaWatt 2017 intègre une modélisation, heure par heure et jusqu'en 2050, de l'équilibre en réseau tel qu'il peut être assuré au fil de la conversion intégrale du système électrique français à une production 100 % renouvelable. Cette modélisation s'appuie sur des profils types détaillés de la puissance fournie au long de l'année par les différents moyens de production et de la puissance appelée au fil des heures par les différents usages, tenant compte dans un cas comme dans l'autre des variations climatiques d'un jour à l'autre et entre les saisons.

Grâce tout d'abord à une forte diminution des besoins de pointe associée à l'élimination progressive du chauffage électrique par effet Joule, cet équilibre est assuré en mobilisant les différents leviers d'action dont dispose le système : complémentarité entre énergies renouvelables, dont une partie pilotable, maintien de centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable, lissage de la courbe de demande, globale et introduction progressive de capacités de stockage, dont à terme et de manière croissante, la méthanation."

A la lecture de ces lignes (et du reste du document), je comprends que le surplus de production est essentiellement converti en hydrogène (par électrolyse) puis en méthane (par méthanation). Lors des périodes de sous-production, ce méthane est utilisé dans des "centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable" pour pallier au manque.

Seulement, la lecture du bilan énergétique (page 31 du rapport et reproduit ci dessous) met à mal cette analyse, pour les raisons suivantes :

1. La phase power-to-gas est bien indiquée, avec 181.1 TWh d'électricité convertis en hydrogène. Cependant, le gas-to-power n'apparaît nulle part sur ce diagramme. L'hydrogène est essentiellement transformé en méthane, qui est à son tour utilisé pour la consommation de chaleur. A aucun moment n'apparaissent les "centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable".
2. En revanche, on voit apparaître une production de 53.7 TWh (soit 10% de la production totale) intitulée "Cogénération in situ, dont mini et micro cogénération". Cependant, le terme "cogénération" n'est pas mentionné une seule fois dans le document.
3. A part les STEP et cette cogénération, qu'est ce qui permet de faire face à l'intermittence de la production éolien + PV ? Quelles autres sources sont pilotables ?



2 Echanges avec Negawatt

Aucun des collègues physiciens, ni ceux travaillant dans le réseau chez EDF, ni les responsables de programmes énergétiques utilisant ce scénario n'ont été capables d'apporter des réponses à ces questions. Je me suis donc tourné directement vers NW pour essayer de mieux comprendre.

Mails échangés entre le 2 Février 2017 et le 3 Mai 2018 sur le sujet. J'ai sabré la plupart des formules de politesse pour gagner de la place. L'indexation des questions en gras a été rajoutée a posteriori pour aider à suivre les échanges sur les différentes questions.

2017-02-08

Chercheur dans le domaine du photovoltaïque, je m'intéresse au scénario énergétique récemment publié par votre association. Je cherche en particulier à bien comprendre les aspects relatifs à l'électricité et je me permets de vous contacter pour éclaircir certains points qui restent obscurs pour moi après lecture des documents disponibles en ligne. Dans le scénario Negawatt pour l'année 2050, 85% des 462 TWh de production électrique annuelle proviennent de sources éoliennes ou photovoltaïques. Compte tenu des variations de production que subissent ces deux sources, vous indiquez la nécessité de compléter les 11% de production pilotable (sources hydroélectriques) par du stockage. Outre les 18.3 TWh de STEP, vous mentionnez dans le corps du texte le stockage de l'électricité sous forme de méthane, offrant la possibilité d'une production gas-to-power dans des centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable.

- 1/ Cependant, sur le diagramme de bilan énergétique présenté page 31 du rapport, l'intégralité de la production de méthane est injectée dans le réseau gaz et je ne parviens pas à identifier la partie consacrée à la production d'électricité. Au bout du compte, quelle quantité annuelle de méthane est utilisée dans ces centrales thermiques pour assurer la stabilité du réseau dans les creux de production éolien + PV ?
- 2/ La biomasse est elle également mobilisée pour produire de l'électricité et si oui, dans quelles proportions ?
- 3/ Par ailleurs, à quoi correspond la cogénération "in situ" représentant 53.7 TWh/an ?
- 4/ Enfin, serait il possible d'avoir accès à un extrait de la simulation du réseau heure par heure pour comprendre plus finement le fonctionnement du scénario ?

