

Modélisation de l'Offre Électrique en France

Document gris
ne pas diffuser

Sept. 2017

WattStrat, S.A.S
10 rue alasseur 75015 Paris
contact : ws@wattstrat.com



Table des matières

1	Introduction	2
2	Entrées	3
2.1	Courbe de charge horaire	3
2.1.1	Exemple : le chauffage résidentiel	3
2.2	Parc de production	5
2.3	Météo localisée en France	6
2.4	Météo nationale pour les pays limitrophes	7
3	Offre	7
3.1	Production Fatale	8
3.1.1	Éolien	8
3.1.2	Solaire PV	10
3.1.3	Petit hydro	11
3.2	Interconnexions	12
3.3	Moyens pilotables et Stockage	14
3.3.1	Moyens pilotables	14
3.3.2	Hydraulique pilotable	15

1 Introduction

L'objet de ce papier blanc est de présenter les choix de modélisation réalisés par WattStrat en ce qui concerne la modélisation de la production électrique en France.

En quelques mots, cette modélisation prend comme entrée :

- une courbe de charge nationale horaire
- un parc de moyens de production localisés (moyens pilotables comme les centrales nucléaires ou CCG mais aussi les moyens fatals comme le photovoltaïque ou l'éolien)
- une météo horaire localisée pour la France
- une météo horaire nationale pour les pays interconnectés (Angleterre, Belgique, Allemagne, Suisse, Italie et Espagne)

De ces entrées et de notre modélisation ressortent des productions horaires par technologie de production, par commune et par heure.

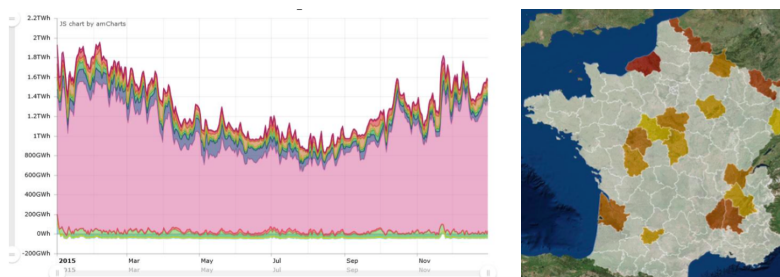


FIGURE 1 – Gauche : reconstruction de la production par technologie. Droite : territorialisation de la production nucléaire.

Nous pouvons réaliser ces reconstructions sur la base de données observées passées, et les comparer à la réalité. Voici ci dessous un aperçu de ce type de travail.



FIGURE 2 – Reconstruction de la production nucléaire. En rouge l'observation RTE, en bleu la reconstruction WattStrat. L'échelle est en GW, nous représentons les données de fin janvier à fin mars.

2 Entrées

2.1 Courbe de charge horaire

Notre plateforme de modélisation permet également de modéliser la demande énergétique en France (dont la demande en électricité). C'est la sortie de cette modélisation de la demande qui sert d'entrée pour la modélisation de l'offre dans la plupart des cas, mais nos clients peuvent nous transmettre une courbe de charge nationale horaire sans passer par notre modélisation de la demande.



FIGURE 3 – Gauche : Reconstruction de la consommation électrique totale horaire, en bleu la donnée RTE 2015, pour les 2000 premières heures de l'année, en rouge la reconstruction WattStrat. Droite : ventilation de la reconstruction de la consommation tous vecteurs, par secteur pour la France en 2015.

Nous partons de données publiques, comme le recensement de la population de l'INSEE, la météo, les données d'usage des équipements, la localisation des emplois par branche en France, et nous en servons pour reconstruire des courbes de charge horaire par usage et pour chaque commune française.

Pour prendre un cas concret nous allons ici développer la façon dont nous modélisons la consommation énergétique liée au chauffage des bâtiments résidentiels.

2.1.1 Exemple : le chauffage résidentiel

Voici les données que nous utilisons en entrée pour modéliser ce secteur :

- Nombre de logements par commune, par type de logement (maison, appartement, autre), par date de construction et par vecteur de chauffage (électricité, fioul, chaleur etc) - Source : INSEE
- Coefficient de conductivité thermique moyen par date de construction - Source : ADEME
- Dynamique de la population - Source : Ministère du tourisme
- Météo localisée - Source : ≈ 200 stations météo des aéroports en France
- Consommation horaire des équipements du logement. Source : sortie du modèle de consommation WattStrat.

La consommation horaire des équipements est issue d'une autre partie de notre modèle. Nous en avons besoin car toute consommation énergétique est dissipée par effet Joule dans un logement, et réduit d'autant le besoin de chauffage. Une machine à laver consommant 300W en fonctionnement dissipe ces 300W sous forme de chaleur, ajoutez à cela une télévision de 150W deux ordinateurs portables de 90W, les ampoules du logements, et la puissance dissipée peut correspondre par moments dans la journée à l'équivalent d'un convecteur.

