

Peut-on éviter des émissions de CO₂ en pilotant l'appoint gaz de pompes à chaleur hybrides ?

Marianne Biéron*^{1,2}, Jérôme Le Dréau¹, Benjamin Haas²

¹ LaSIE (UMR CNRS 7356), La Rochelle Université

Av. M. Crépeau, 17042 La Rochelle, France,

²Engie Lab Future Buildings and Cities, CRIGEN, ENGIE

4 rue Joséphine Baker, 93240 Stains, France

*marianne.bieron@engie.com

RESUME

Le chauffage dans le secteur résidentiel représente environ 20% de la consommation énergétique française. Cet usage étant à la fois réparti sur différents vecteurs énergétiques et très saisonnalisé, choisir le bon vecteur au bon moment est un moyen efficace de le décarboner. La gestion de la demande énergétique des bâtiments est de plus un levier pour l'intégration des énergies renouvelables non pilotables dans les mix électriques et pour l'effacement des appels de puissance lorsque les moyens marginaux de production sont carbonés. Cet article s'intéresse au pilotage de pompes à chaleur hybrides alimentées par le réseau électrique et un appoint gaz local de manière à minimiser les émissions de GES. Pour ce faire, il est nécessaire de déterminer le contenu carbone de la consommation d'électricité évitée durant tout le temps de fonctionnement de l'appoint gaz. L'objectif de cet article est d'estimer le type de pilotage (fréquence et durée de l'utilisation de l'appoint gaz) de ces systèmes. A terme, la détermination de l'impact en ACV du déploiement de telles technologies sur les émissions de GES sera nécessaire.

MOTS-CLÉS : Modélisation du système électrique, listes de priorité, facteur d'émission marginal, chauffage

ABSTRACT

Space heating in the residential sector represents around 20% of French final energy consumption. As this consumption is spread over different energy vectors and is highly seasonal, choosing the right vector at the right time is important in order to decarbonize it. Demand side management in buildings is also a way to improve the integration of the fatal renewable energies in the electricity generation mix and for the interruption of demand for power when the marginal technologies for electricity production are fossil. In this article we will consider the control of hybrid heat pumps powered by both electricity and gas in order to reduce the GHG emissions. To do this, it is necessary to determine the carbon intensity of the electricity consumption avoided during the entire operating time of the gas boiler. The aim of this article is to estimate the type of control (frequency and duration of use of the gas back-up) of these systems. Ultimately, it will be necessary to determine the impact of the deployment of such technologies on GHG emissions with the LCA methodology.

KEYWORDS : Electrical system model, priority list, marginal emission factor, space heating.

1. INTRODUCTION

Dans un objectif de décarbonation, la stratégie décrite par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie et la Stratégie Nationale Bas Carbone prévoit d'ici 2030 une augmentation de la part de l'électricité dans l'énergie primaire et le développement des pompes à chaleur (PAC) pour le chauffage résidentiel en France. Le coefficient de performance (COP) des PAC diminuant lorsque les températures extérieures chutent, l'électrification du chauffage pourrait conduire à un maintien voire à une augmentation de la thermosensibilité du pays. De plus, bien que l'intensité carbone moyenne de l'électricité soit basse, ce n'est pas le cas lors des pointes hivernales. Ainsi, hybrider une partie de ces