2017-08-22

Je suis sincèrement désolé pour le délai avec lequel nous répondons à votre message. Ces derniers mois ont été très chargés et malheureusement de nombreux messages comme le vôtre attendent encore une réponse.

- 1/ En 2050, il y a moins de 1 TWh de méthane utilisé pour la production d'électricité dite centralisée (hors cogénération in-situ). Les périodes où l'éolien+PV ne peuvent couvrir la consommation (assez rares car le parc de production est largement surdimensionné, sur-dimensionnement rendu possible par la méthanation et donc par la valorisation des excédents de production d'électricité) sont couvertes essentiellement par l'hydraulique pilotable et par la cogénération in-situ (cf ci-dessous).
- 2/ En 2050, non. (Note : je considère ici la question close).
- 3/ Cela correspond à des micro et mini cogénérations réparties sur le territoire. En 2050, les 53,7 TWh sont essentiellement produits à partir de biométhane.
- 4/ Vous souhaitez par exemple un export graphique d'une semaine de modélisation heure par heure en 2050 ? SI oui je peux vous envoyer cela.

2017-10-13

1/ Vous indiquez page 39 de votre rapport "l'équilibre [du réseau] est assuré en mobilisant [notamment] des centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable". Vous écrivez dans votre message "il y a moins de 1 TWh de méthane utilisé pour la production d'électricité dite centralisée". Je comprends que les centrales thermiques mentionnées dans votre rapport représentent moins de 1TWh de production. Est ce correct ?

3/ Par ailleurs, je ne trouve pas mention dans le corps du texte des cogénérations in situ indiquées sur le diagramme Sankey. Les 53TWh que représentent cette production constituent 10% de la production d'électricité totale, et sont produites de façon pilotables avec un rendement de l'ordre de 15%. Sur quelle technologie s'appuie cette production ?

4/ En ce qui concerne la simulation, vous serait il possible de m'envoyer les données de production et de consommation d'électricité par secteur, sous forme d'une table par exemple ? J'ai mené ce genre de calculs en rescalant les données RTE et retrouve des chiffres proches de celui de votre scénario ; je serai curieux de pouvoir vérifier mes résultats plus finement.

2018-02-28

Il y a maintenant plus d'un an, j'ai contacté votre association pour tenter de comprendre le fonctionnement de votre scénario, en tant que chercheur dans le photovoltaïque et enseignant sur des questions énergétiques.

Après avoir attendu une réponse à mon précédent mail pendant 4 mois, j'ai tenté de recontacter Stéphane Chatelin. La réponse automatique de sa boîte mail m'apprend qu'il est indisponible pour une durée indéterminée.

Je dois m'avouer surpris de l'absence de réactivité de votre association, et de l'opacité qui entoure vos résultats.

Est il possible d'obtenir des informatiques un peu précises sur vos propositions ?

2018-02-28

Il est particulièrement désagréable de recevoir ce genre de mail. Sachez :

- Que la construction du scénario est un travail très majoritairement bénévole, assuré par une petite dizaine de personnes qui ne comptent pas leur temps... Pour ma part, lors de la réalisation du SnW 2011, cela a représenté l'équivalent d'un temps plein à côté de mon travail salarié. Je ne parle pas des autres scénaristes...
- Que la rédaction des livres « Manifeste nW » et « Changeons d'énergie » a été réalisé dans des conditions similaires
- Qu'au-delà de cet outil, beaucoup de temps en grand partie également bénévole est mobilisé pour porter nos propositions auprès de nombreux interlocuteurs, tant dans les ministères qu'à l'ADEME, RTE, GRDF, etc. . .
- Que pour l'instant, et dans le contexte politique actuel, notre priorité va à ces actions, et que du coup des demandes comme les vôtres passent au deuxième plan

Nous faisons notre possible pour publier le maximum d'éléments, mais pas forcément aussi vite que nous le souhaiterions. Les hypothèses du SnW 2017 devraient être publiées très prochainement

Suite des réponses dans votre msg.

1/ Oui. (Note : je considère ici la question close).

