



**MASTER Mention Transport, Mobilités, Réseaux
Parcours
TRANSPORT ET DÉVELOPPEMENT DURABLE**

17° PROMOTION (2021)

MISSION PROFESSIONNELLE DE FIN D'ÉTUDES

FOISSAUD

Nicolas

**MODELISATION DU FACTEUR D'EMISSION
DE LA CONSOMMATION FRANCAISE D'ELECTRICITE**

Union Française de l'Electricité
3 rue du 4 Septembre
75002, PARIS 2

Composition du jury

Président : Monsieur Emeric FORTIN

Tuteur professionnel : Monsieur Mathias LAFFONT

Tuteur académique : Monsieur Philippe QUIRION

Confidentialité :

Pas de confidentialité

3 ans

5 ans

10 ans

15 ans

20 ans

BORDEREAU D'IDENTIFICATION

AU teur(s)	FOISSAUD Nicolas
PROM otion	TRANSPORT ET DEVELOPPEMENT DURABLE 17° PROMOTION
TIT re	MODELISATION DU FACTEUR D'EMISSION DE LA CONSOMMATION FRANCAISE D'ELECTRICITE
ENC adrement	
ACC ueil	UFE (Paris), LAFFONT (M.)
DP	04/02/2022
SO urce	Paris, ENPC, 2022, 80 p, 2 ann, fig. (33) bibliogr. (27)

ABSTRACT
= résumé

Le facteur d'émissions de la consommation d'électricité française fait l'objet de nombreuses idées reçues. En particulier, lors des périodes de forte consommation, le facteur d'émissions associé serait alors plus élevé que lors des périodes de plus faible consommation. Cette thèse ne fait pourtant pas consensus et justifie l'intérêt que porte l'UFE à la réalisation d'une étude. Si une première investigation a montré que, par la mise en œuvre d'une régression linéaire, il n'y avait pas de corrélation entre le niveau de production et le niveau du facteur d'émissions de la consommation, elle n'a pas permis d'en identifier les causes. Les travaux menés dans le cadre de ce mémoire consistent donc à répondre à la question suivante : « *Pourquoi les seuls niveaux de consommation ne suffisent-ils pas à expliquer l'évolution du facteur d'émissions de la consommation ?* ». Ils mettront en œuvre une approche systémique, au premier rang de laquelle se trouvent les notions économiques de marché de l'énergie et de « merit-order », qui régissent les échanges et l'appel aux modes de production sur le territoire national. Grâce aux données horaires de consommation, de production par mode, d'imports et d'exports, le facteur d'émissions de la consommation sera ensuite calculé selon une méthodologie considérant une clé de répartition spécifique entre la production et les imports. Dénommée « pass-through », elle arbitre entre la quantité d'imports réexportés et celle affectée à la consommation. Le premier niveau d'analyse des séries temporelles de chacune de ces précédentes quantités, destiné à mesurer leurs niveaux de contribution respective, émettra deux postulats : *un niveau de consommation élevé (et respectivement faible) n'implique pas nécessairement un niveau de facteur d'émissions élevé (et respectivement faible) (1) ; un niveau élevé (et respectivement faible) du facteur d'émissions n'implique pas nécessairement un fort (et respectivement faible) niveau de consommation (2)*. Une seconde analyse, numérique, démontrera ces postulats en confrontant directement les ensembles de plus forts facteurs d'émissions et de plus forts niveaux de consommation par l'étude de leur niveau d'intersection. Le contenu de cette dernière sera analysé au moyen de méthodes de clusterisation qui mettront en évidence des structures types de situations de production, consommation, imports, exports et facteurs d'émissions associés. L'analyse de celles-ci montrera que ce sont davantage les notions de marchés qui pilotent les facteurs d'émissions de la consommation que ledit niveau de consommation seul.

The emission factor of French electricity consumption is the subject of many preconceived ideas. Therefore, during high consumption periods, the associated emission factor would be higher than during lower consumption periods. This thesis has not been demonstrated and justifies UFE's interest in conducting a study. Although an initial investigation showed by implementing a linear regression that there is no correlation between the level of production and the level of the emission factor of consumption, it did not allow to identify the causes. The work carried out in this study therefore consists of answering the following question: "Why are consumption levels alone not sufficient to quantify the trend in the consumption emission factor?". A systemic approach will be used, considering the economic notions of energy market and merit-order, which govern the exchanges and the call for production modes on the national territory. Using hourly data on consumption, production by mode, imports and exports, the emission factor for consumption will then be calculated using a methodology that considers a specific key distribution for allocating production and imports to the consumption. Called "pass-through", it balances the quantity of re-exported imports against the quantity allocated to consumption. The first level of analysis on the time series of each previous quantities will conclude with two postulates: *a high (or low) level of consumption does not necessarily imply a high (or low) level of emission factor (1); a high (or low) level of emission factor does not necessarily imply a high (or low) level of consumption (2)*. A second numerical analysis will prove these postulates by directly confronting the sets of highest emission factors and highest consumption levels by studying their intersections. The content of these ones will be analyzed by using clustering methods that will highlight typical structures of production, consumption, import, export situations and associated emission factors. The analysis will show that it is more the notions of markets that drive the emission factors of consumption than the consumption level alone.