PAC, et activer stratégiquement l'appoint gaz pourrait permettre de diminuer les émissions de gaz à effet de serre dues au chauffage et soulager le réseau lors des pointes hivernales. Le but de cet article est d'évaluer le mix marginal lié à l'installation de nouvelles PAC ainsi que l'apport de l'hybridation de ces PAC pour la décarbonation du chauffage en France. La modification de la demande en électricité influençant le comportement du système électrique, le développement d'un modèle du système électrique français capable de retranscrire les effets de variations court terme de la demande d'électricité est nécessaire. Différentes études françaises et internationales ont analysé les effets de cette variation sur les émissions de GES. Le modèle d'équilibre du système électrique français développé dans (Roux et al. 2017) permet d'attribuer un contenu marginal entre 765 et 929 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{eq.kWh}^{-1}}$ pour le chauffage électrique pour un bâtiment basse consommation quand une méthode attributionnelle l'évalue entre 79 et 110. (Delarue 2009) complète quant à lui un modèle similaire avec un modèle de « priority-list » afin d'améliorer les temps de simulation. (Clauß et al. 2019) a démontré que des effacements pilotés sur la base de l'intensité des émissions de CO_2 pouvaient permettre la réduction des émissions, dans les cas où l'amplitude journalière de la fluctuation de ces intensités compense l'augmentation de la consommation d'électricité due à cet effacement. Le pilotage de systèmes hybrides permet d'éviter cet effet rebond. Dans la première partie de cet article un modèle du système électrique français sera développé. Ce modèle sera ensuite validé puis utilisé afin de déterminer le mix marginal du parc additionnel de PAC et estimer les durées d'activation de l'appoint gaz.

2. MODELISATION DES DYNAMIQUES COURT-TERME DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS

2.1. CHOIX DE LA METHODE DE MODELISATION

2.1.1. Généralités sur le fonctionnement du système électrique français

Les unités de production d'électricité se divisent en deux catégories. Les unités de production dites fatales, dont le niveau de production ne peut être piloté, sont composées en France des énergies renouvelables, non ou peu pilotables, et des autres unités de production sous obligation d'achat. Les unités de productions dites "dispatchables" permettent d'ajuster le niveau de production du parc afin d'assurer l'équilibre offre-demande. La consommation résiduelle (consommation totale sans la production d'électricité fatale) est couverte par les moyens de production "dispatchables", interconnexions incluses. Cette production est organisée de manière à minimiser son coût : les unités de production au coût variable le plus faible sont activées en premières et constituent les moyens de production de base tandis que les unités au coût variable plus élevé sont activées en dernières et constituent les moyens de pointe du parc. L'utilisation des centrales hydrauliques, doit quant à elle, être optimisée sur l'année car leur coût variable est quasi nul et qu'elles sont très réactives, mais les réserves en eau sont limitées. Les différentes contraintes techniques des unités de production constituant le parc français modifient toutefois cet empilement des moyens de production. Aussi, les moyens de production dits de base ou de semi-base participent, dans des puissances limitées, au suivi de charge.

2.1.2. Objectifs du modèle

Un modèle marginal court-terme du système électrique français (réaction à une variation de la demande sur une durée de quelques heures à quelques jours) de pas de temps demi-horaire sera développé dans le cadre de cet article afin de quantifier l'impact en terme d'émissions de GES de l'installation de 100 000 nouvelles PAC et les bénéfices de l'hybridation de ces PAC. A plus long terme, ce modèle sera également utilisé pour du pilotage en temps-réel. Ces deux applications nécessitent donc

des temps de calcul rapides. Souhaitant aussi utiliser ce modèle dans le cadre d'une étude prospective, il doit être paramétrable à l'aide des capacités installées du parc. Afin de diminuer les temps de calcul du modèle, les différentes unités de production seront agrégées en groupes de même technologie. L'équilibre offre-demande du système électrique français sera modélisé en prenant en compte l'empilement des différents moyens de production. Cependant, les services réseaux, le plan de tension, ainsi que l'élasticité de l'offre et de la demande ne seront pas modélisés. Dans cet article, les échanges d'électricité avec les pays voisins ne sont pas considérés comme impactés par la variation de la demande. Ceux-ci devront être inclus dans de futurs développements, ces échanges ayant représentés 42% des volumes ajustés à la hausse sur le mécanisme d'ajustement en 2018 (RTE 2018), leur rôle dans la flexibilité du réseau est indéniable.