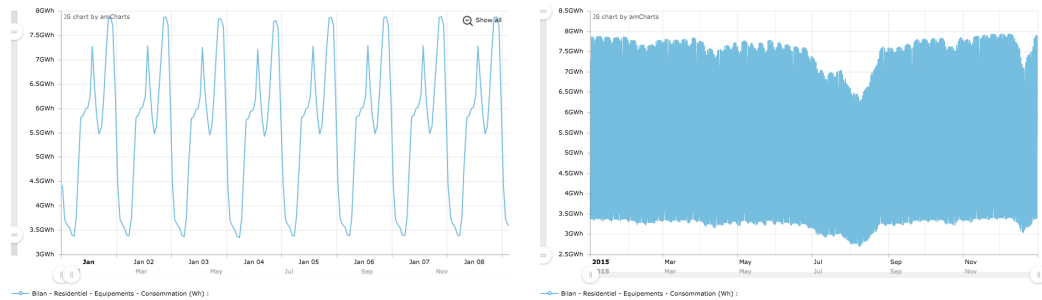


FIGURE 4 – Gauche : Dynamique horaire de la consommation des équipements dans les résidences principales pour la première semaine de l'année 2015. Droite : Dynamique horaire pour l'année entière. Notez les dynamiques de population visibles ici, avec une réduction massive de la consommation des équipements dans les résidences principales durant les vacances scolaires d'été.

Connaissant pour chaque commune française le nombre de logements par date de construction et leur conductivité thermique moyenne au niveau de la France, nous pouvons en déduire une estimation de la conductivité thermique des bâtiments d'une commune.

Sur la base de la météo observée sur les stations des aéroports, nous reconstruisons la météo commune par commune, via diverses méthodes d'interpolation et d'extrapolation.

Nous considérons que la température appelée dans un logement est de 18°C environ.

De tout ceci nous pouvons donc en déduire le flux de chaleur nécessaire au maintien d'une température intérieure de 18°C . Nous retranchons à ce flux la consommation des équipements du logement qui le chauffent. Il reste donc le flux net que le système de chauffage du logement doit fournir. Connaissant la fraction de logements chauffés au fioul, au bois, au gaz ou à l'électricité pour chaque commune, et l'efficacité de ces différentes technologies (nous différencions les chaudières à condensation des pompes à chaleur air/air ou encore air/eau) nous pouvons en déduire une estimation de la consommation effective de chaque combustible.

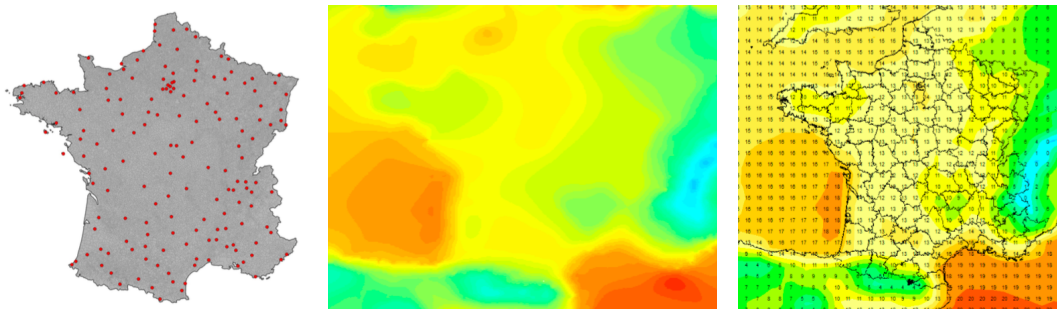


FIGURE 5 – Gauche : Localisation des stations météo. Milieu : interpolation et extrapolation donnant la météo pour chaque commune française. Droite : Cette reconstruction peut être comparée qualitativement à des cartes météo disponibles pour l’heure considérée. L’échelle de couleur est prise pour être la même.

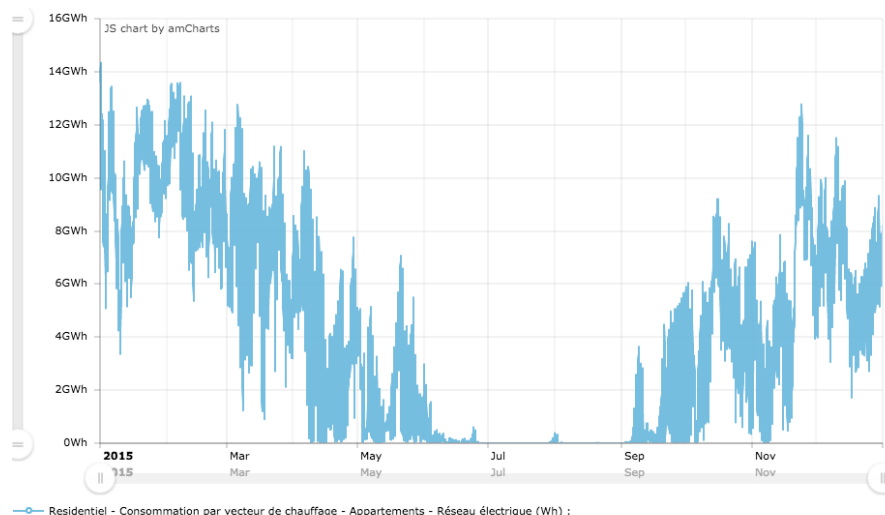


FIGURE 6 – Consommation horaire du chauffage dans le secteur résidentiel pour la France en 2015, pour les appartements chauffés à l’électricité.