3/ Micro-cogénération dans le résidentiel pour environ 10 % de cette production, et plus grosses unités dans l'industrie pour le reste

4/ Pouvez-vous préciser votre demande ?

2018-03-02

Merci de votre retour rapide, et de ces éléments de réponse.

3/ Je comprends donc qu'en 2050, l'ajustement de la production à la consommation repose majoritairement sur 18.3 TWh de STEP, marginalement sur moins de 1 TWh de méthane généré lorsque le parc électrique sur-produit et pas du tout sur la biomasse. Considérez vous que la production co-générée est pilotable, ou conditionnée à la consommation du réseau de chaleur ?

4/ Concernant les simulations temporelles, n'importe quel format de fichier (.csv, .xls, .txt ...) me conviendra.

2018-03-13

3/ La production co-générée est pilotée en suivi climatique dans les secteurs résidentiels et tertiaires, et fonctionne en base dans l'industrie

4/ Concernant les données de production et de consommation d'électricité, les résultats sont réparties dans de nombreux onglets sectoriels de notre outil de simulation. Il est donc difficile d'en envoyer un tableau synthétique. Vous pouvez trouver des infos détaillées de production et de consommation sur les diagrammes en ligne <https://negawatt.org/scenario/sankeys/2015>

2018-03-13

Merci de votre message. C'est précisément ce diagramme Sankey qui nourrit mes questions. Ni le diagramme, ni le corps du texte n'expliquent le fonctionnement de ces 53.7 TWh issus de la cogénération et sur lesquels repose la stabilité électrique de votre modèle. J'en ai discuté avec des collègues physiciens, avec des collègues énergéticiens, avec des représentants politiques qui s'appuient sur votre scénario, et personne n'a été en mesure d'expliquer ce point, qui semble pourtant crucial. C'est pour comprendre ce point que je vous ai écrit pour la première fois il y a un an. Je comprends aujourd'hui que 90% de cette production provient d'unités de cogénération installées dans l'industrie, ce qui soulève pour moi trois questions.

- a/ Je ne suis pas sûr de comprendre comment cette production pourrait être pilotable, si elle est conditionnée à l'utilisation de chaleur de l'industrie ?
- b/ Quelle partie de la consommation totale de chaleur est utilisée pour la cogénération ?
- c/ Pour produire 53.7 TWh d'électricité à partir d'environ 445 TWh de chaleur (en imaginant que toute la chaleur contribue à la cogénération), il faut un rendement de conversion de la chaleur vers l'électricité de l'ordre de 12%. Quelles technologies envisagez vous pour atteindre ce rendement avec des unités délocalisées et pilotables ?
- 4/ Concernant les données, j'avais en tête une présentation comme celle de RTE (<http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-mix-energetique>). Stéphane Chate-lain avait évoqué la possibilité d'un export graphique. Je voudrais simplement avoir accès aux données du graphique en question.

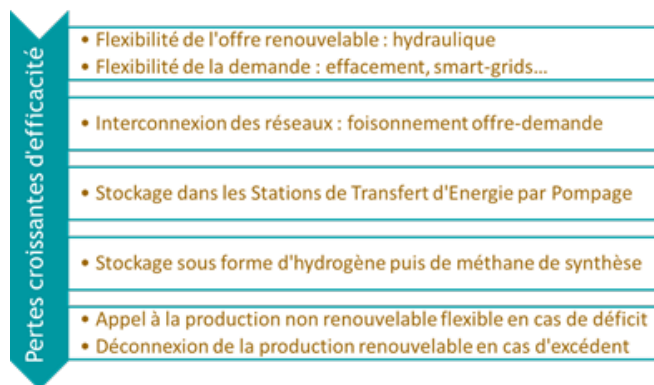
2018-04-11

Un mois après mon précédent message, je me permets de revenir vers vous pour essayer d'arriver au bout de cet échange. Auriez vous le temps de clarifier les trois points soulevés dans mon mail du 13 Mars ?

2018-05-03

- a/ J'ai indiqué que les cogés dans le résidentiel et l'industrie étaient pilotables, mais que celles de l'industrie fonctionnaient en base, donc sans être pilotées.