2.1.3. Revue des différents outils de modélisation

Basés sur l'analyse de données historiques, les modèles empiriques, (algorithmes d'intelligence artificielle (Corradi 2020), facteurs d'émissions marginales (Hawkes 2010), (Péan et al. 2018), etc) offrent des temps de calcul courts mais ont une plage de validité restreinte au jeu de données utilisé pour entraîner ou calibrer le modèle, et ne sont donc pas adaptés pour une étude prospective. Les modèles explicites offrent une meilleure explicabilité des dynamiques des systèmes. La majorité de ces modèles comme (Roux et al. 2017) ou Antares (RTE) assurent l'équilibre offre-demande du réseau en minimisant les coûts de production de l'électricité, souvent via un algorithme d'optimisation. Une alternative, les modèles de type « Priority-Lists », activent les unités de production du parc par ordre de coût marginal croissant (Zheng et al. 2015; Delarue et al. 2013). Ces deux types de modèles se différencient par leur fonction de coût (coût marginal avec ou sans les coûts de rampe, coûts de démarrage et d'extinction..) et nécessitent l'ajout de contraintes techniques connues ou issues d'observations (points de fonctionnement minimal des unités de production, contraintes de rampes, temps de montée ou bien de descente, etc). Les listes de priorités de même que les coûts relatifs des différents moyens de production peuvent également être déterminés empiriquement. Dans (Bettle et al. 2006) les unités de production sont classées selon leur taux de fonctionnement à plein-régime. Une classification selon la réactivité des modèles pourrait également être envisagée. Il est probable qu'un modèle d'optimisation ne soit pas adapté en terme de temps de calculs et que le nombre de paramètres à calibrer pour obtenir un modèle réaliste soit trop important. Les modèles de « Priority-List » répondent à tous les objectifs de l'étude : modèle « explicite » avec des temps de calculs rapides et paramétrable pour des études prospectives. Cette solution est donc retenue pour la modélisation du système électrique français. Deux listes (MO1 et MO2) seront utilisées dans ce modèle : une première afin de programmer quotidiennement le niveau de puissance participant à la production (étape de "scheduling"), une seconde afin de calculer pour chaque pas de temps le niveau de production de chaque groupe de production (étape de "dispatch"). Ces deux listes seront déterminées empiriquement à partir des données de l'année 2018.

2.2. DEVELOPPEMENT DU MODELE

2.2.1. Données d'entrée du modèle

La consommation résiduelle CR au pas demi-horaire t provient de la plateforme eco2mix (RTE 2020b). La disponibilité des différents groupes de production agrégés $P_{dispo}(t, tech)$ issue de la Transparency Platform d'ENTSOE (ENTSOE 2020) est considérée comme une entrée du modèle, bien que pour le nucléaire, la planification des disponibilités est également un levier de flexibilité (Morilhat et al. 2019). Ce constat est confirmé par une production supérieure à la disponibilité sur plusieurs pas de temps. Enfin, les différents jeux de données de RTE et d'ENTSOE donnent des indisponibilités

différentes. La définition précise des indisponibilités pour les jeux de données devra à terme être étudiée et une analyse de sensibilité devra être conduite. En l'absence de données, la disponibilité du groupe « Fioul – Autres » est fixée à 460 MW et la puissance disponible pour le pompage est considérée à $4291/5029 = 85\%$ de la puissance disponible pour le turbinage des STEP (en 2015, la puissance installée pour le turbinage des STEP était de 5029 MW et de pompage de 4291 MW (RTE 2015)). Enfin, le stock hydraulique étant limité pour une année donnée, et utilisé dans sa totalité sur cette période, l'énergie totale générée par les moyens de production hydrauliques reste inchangée malgré l'ajout d'une consommation électrique supplémentaire. Dans un premier temps, nous considérons qu'imposer les valeurs maximale et minimale journalière réalisée pour l'hydraulique de lac et le turbinage des STEP est une contrainte suffisante. Cette simplification devra être vérifiée et à terme, le calcul de ces puissances maximales et minimales garantissant la conservation de l'énergie hydraulique sera nécessaire.

2.2.2. Structure du modèle

On considère, pour chaque journée d , les pas de temps t (demi-heure) compris entre 6h et 5h30 le jour suivant, et les semaines démarrant le lundi à 6h. La Figure 1 représente la structure générale du modèle. L'algorithme utilisé est détaillé dans la suite. Les niveaux de production de chaque centrale du parc sont initialisés avec les valeurs réelles en début de simulation pour le premier pas de temps considéré (le 1^{er} janvier 2018 à 5h30 pour cette étude).