2.2 Parc de production

Les données de localisation et de puissance des grands moyens de production centralisés sont facilement disponibles, via RTE, EDF ou les sites propres des centrales par exemple. En ce qui concerne les moyens décentralisés de production, comme l’éolien, le solaire photovoltaïque ou le petit hydraulique, le service de l’observation et des statistiques du ministère du développement durable (SOeS) publie des données donnant un décompte de la puissance installée par commune.

À l’heure actuelle, nous modélisons la production des technologies suivantes :

- Moyens pilotables :
 - ▶ nucléaire
 - ▶ gaz
 - ▶ charbon
 - ▶ fioul
 - ▶ UIOM
 - ▶ biomasse
 - ▶ hydraulique STEP
 - ▶ hydraulique lacs
- Moyens fatals :
 - ▶ petit hydraulique
 - ▶ solaire PV
 - ▶ éolien

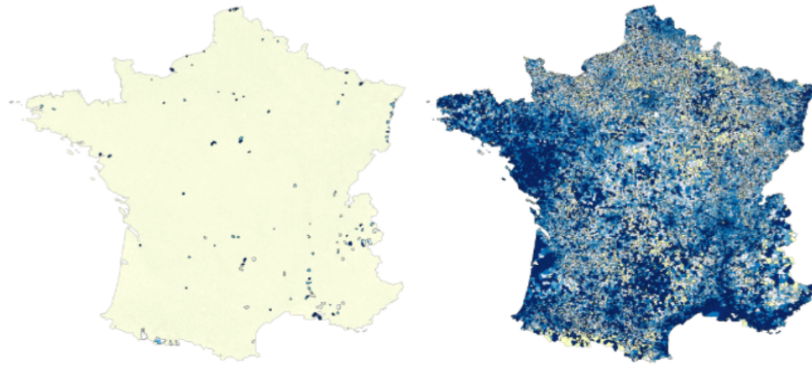


FIGURE 7 – Gauche : localisation des moyens de production centralisés. Droite : localisation des panneaux photovoltaïques.

Nous laissons à nos utilisateurs la possibilité de prescrire quelles seraient les évolutions des moyens de production : il est possible de réduire ou augmenter la puissance installée par technologie de production, et de localiser ces changements jusqu'à l'échelle des communes.

2.3 Météo localisée en France

Les données d'observations météo horaires des stations installées sur les aéroports français (≈ 200 stations) sont publiquement disponibles.

Nous laissons à nos utilisateurs la possibilité de prescrire quelle année météo passée il veulent tester dans une simulation donnée. Il est aussi possible de tester une année de

météo construite par WattStrat. Ces données sont des scénarios météo construits avec pour but d'être crédible statistiquement mais de permettre d'évaluer l'impact de plus de possibilités météo que les seules 10 années passées dont nous disposons. Cela permet de tester la sensibilité des résultats d'une simulation à une météo froide ou chaude toute l'année par exemple.

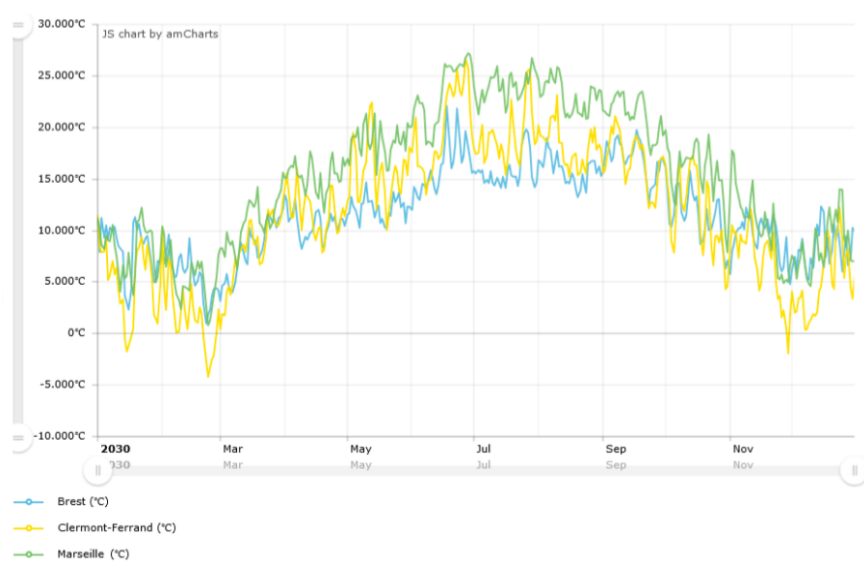


FIGURE 8 – Courbes horaire de températures pour trois villes françaises

2.4 Météo nationale pour les pays limitrophes

Les données de quelques stations d'aéroports sont également disponibles pour les pays limitrophes. Nous prenons leur moyenne afin d'obtenir un indicateur météo pour le pays concerné, qui ne prend donc évidemment pas en compte la variabilité géographique de cette météo.