L'équilibre du réseau électrique tel que nous l'avons modélisé ne repose pas sur la cogénération, mais sur un ensemble de moyens qui sont appelés selon la logique suivante :



- 4/ L'outil dont nous disposons pour le calcul de l'équilibre horaire fournit en sortie des bilans en énergie annuels, mais n'exporte pas directement les puissances. Nous ne pouvons donc pas vous fournir facilement des données horaires.

Vos questions nous ont permis effectivement de détecter une erreur dans une formule, qui conduisant à une surestimation de l'apport des cogénérations. Une fois la correction faite, la contribution de la cogénération in-situ n'est plus que de presque 20 TWh. Mais ce changement ne remet pas en cause l'équilibre global de la simulation, seules certaines répartitions des différents vecteurs énergétiques sont modifiées. Les conclusions en terme de réduction des consommations finales et d'émissions de GES ne sont pas modifiées.

Les modifications seront intégrées dans une prochaine mise à jour des chiffres et résultats, dont la date n'est pas encore prévue

2018-06-01

Merci de ces éléments supplémentaires. Je comprends donc que la production due à la co-génération n'est pas pilotable, et que seuls les 18 TWh de STEP peuvent être mobilisés pour faire face aux périodes de sous production.

J'ai utilisé les données RTE pour faire une estimation des séries temporelles de production et de consommation en 2050. En considérant la co-génération comme non-pilotable, je trouve une stabilité satisfaisante du réseau, à condition que la stratégie d'effacement permette de déplacer environ 6 TWh de consommation sur l'année (voir pièce jointe).

Je pense mieux comprendre votre scénario à présent.

En vous remerciant à nouveau pour ces échanges instructifs,

3 Conclusion

Je tire de cet échange que

- Contrairement à ce qui est écrit page 39, le méthane produit par méthanation lors des périodes de sur-production n'est pas utilisé pour du gas-to-power dans des "centrales thermiques converties à l'usage de gaz d'origine renouvelable". Ce méthane est consommé dans le réseau de chaleur.
- La chaleur est convertie en électricité par de la "co-génération", qui n'est pas mentionnée dans le corps du texte. Cette production n'est pas pilotable et l'équilibre du réseau ne repose pas sur cette co-génération. Le document "Hypothèses et résultats", paru en Juin 2018, n'éclaire pas davantage la situation. Entre 2017 et 2050, les systèmes de cogénération sont censés voir leurs pertes divisées par deux (tableau 71), et leur taux de pénétration est censé passer de 0% à 90% (tableau 73).

- Seules les STEPS peuvent donc être sollicitées pour assurer l'équilibre du réseau (puisque'il n'y a aucune autre boucle de rétro-action sur le digramme de flux).

(Au passage, on notera que l'augmentation de la capacité des STEPS (de 3.6 TWh en 2010 à 18.3 TWh en 2050) est supérieure aux estimations de gisement l'ADEME / ATEE / DGCIS (ici), qui envisage une augmentation de 1 à 1.5 GW (soit 8 à 13 TWh)).

- La co-génération devrait être d'environ 20 TWh - et l'électrolyse doit par conséquent être réduit de 33.7 TWh pour conserver l'équilibre entre production et consommation d'électricité sur l'année. Je pense que ces nouveaux chiffres sont faux (voir paragraphe 4.3).
- A cette date, je n'ai toujours pas eu accès aux simulations d'équilibre du réseau et, d'après le mail du 3 Mai 2018, je comprends que seules les puissances moyennes ont été vérifiées, et non l'équilibre heure par heure (?!).

4 Analyse

4.1 Estimer la série temporelle des puissances en 2050

On peut se faire une idée de la production et de la consommation instantanées à tout moment de l'année 2050 en utilisant les données de production RTE, qu'on rescale avec les données du scénario NW. On se donne les règles suivantes

Consommation finale le profil de consommation électrique le même en 2015 et en 2050 (ne tient pas compte de l'augmentation de la flexibilité de la demande)

Éolien & PV le profil de production en éolien et en PV est le même en 2015 et en 2050

Avec ces hypothèses, on peut estimer les séries temporelles de la consommation et de la production éolien et PV sur l'année 2050 en re-scalant les puissances de l'année 2014 (fournies par RTE) pour que la consommation et la production totales sur l'année correspondent aux valeurs du scénario

Énergie totale sur l'année en TWh	2014	2050
	RTE	Negawatt
Consommation	473.1	323 + 6.5 = 329.5
Eolien	21.09	246.6
PV	7.28	147.2

Hydraulique (hors STEP) & marémoteur Pour simplifier, on considèrera que ces sources non pilotables de plus faible variabilité (hydraulique hors STEP, marémoteur) produisent de façon continue sur l'année.