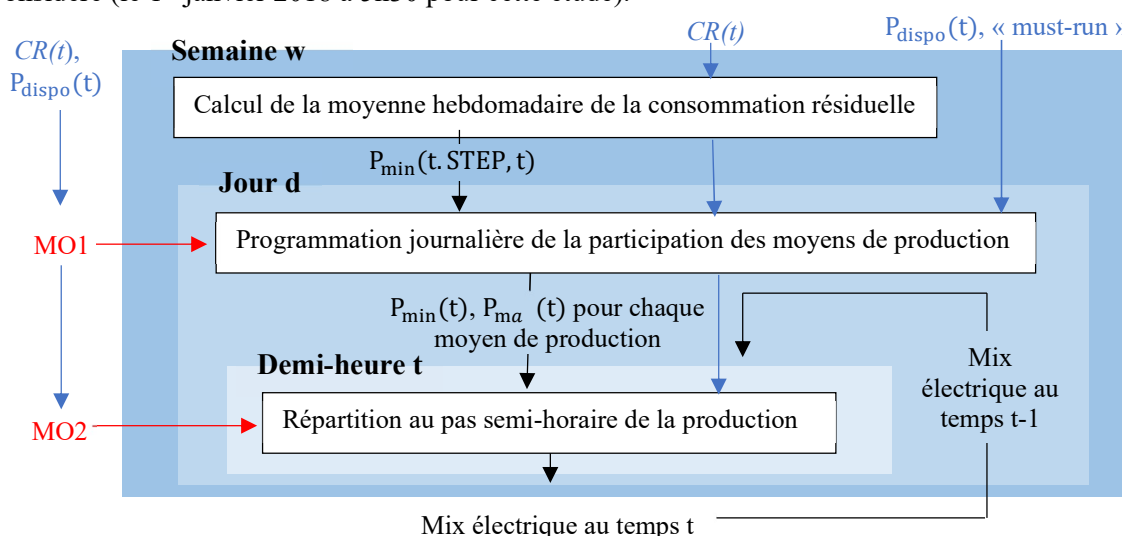


Figure 1: Fonctionnement du modèle du système électrique français

Chaque jour le « scheduling » (calcul de la capacité maximale activable pour chaque groupe de technologie) est réalisé en activant successivement les différentes technologies dans l'ordre de la liste MO1. Dans un premier temps la capacité maximale journalière est calculée pour une technologie en considérant le maximum journalier de la consommation résiduelle à laquelle a été soustraite la puissance maximale des technologies déjà activées pour chaque pas de temps (éq. 1). Les capacités maximales de production sont ensuite déclinées au pas de temps semi-horaire en respectant la disponibilité (éq. 2). Les puissances minimales sont déduites d'observation. Ainsi, le groupe CCGT produit au minimum 200 MW et lorsque le groupe « Charbon 1 » est activé, il produit au minimum 300 MW. Le pompage survient uniquement à consommation résiduelle inférieure à sa moyenne hebdomadaire. La puissance minimale du pompage est donc nulle lorsque la consommation résiduelle est supérieure à la moyenne hebdomadaire, et égale à la capacité de pompage disponible le reste du temps. Les puissances minimales des autres groupes sont nulles. Une fois les puissances activables minimales et maximales déterminées

pour chaque pas de temps d'une journée, le modèle procède au dispatch de la production. Pour ce faire, la variation de la consommation résiduelle par rapport au pas de temps précédant est répartie entre les différents moyens de production en prenant comme état de départ le mix du pas de temps précédant. Afin d'assurer l'équilibre offre-demande, avant de démarrer le dispatch, le niveau de production de chaque groupe de production est ajusté afin de respecter les bornes du pas de temps en cours (éq. 3). Le dispatch est ensuite réalisé (éq. 4) en respectant les contraintes de disponibilité (éq. 5). Les limitations des rampes (Cany 2017) ramenées au pas demi-horaire sont supérieures à la puissance nominale des capacités. Les contraintes observées sur les rampes sont donc économiques plutôt que techniques. Elles sont donc incluses indirectement dans le modèle via le « Merit-order » appliqué lors du Dispatch.