3 Offre

Nous considérons que le réseau est une plaque de cuivre. Cette hypothèse est évidemment une approximation, et ne nous permet pas de capturer un certain nombre d'effets liés à la topologie du réseau. Il est en effet extrêmement lourd d'un point de vue calculatoire

de modéliser proprement un réseau électrique¹.

Notre modélisation de l'offre repose sur la séparation entre les moyens dits fatals, c'est à dire dont le niveau de production n'est pas choisi mais subi, comme pour le solaire PV, ou l'éolien, dont la production est quoiqu'il arrive injectée dans le réseau, et les moyens pilotables, c'est à dire dont le niveau de production peut être choisi afin de répondre à un niveau de demande et à des contraintes, par exemple réseau.

Nous modélisons d'abord les premiers étant donné la météo et le parc installé ou prescrit. Nous modélisons ensuite les interconnexions. Nous retranchons cette production et les interconnexions de la demande. Nous tenons compte des 7,5% de pertes moyennes sur le réseau. Nous avons alors le résidu de demande directement adressé aux moyens de production pilotables.

Pour modéliser les moyens pilotables, nous considérons que chaque technologie de production est affectée d'un coût d'allumage, d'un coût de fonctionnement marginal (qui augmente donc avec le niveau de la production) mais aussi d'un coût de fluctuations : il est coûteux de faire varier la production, cela induit de la maintenance supplémentaire, et certaines technologies sont donc utilisées de façon préférentielle pour absorber les variations rapides de la demande. Nous cherchons la configuration de production qui permet de minimiser la somme de ces coûts pour les différentes technologies de production.

À l'issue de ces différentes étapes, que nous allons détailler ci-après, nous avons une production horaire pour chaque technologie de production, et leur localisation commune par commune.

3.1 Production Fatale

Nous qualifions de production fatale la production injectée directement dans le réseau.

3.1.1 Éolien

Les données du SOeS indiquent quelle est la puissance installée par commune. Nous avons par ailleurs cherché dans les communiqués de lancement des différents parcs éoliens les

1. Pour le lecteur curieux, résoudre proprement les lois de Kirchoff d'un réseau électrique comportant n noeuds, est un problème dont la difficulté croît avec l'exponentielle du nombre de noeuds. Se restreindre aux seules lignes haute tension (≈ 300 noeuds) serait déjà trop lourd pour être proposé à nos clients, s'attaquer au réseau basse tension est hors de portée

Code CORINE	Libellé	Rugosité
111	Tissu urbain continu	1.2
112	Tissu urbain discontinu	0.5
121	Zones industrielles ou commerciales	0.5
122	Réseaux routier et ferroviaire et espaces associés	0.075
133	Chantiers	0.5
311	Forêts de feuillus	0.75

TABLE 1 – Extrait de la nomenclature CORINE et de la rugosité associée

modèles installés. Pour chaque modèle, les données constructeur nous ont permis d’obtenir la courbe de réponse attendue, ainsi que la hauteur de l’éolienne, c’est à dire le niveau de production en fonction de la vitesse du vent.

Nous disposons par ailleurs pour chaque commune d’une estimation horaire de la vitesse du vent à 10 mètres du sol (nos reconstructions sur la base d’un historique météo observé sur 200 aéroports).

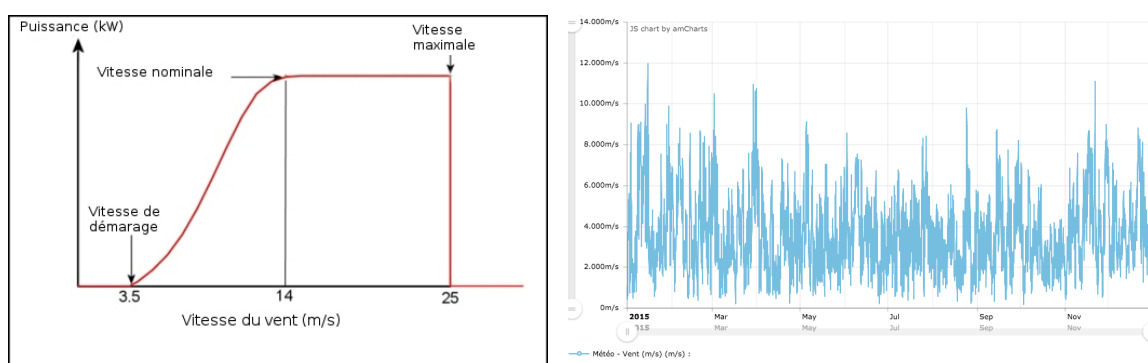


FIGURE 9 – Gauche : courbe de réponse typique d’une éolienne. Droite : reconstruction horaire de la vitesse du vent à 10 mètres pour la commune de Gif-sur-Yvette.