Co-génération La production de gaz par méthanation est contrôlable et peut être effectuée dans les périodes de sur-production. La production d'électricité par co-génération in-situ *n'est pas pilotable* et dépend de la consommation de chaleur. Pour simplifier, on considèrera une production continue sur l'année. On prendra la valeur corrigée de 20 TWh mentionnée par Nw dans son dernier mail.

STEP Le stockage et la production d'électricité peuvent être pilotés pour être effectuées aux moments les plus opportuns.

On obtient au bout du compte la puissance à chaque demie heure de l'année 2050 :

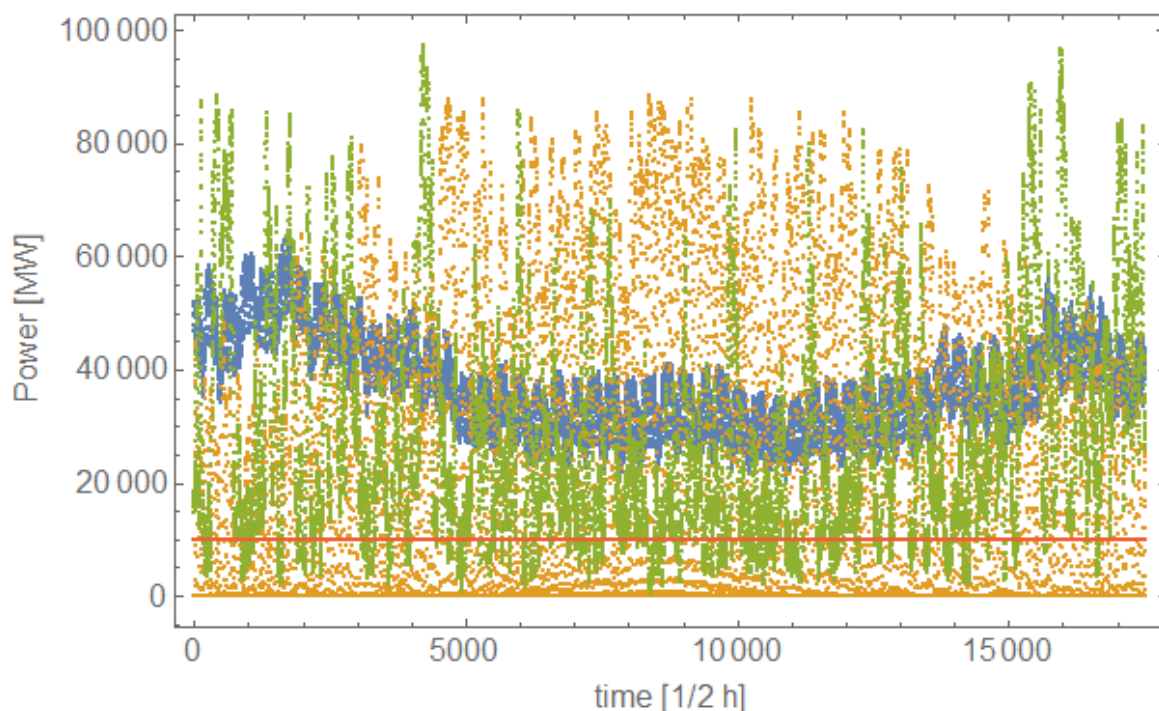


FIGURE 1 : Bleu : consommation finale. Vert : éolien. Jaune : PV. Rouge : sources non pilotables (marémotrices + hydrauliques + co-génération) lissées sur l'année.