For d in (year 2018) :

1) Daily scheduling based on Merit Order 1 (MO1)

For i in range (1,len(MO1)) :

a. Remaining daily capacity to schedule:

$$P_{Scheduling}(MO1[i], d) = \max_{t \in d} \left(CR(t) - \sum_{j=MO1[1]}^{MO1[i-1]} P_{max}(MO1[j], t) \right) \quad (1)$$

b. Saturation according to the availability and consumption:

For t in d:

$$P_{max}(MO1[i], t) = P_{Scheduling}(MO1[i], d) \quad (2)$$

except if $P_{Scheduling}(MO1[i], d) < 0$ (resp. $> P_{dispo,MO1[i]}(t)$)

where $P_{max}(MO1[i], t) = 0$ (resp. $P_{dispo,MO1[i]}(t)$)

c. Daily minimal power

2) Hourly dispatch based on Merit Order 2 (MO2)

For t in d :

a. Saturation of the starting point of the dispatch according to the scheduling:

For i in range(1,len(MO2)):

$$P_{limit}(MO2[i], t - 1) = P(MO2[i], t - 1) \quad (3)$$

except if $P(MO2[i], t - 1) < P_{min}(MO2[i], t)$ (resp. $> P_{max}(MO2[i], t)$)

where $P_{limit}(MO2[i], t - 1) = P_{min}(MO2[i], t)$ (resp. $P_{max}(MO2[i], t)$)

b. Dispatch:

$list = MO2$ except if $CR(t) < CR(t - 1)$ where $list = inv(MO2)$

For i in range(1,len(MO2)):

i. Remaining power to dispatch among the different technologies:

$$\Delta P = CR(t) - \sum_{j=i}^{len(list)} P_{limit}(list[j], t - 1) - \sum_{j=1}^{i-1} P(list[j], t) \quad (4)$$

ii. Saturation according to the availability:

$$P(list[i], t) = P_{limit}(list[i], t - 1) + \Delta P$$

except if $P_{limit}(list[i], t - 1) + \Delta P < P_{min}(list[i], t)$ (resp. $> P_{max}(list[i], t)$)

where $P(list[i], t) = P_{min}(list[i], t)$ (resp. $P_{max}(list[i], t)$)

2.2.3. Classement des groupes de technologie en « Merit-order »

Nous considérons les centrales par groupes agrégés de même technologie. Cependant, modéliser à une échelle plus fine certains groupes permet de retranscrire plus précisément le fonctionnement du système. Compte tenu du faible nombre d'unités du groupe charbon (5 en 2018) mais de son fort impact, il est subdivisé en 5 groupes de 585 MW. Les centrales CCGT étant interchangeables avec les centrales charbon selon leur coût variable respectif, ce groupe est également subdivisé en 4 groupes de 585 MW et un groupe de base. Enfin, une partie des centrales nucléaires est piloté en suivi de charge. On partage donc ce groupe en un groupe de base et deux groupes flexibles de 1000 MW chacun. Dans le cadre de cet article, les « merit-order » constitués sont fixes. Cependant, les listes sont dépendantes des coûts marginaux des différentes unités de production. Il serait donc intéressant, en particulier pour les groupes de production fossile, d'envisager un classement dynamique pour le « Scheduling ». Afin de constituer

deux listes MO1 et MO2 respectivement pour le « scheduling » et le « dispatch », deux indicateurs sont calculés avec les données de production $P^{RTE}(tech, t)$ pour l'année 2018. L'indicateur 1 (éq. 6) relatif au « scheduling » (MO1) quantifie la fréquence à laquelle les unités d'un groupe sont activées (proche de 1 signifiant des activations fréquentes). L'indicateur (éq. 7) relatif au Dispatch (MO2) représente la réactivité des unités (proche de 1 pour la base et de 0 pour la pointe). D_{tech} représente l'ensemble des journées où le moyen de production tech est activé (puissance supérieure à 20 MW).