La vitesse du vent augmente avec la hauteur en fonction notamment de la rugosité du sol. Plus un sol est rugueux plus il est freiné près du sol et plus il faut donc augmenter la vitesse mesurée à 10 mètres. Pour obtenir la rugosité du sol de chaque commune nous nous basons sur la base CORINE land cover, qui liste la surface occupée par différents types de sols. Nous nous basons ensuite sur des tables d’équivalence qui indiquent quelle est la rugosité attendue de chaque type de sol et en déduisons une rugosité moyenne.

Une fois ce travail effectué, nous appliquons la formule suivante, standard dans la littérature scientifique pour modéliser l’évolution de la vitesse du vent en fonction de la

hauteur au dessus du sol h et la rugosité α :

$$v(h) = v(10) \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \quad (1)$$

Cela nous donne une estimation de la vitesse du vent au niveau des pales de l'éolienne. Nous utilisons ensuite la courbe de réponse de l'éolienne considérée, dont un exemple est présenté en fig. 9, afin de calculer quelle est la production de cette éolienne.

Nous réalisons ce calcul pour toutes les communes françaises disposant d'éoliennes, et sommes leur production pour obtenir une estimation de la production nationale.

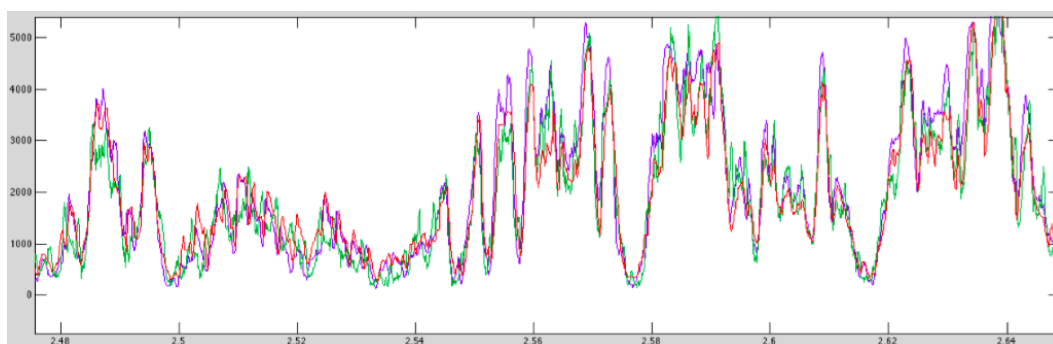


FIGURE 10 – Reconstruction horaire de la production éolienne nationale en 2013, de janvier à mars. Bleu : observation RTE. Rouge : reconstruction WS avec les données météo observées. Vert : reconstruction WS avec les données météo prévues en J-1.

3.1.2 Solaire PV

Les données du SOeS indiquent quelle est la puissance installée par commune. La puissance nominale relevée correspond au nombre de kWc (kilo-watt crête), c'est à dire des panneaux dont la production serait de 1kW si la radiation solaire atteignait $1,2\text{kW/m}^2$.

Pour chaque commune, ses coordonnées géographiques nous donnent accès à la séquence horaire de radiation solaire maximale reçue si le ciel est parfaitement clair, le soleil ayant un angle d'incidence plus faible pour les communes du nord, et l'heure de lever de soleil étant plus tardive pour les communes les plus à l'ouest.

Nous utilisons les données de nébulosité météo pour estimer quelle fraction de cette radiation maximale est perdue. Nous considérons par ailleurs que tout panneau installé l'est avec un angle de 45° par rapport au sol. Nous obtenons donc la radiation reçue par

le panneau solaire.

Les panneaux photovoltaïques commerciaux ont des courbes de réponse très similaires, et linéaires. Nous pouvons donc estimer la production PV horaire pour chaque commune.

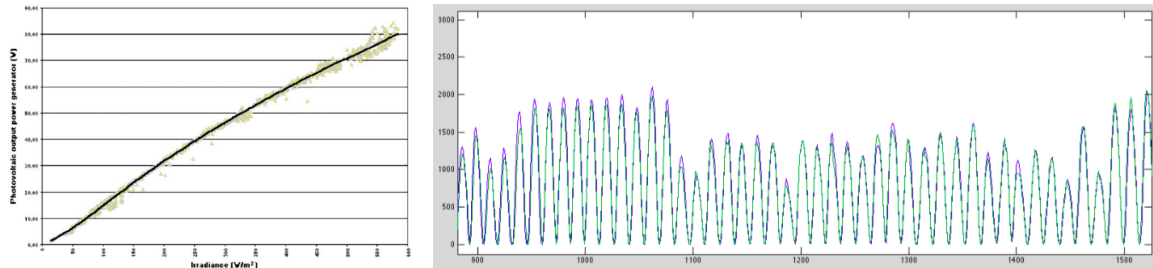


FIGURE 11 – Gauche : courbe de réponse typique d’un panneau PV. Droite : en bleu, production PV en 2013 mesurée par RTE, en vert reconstruction horaire par WS.