4.2 Estimer la sur / sous production

On peut alors calculer à chaque instant si le système sur-produit ou sous-produit de l'électricité :

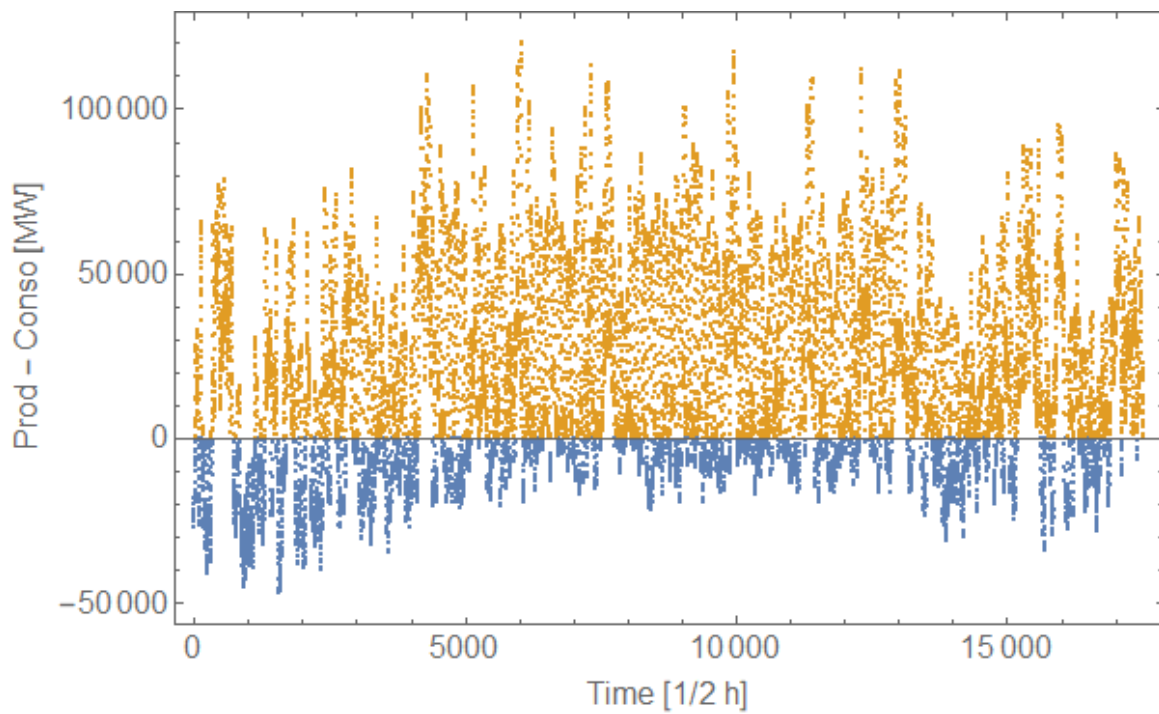


FIGURE 2 : Bleu : sous-production (nécessité de mobiliser les STEPs). Jaune : sur-production (stockage dans les STEPs et hydrogène).

- Le total de sur-production s'élève à 186 TWh sur l'année. Le besoin de stockage prévu par le scénario (hydrogène + STEP) s'élève à 171.7 TWh.
- Le total de sous-production s'élève à 34 TWh sur l'année. L'énergie mobilisable prévue par le scénario (uniquement STEP) s'élève à 18.3 TWh.

Ces écarts me semblent trop importants pour être dus au modèle. Cependant, en faisant les mêmes calculs avec la valeur de 53.7 TWh de co-génération, on trouve une surproduction de 209.8 TWh (pour un besoin prévu de 205.4 TWh) et une sous production de 23.9 TWh (pour une production prévue de 18.3 TWh). Dans ce cas, l'écart peut sans doute être expliqué par le manque de finesse des hypothèses utilisées pour modélisée l'année 2050 - en particulier, l'absence d'effacement de la consommation.

4.3 Conclusion

Contrairement à ce qui est écrit dans le rapport, la stabilité du réseau ne repose absolument pas sur le "power to gas", mais sur un parc fortement sur-dimensionné et sur un co-génération délocalisée chez les particuliers (pour 10%) et dans l'industrie, où elle doit atteindre un taux de pénétration de 90% (contre 0% actuellement).