$$Indic_1(tech) = \frac{1}{365} \cdot \sum_{d \in 2018} \frac{\max_{t \in d}(P^{RTE}(tech, t))}{\max_{t \in d}(P_{dispo}(tech, t))} \quad (6)$$

$$Indic_2(tech) = \frac{1}{24 \cdot \text{len}(D_{tech})} \sum_{d \in D_{tech}} \int_{t \in d} \frac{P^{RTE}(tech, t)}{\max_{t \in d}(P^{RTE}(tech, t))} \quad (7)$$

2.3. CALCUL DU MIX MARGINAL DU CHAUFFAGE EN FRANCE

Le mix marginal électrique d'un usage correspondant à la différence entre le mix avec et sans cet usage, il est nécessaire de déterminer la courbe de charge du chauffage. Nous faisons l'hypothèse que 100 000 nouveaux logements sont équipés d'une PAC pour se chauffer. Le besoin annuel moyen par logement est estimé à 3000 kWh (consommation théorique d'un bâtiment RT 2012 plus les pertes d'émission, de régulation et de distribution). Seule la thermosensibilité et non la temposensibilité ni l'effet du rayonnement solaire sur cet usage seront considérés : la demande de chauffage est donc ici proportionnelle à l'écart entre la moyenne glissante des dernières 24 heures de la température nationale (moyenne géographique) (ENEDIS 2020) et la température d'activation du chauffage (12°C). La consommation d'une PAC air-eau est obtenue en utilisant un COP, lui-même dépendant de la température extérieure et calculé à l'aide de la Méthode Th-BCE. On considère une température aval constante de 32,5°C et un COP de référence de 3 pour une température extérieure de 7°C.

3. RESULTATS

3.1. VALIDATION DU MODELE ELECTRIQUE

L'erreur quadratique moyenne (RMSE) et le coefficient de corrélation (CORR) entre les niveaux de productions constatés dans les données RTE et le modèle sont renseignées dans le tableau 1. Un coefficient de corrélation proche de 1 indique que les variations du groupe de technologie sont correctement modélisées, tandis que l'erreur quadratique moyenne permet de quantifier les écarts de la modélisation. Les moyens de productions apparaissant en premier dans les « merit-order » sont bien corrélés tandis que les moyens de pointe (les groupes TAC) souffrent des erreurs réalisées sur les moyens de production apparaissant plus tôt dans le « Merit-order ». Ces derniers représentent à l'année une faible part de l'énergie totale produite, l'impact des incertitudes pourrait donc être négligeable au regard de l'objectif du modèle. Cela devra tout de même être vérifié. L'erreur des groupes Gaz CCG, Charbon et Fioul-autres s'explique également par les fluctuations des prix marginaux de ces unités qui ne sont pas pris en compte dans ce modèle. Ainsi, si la production agrégée modélisée de ces 3 groupes est correcte, la répartition entre ces 3 groupes peut-elle être approximative.

	Nucléaire	Hydraulique	Pompage	Gaz CCG	Charbon	Fioul autres	Gaz TAC	Fioul TAC
RMSE (MW)	841	675	789	904	412	125	66	130
CORR	0.99	0.93	0.85	0.88	0.78	0.78	0.17	0.49

Tableau 1: Validation du modèle du système électrique français pour l'année 2018.

3.2. VALIDATION DU CONTENU CARBONE MOYEN

L'observation du contenu carbone moyen des moyens de production pilotables (Figure 2) permet de vérifier le comportement général du modèle et de relativiser les erreurs observées dans la partie précédente au regard de l'impact carbone de chaque technologie. En effet, une erreur importante sur un moyen de production peu utilisé au cours de l'année ou ayant un faible contenu carbone sera moins importante que pour un moyen de production fortement carboné. Le contenu carbone moyen d'une technologie au pas de temps t est obtenu en multipliant la puissance produite à ce pas de temps par la contribution de chaque filière estimée par RTE pour l'outil *eco2mix* (valeurs utilisées pour les données consolidées définitives) (RTE 2020a). Le coefficient de corrélation entre les émissions calculées avec le modèle et avec les données RTE est de 0.93 et l'erreur moyenne de $-86 \text{ tCO}_{2\text{eq}}$. Les ordres de grandeur pour le contenu carbone sont cohérents avec les valeurs calculées directement avec les puissances de production fournies par RTE et les dynamiques globales du système semblent être respectées.