3.1.3 Petit hydro

Les flux dans le réseau hydrologique sont difficiles à modéliser. Il s’agit en effet de prendre en compte comment l’eau de pluie ruisselle par bassin hydraulique et quelle est la topologie des rivières et de leurs affluents pour obtenir une mesure du débit et donc de la puissance électrique disponible pour une turbine. Si nous voulons aboutir à un tel modèle à terme, nous avons pour l’instant choisi une approche plus simple.

Nous cherchons en effet autant que possible à avoir une approche structurale dans nos modélisations des différents secteurs énergétiques afin de pouvoir proposer à nos clients la possibilité de modifier cette structure et donc de tester quelle pourraient être l’impact de modifications du système énergétique. Pour autant, dans le cas du petit hydraulique, il est considéré que la France exploite déjà une fraction élevée de son gisement. Les modifications structurelles possibles sont donc marginales. De ce fait nous pouvons nous permettre une approche plus simple : la régression.

Nous utilisons les données de précipitations et les observation de production hydraulique pour modéliser leur lien. Ce modèle est une boîte noire en cela qu’il capture une relation agrégée et moyennée. Ce type d’approche est rarement très robuste pour des extrapolations lointaines, néanmoins comme le futur du réseau hydraulique ne peut structurellement pas trop s’éloigner de l’existant sur lequel ce modèle est basé nous considérons qu’il s’agit d’une première approche valide.

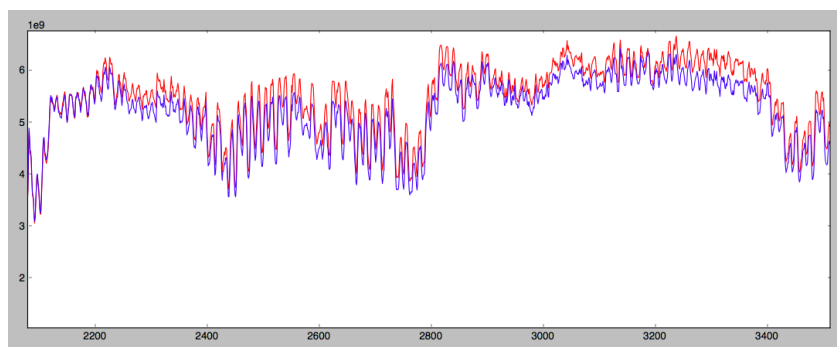


FIGURE 12 – Comparaison entre la production horaire du petit hydro en 2015 (bleu) et la reconstruction WattStrat (rouge)

3.2 Interconnexions

Nous modélisons les interconnexions par pays sur la base d'une température moyenne sur le pays, du différentiel de température entre la France et ce pays, et de la fraction des moyens de productions nécessaires pour satisfaire la consommation nette, c'est à dire la demande électrique brute à laquelle nous soustrayons les productions fatales (éolien, solaire, petit hydraulique). Ceci nous donne une tendance horaire, mais ne peut par construction pas nous donner les fortes variations observables sur les interconnexions d'heure en heure.

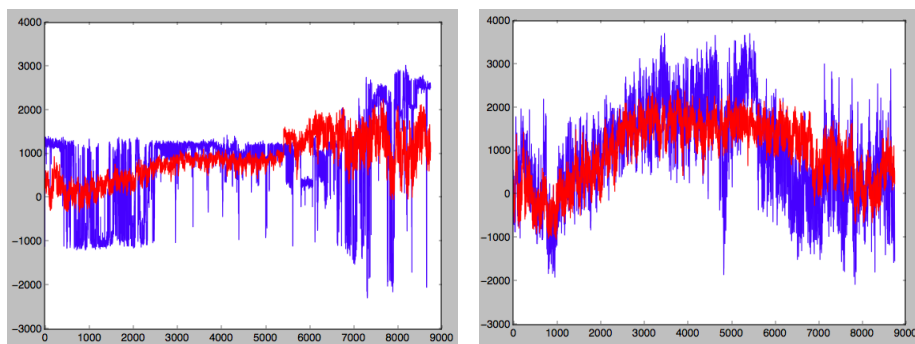


FIGURE 13 – Interconnexions reconstruites avec une régression seule. En bleu : données horaires 2015, en rouge reconstruction WattStrat. Les tendances basse fréquence sont capturées, mais pas la dynamique haute fréquence (fluctuations rapides de forte amplitude). Gauche : interconnexion France-Espagne, droite : interconnexion France-Belgique. Échelle en GW.

Ces variations rapides ne sont pas modélisables à proprement parler sans en passer par un modèle complet des pays interconnectés. S'en tenir à cette tendance n'est pourtant pas acceptable, car sans ces hautes fréquences nous introduirions un biais dans la de-

mande adressée aux moyens de production pilotables.

L'objectif de notre modèle n'est pas de fournir un outil prédictif mais bien de proposer un outil permettant de tester des scénarios de façon crédible. Nous choisissons donc de reconstruire ces variations haute fréquence de façon statistique : s'il n'est pas possible de les modéliser, c'est à dire de capturer quelle est la cause d'une hausse ou d'une baisse, il est possible de les reproduire de façon statistique, c'est à dire de reproduire une séquence de hausses et de baisses dont la structure statistique colle à la structure observée.

Nous obtenons donc des reconstructions qui reproduisent les dynamiques attendues, c'est à dire où les tendances basse fréquence sont modélisées et auxquelles nous ajoutons des hautes fréquences crédibles, mais qui ne prétendent pas reproduire quantitativement les vraies fluctuations haute fréquence.

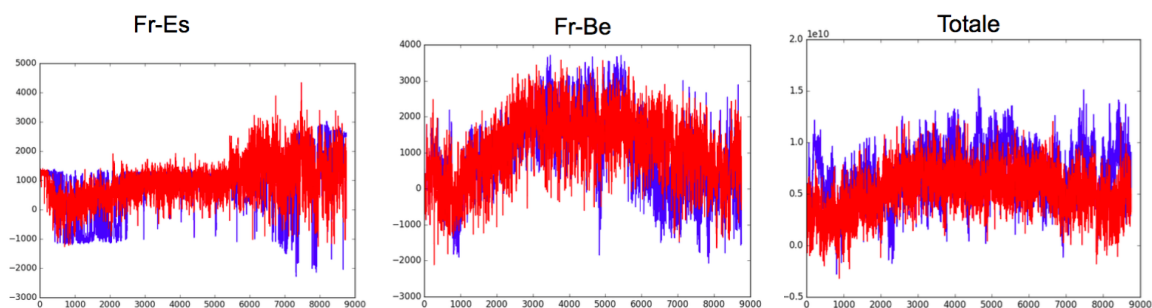


FIGURE 14 – Interconnexions reconstruites avec ajout des hautes fréquences. En bleu : données horaires 2015, en rouge reconstruction WattStrat

Nous ajoutons à cela une dernière étape : selon les changements de parc de production sélectionnés par un utilisateur, il se peut qu'à ce stade, la demande d'électricité nette (demande totale moins les moyens fatals moins les interconnexions) soit supérieure à la capacité totale des moyens de production, ou que la production renouvelable dépasse la demande. Lorsque ces cas de figure se présentent, nous considérons que les interconnexions seraient utilisées pour gérer ces situations. Nous modifions donc les interconnexions pour les heures concernées, en tenant compte des capacités d'interconnexion maximales.

Si par exemple la demande nette est supérieure aux capacités installées, nous considérons que la différence est compensée par un appel aux interconnexions, dans la limite de leur capacités propres.

Si malgré cela il reste trop de production renouvelable ou trop de demande, nous considérons qu'il s'agit d'heures sous tension, et nous affectons ce résidu à une variable qui nous sert d'indicateur de défaut sur le réseau. Cette variable vaut 0 pour chaque heure

sauf si le réseau est sous une contrainte forte. Elle nous sert donc à qualifier l'importance d'un risque de défaut. Si cette variable vaut 10GW pendant 40 heures successives, il s'agit d'un signal fort que le mix testé n'est pas robuste, tandis qu'une valeur de 100MW pendant une heure indique un point de vigilance mais pas une certitude que des défauts seraient inévitables, puisque nous ne modélisons pas les dynamiques infra-horaires sur lesquelles les opérateurs peuvent jouer pour se prémunir d'un défaut.

3.3 Moyens pilotables et Stockage

Une fois ces différents moyens de production modélisés, nous avons donc une demande nette adressée aux moyens de production pilotables. Nous considérons 6 technologies de production pure :

- nucléaire
- gaz
- charbon
- fioul
- UIOM
- Biomass

ainsi que 2 technologies de production/stockage :

- hydraulique STEP
- hydraulique lacs

3.3.1 Moyens pilotables

Chaque technologie est affectée de trois coûts : un coût d'allumage, un coût de fonctionnement et un coût de variation de la production.

- **coût d'allumage** : Si la centrale ne produit pas à l'heure h , mais produit à l'heure $h + 1$, cela induit en $h + 1$ un coût spécifique lié au démarrage de la centrale
- **coût de fonctionnement** : Si la centrale produit une quantité q_h en h , cela induit un coût spécifique lié au fonctionnement de la centrale, qui croît avec q_h .
- **coût de variation** : Si la centrale produit une quantité q_h en h , et une quantité q_{h+1} en $h + 1$, cela induit un coût supplémentaire associé au fait que la centrale fait varier sa production. Physiquement, ceci est lié au fait que pour une centrale thermique, produire plus induit une augmentation de la température du coeur de la centrale. Lorsque cette nouvelle température est atteinte, la centrale produit plus, mais pour l'atteindre il faut consommer du combustible qui ne sert pas à produire mais seulement à chauffer. Tout changement de température induit également des frais de maintenance, les pièces se dilatant ou se contractant sous l'effet de ces changements. S'ils existent toujours, ces coûts sont plus ou moins grands selon les technologies.