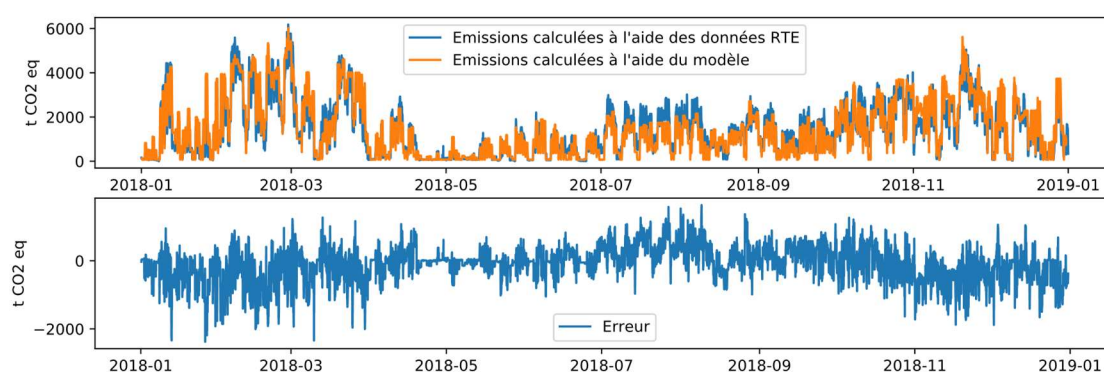


Figure 2: Comparaison des résultats obtenus pour le calcul des émissions de CO_2 dues à la production d'électricité calculées avec le modèle et à partir des données RTE.

3.3. MIX MARGINAL DE L'ELECTRIFICATION

La Figure 3 présente le mix marginal pour l'ajout de 100 000 PAC en France calculé pour le début de l'année 2018. Fonctionnant sur des réserves limitées et utilisées en totalité, la production hydraulique ne peut-être marginale mais constitue pourtant 5% de la marginalité modélisée. L'inclusion dans le modèle de la conservation de l'énergie hydraulique permettra de répartir cette part de la marginalité sur les autres moyens de production. La production des centrales nucléaires (26% de la marginalité annuelle) est majoritairement modifiée durant les creux de consommation: leur production diminue moins lorsqu'elles doivent s'ajuster à la baisse. Enfin, 69% de la marginalité est attribuée à des moyens carbonés, avec 44% pour les CCGT, 14% pour le charbon et 8% pour le groupe « Fioul – autres ». L'analyse du détail des résultats permet de réaliser une première estimation du temps de fonctionnement de la chaudière à presque un quart du temps de chauffage à l'année.

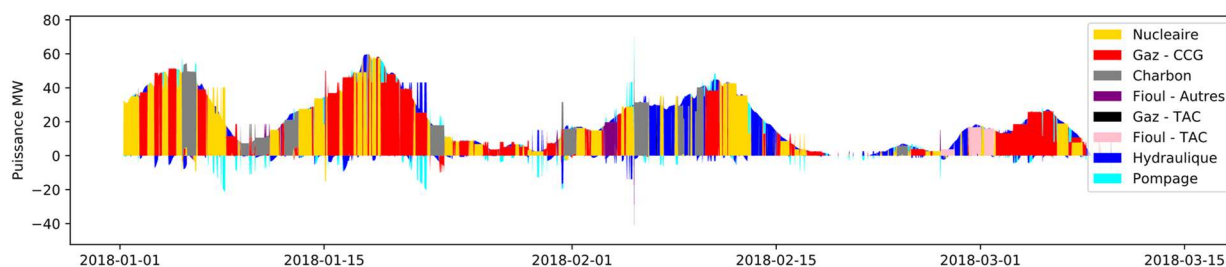


Figure 3: Mix électrique marginal pour l'installation de 100 000 PAC au début de l'année 2018

4. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Nous avons développé un modèle du système électrique français. Ce dernier a été validé pour l'année 2018 puis utilisé afin d'estimer les moyens marginaux répondant à l'installation de 100 000 PAC en France en logements neufs. Cela a aussi permis d'estimer que durant l'année 2018, un système hybride aurait été alimenté presque un quart du temps par du gaz avec un pilotage en fonction des émissions de GES. Il est donc possible d'éviter des émissions de GES par l'ajout et le pilotage d'appoints gaz à des PAC électriques. Le modèle actuel ne prend cependant pas encore en compte la marginalité liée aux échanges d'énergie frontaliers qui pourraient faire évoluer ce résultat. Aussi, ce modèle suppose que la disponibilité des centrales n'est pas affectée par une variation de la demande. Cette hypothèse devra être vérifiée, en particulier pour des projections à long terme. De plus, une étude de sensibilité devra être menée pour s'assurer de la fiabilité du modèle du système électrique. En effet, bien que mix moyen modélisé ait été validé, il faudra s'assurer de son fonctionnement en marginal. Enfin, l'implémentation de la gestion effective des chaudières au moment opportun en prenant en compte l'ensemble des contraintes techniques et économiques devra être étudié.

5. BIBLIOGRAPHIE

- Bettle, R, C H Pout, et E R Hitchin. 2006. « Interactions between electricity-saving measures and carbon emissions from power generation in England and Wales ». *Energy Policy* 34: 3434-46. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.07.014>.
- Cany, C. 2017. « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité ». Université Paris-Saclay.
- Clauß, J., S. Stinner, C. Solli, K. Byskov Lindberg, H. Madsen, et L.t Georges. 2019. « Evaluation Method for the Hourly Average CO₂eq. Intensity of the Electricity Mix and Its Application to the Demand Response of Residential Heating ». *Energies* 12 (7): 1-25. <https://doi.org/10.3390/en12071345>.
- Corradi, O. 2020. « Estimating the marginal carbon intensity of electricity with machine learning ». <https://www.tmrow.com/blog/marginal-carbon-intensity-of-electricity-with-machine-learning/>. 2020.
- Delarue, E, D Cattrysse, et W D'Haeseleer. 2013. « Enhanced priority list unit commitment method for power systems with a high share of renewables ».
- Delarue, E. 2009. *Modeling electricity generation systems. Development and application of electricity generation optimization and simulation models, with particular focus on CO₂ emissions*.
- ENEDIS. 2020. « Données de température et de pseudo-rayonnement en J+2 ». 2020. <https://data.enedis.fr/explore/dataset/donnees-de-temperature-et-de-pseudo-rayonnement/information/>.
- ENTSOE. 2020. « Transparency Platform ». 2020. <https://transparency.entsoe.eu/>.
- Hawkes, A D. 2010. « Estimating marginal CO₂ emissions rates for national electricity systems ». *Energy Policy* 38 (10): 5977-87. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.053>.
- Morilhat, P, S Feutry, C Le Maitre, et J Melaine Favennac. 2019. « Nuclear Power Plant flexibility at EDF ».
- Péan, T Q, J Salom, et J Ortiz. 2018. « Environmental and Economic Impact of Demand Response Strategies for Energy Flexible Buildings ». In *BSO 2018*, 277-83.
- Roux, C., P. Schalbart, et B. Peuportier. 2017. « Development of an electricity system model allowing dynamic and marginal approaches in LCA—tested in the French context of space heating in buildings ». *International Journal of Life Cycle Assessment* 22 (8): 1177-90. <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1229-z>.
- RTE. 2015. « Registre des installations de production raccordées au réseau public de transport d'électricité ».
- . 2018. « Bilan électrique 2018 ». *RTE Bilan électrique 2018*.
- . 2020a. « Les émissions de CO₂ par kWh produit en France ». 2020. <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-emissions-de-co2-par-kwh-produit-en-france>.
- . 2020b. « Téléchargement de données ». 2020. <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>.
- Zheng, Z., F. Han, F. Li, et J. Zhu. 2015. « Assessment of Marginal Emissions Factor in Power Systems Under Ramp-Rate Constraints » 1 (4): 37-49.