Au final, les coûts de production d'une technologie i en heure $h+1$ peuvent s'écrire :

$$C^i(h+1) = c_{all}^i \cdot \delta_{h,h+1}^i + c_{fonc}^i \cdot q_h^i + c_{var}^i \cdot (q_h^i - q_{h+1}^i)^2 \quad (2)$$

avec c_{all}^i , c_{fonc}^i et c_{var}^i les coûts d'allumage, de fonctionnement et de variation de la technologie i , q_h^i et q_{h+1}^i les quantités produites en h et $h+1$ par la technologie i , et $\delta_{h,h+1}^i$ une variable valant 1 si $q_h^i = 0$ et $q_{h+1}^i > 0$.

Nous minimisons chaque heure la somme de ces coûts pour chaque technologie. Il est important de noter qu'avec les coûts de variations chaque choix de production d'une heure est liée au choix de l'heure précédente et à celui de l'heure suivante.

Les coûts par technologie sont appris sur la base de l'historique de production disponible via RTE, afin que notre algorithme reproduise au plus près la dynamique de production observée.

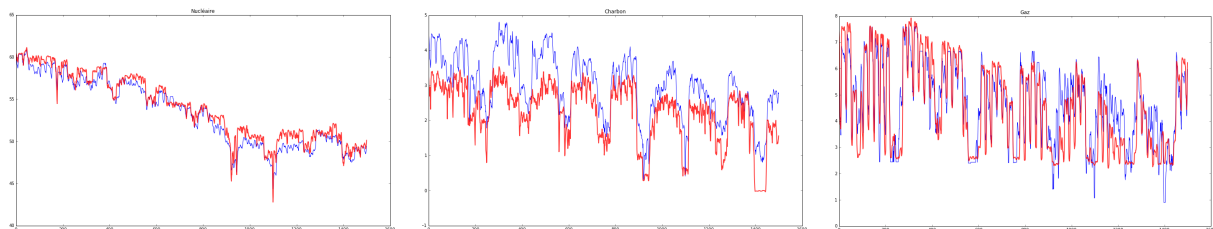


FIGURE 15 – Reconstruction de la production horaire de trois technologies de production de fin janvier à fin mars 2015. En rouge, la donnée RTE, en bleu la reconstruction WattStrat. Échelle en GW. Gauche : nucléaire. Milieu : charbon. Droite : gaz.

3.3.2 Hydraulique pilotable

L'hydraulique est aussi affecté de ces trois types de coûts, mais à la différence des autres moyens de production, les STEP et les lacs peuvent stocker de l'énergie (sous forme d'énergie potentielle dans une retenue d'eau). Leur choix de production est donc pour chaque heure de savoir s'il est plus pertinent d'attendre pour pouvoir avoir une plus grande quantité à utiliser dans le futur ou s'en servir maintenant.

Ces stocks ont une quantité maximale, un influx naturel (ruissellement et flux de la rivière irriguant la retenue), et dans le cas des STEP un influx pilotable.

Les deux cas limites simples à expliquer sont le cas où la retenue est vide : aucune production n'est possible, et le cas où la retenue est à son maximum : la production est

alors au moins égale à l'influx naturel, qui serait sinon perdu.

Entre ces deux cas simples mais peu intéressants, l'arbitrage peut être résumé entre ne rien produire et laisser le stock augmenter, ou produire et réduire le stock. Si une retenue produit, elle réduit d'autant la production nécessaire des moyens de production pilotables standards, et réduit donc les coûts de production.

Pour modéliser ce stockage nous choisissons donc de comparer quelle serait la chronique de production des moyens standards avec différents niveaux de production hydraulique pour la centaine d'heure à venir, et nous choisissons le niveau de production qui permet de réduire au plus les coûts de production. Avec ce choix de modélisation, les moyens hydrauliques ont donc pour fonction première de réduire les coûts des autres moyens.

Dans ce modèle, si utiliser une petite partie du stock permet d'éviter l'allumage d'un moyen qui n'aurait servi qu'une heure, cette opération est très rentable. À contrario, utiliser une grande partie du stock pour décaler d'une heure l'allumage d'un moyen de production qui sera allumé pendant plusieurs dizaines d'heures n'est pas rentable. Lisser la production pour absorber les grandes variations de la demande est utile afin de réduire les coûts de variation des technologies pilotables. Le faire au point de vider la retenue et ce faisant s'empêcher d'être actif dans les heures qui viennent n'est pas optimal.

Dans le cas des STEP, il est en plus possible de consommer de l'énergie pour en stocker, avec un rendement inférieur à 1. Si les coûts de production sont faibles, il peut être intéressant de stocker de l'énergie car la valeur que cet ajout apportera dans le futur est positive. Cela permettra en effet de réduire la production future lorsque les coûts seront plus élevés.