Mots clefs : Energie, électricité, facteur d'émissions, consommation, décarbonation, analyse scientifique, marché de l'énergie

Key words : Energy, electricity, emission factor, consumption, decarbonation, scientific analysis, energy market

Résumé

Le facteur d'émissions de la consommation d'électricité française fait l'objet de nombreuses idées reçues. En particulier, lors des périodes de forte consommation, le facteur d'émissions associé serait alors plus élevé que lors des périodes de plus faible consommation. Cette thèse ne fait pourtant pas consensus et justifie l'intérêt que porte l'UFE à la réalisation d'une étude. Si une première investigation a montré que, par la mise en œuvre d'une régression linéaire, il n'y avait pas de corrélation entre le niveau de production et le niveau du facteur d'émissions de la consommation, elle n'a pas permis d'en identifier les causes. Les travaux menés dans le cadre de ce mémoire consistent donc à répondre à la question suivante : « *Pourquoi les seuls niveaux de consommation ne suffisent-ils pas à expliquer l'évolution du facteur d'émissions de la consommation ?* ». Ils mettront en œuvre une approche systémique, au premier rang de laquelle se trouvent les notions économiques de marché de l'énergie et de « merit-order », qui régissent les échanges et l'appel aux modes de production sur le territoire national. Grâce aux données horaires de consommation, de production par mode, d'imports et d'exports, le facteur d'émissions de la consommation sera ensuite calculé selon une méthodologie considérant une clé de répartition spécifique entre la production et les imports. Dénommée « pass-through », elle arbitre entre la quantité d'imports réexportés et celle affectée à la consommation. Le premier niveau d'analyse des séries temporelles de chacune de ces précédentes quantités, destiné à mesurer leurs niveaux de contribution respective, émettra à deux postulats : *un niveau de consommation élevé (et respectivement faible) n'implique pas nécessairement un niveau de facteur d'émissions élevé (et respectivement faible) (1) ; un niveau élevé (et respectivement faible) du facteur d'émissions n'implique pas nécessairement un fort (et respectivement faible) niveau de consommation (2)*. Une seconde analyse, numérique, démontrera ces postulats en confrontant directement les ensembles de plus forts facteurs d'émissions et de plus forts niveaux de consommation par l'étude de leur niveau d'intersection. Le contenu de cette dernière sera analysé au moyen de méthodes de clusterisation qui mettront en évidence des structures types de situations de production, consommation, imports, exports et facteurs d'émissions associés. L'analyse de celles-ci montrera que ce sont davantage les notions de marchés qui pilotent les facteurs d'émissions de la consommation que ledit niveau de consommation seul.

Mots clefs : Energie, électricité, facteur d'émissions, consommation, décarbonation, analyse scientifique, marché de l'énergie

Abstract

The emission factor of French electricity consumption is the subject of many preconceived ideas. Therefore, during high consumption periods, the associated emission factor would be higher than during lower consumption periods. This thesis has not been demonstrated and justifies UFE's interest in conducting a study. Although an initial investigation showed by implementing a linear regression that there is no correlation between the level of production and the level of the emission factor of consumption, it did not allow to identify the causes. The work carried out in this study therefore consists of answering the following question: "Why are consumption levels alone not sufficient to quantify the trend in the consumption emission factor?". A systemic approach will be used, considering the economic notions of energy market and merit-order, which govern the exchanges and the call for production modes on the national territory. Using hourly data on consumption, production by mode, imports and exports, the emission factor for consumption will then be calculated using a methodology that considers a specific key distribution for allocating production and imports to the consumption. Called "pass-through", it balances the quantity of re-exported imports against the quantity allocated to consumption. The first level of analysis on the time series of each previous quantities will conclude with tow postulates: *a high (or low) level of consumption does not necessarily imply a high (or low) level of emission factor (1); a high (or low) level of emission factor does not necessarily imply a high (or low) level of consumption (2)*. A second numerical analysis will prove these postulates by directly confronting the sets of highest emission factors and highest consumption levels by studying their intersections. The content of these ones will be analyzed by using clustering methods that will highlight typical structures of production, consumption, import, export situations and associated emission factors. The analysis will show that it is more the notions of markets that drive the emission factors of consumption than the consumption level alone.

Key words : Energy, electricity, emission factor, consumption, decarbonation, scientific analysis, energy market

Sommaire

Préambule	11
Introduction	12
1. Structure du système électrique : infrastructures, acteurs et marché	13
1.1. <i>Le système électrique : infrastructures et acteurs</i>	13
1.2. <i>Le marché de gros de l'électricité</i>	14
1.2.1. Définition du marché de gros.....	14
1.2.2. Structure du marché : produits échangés et prix associés.....	14
1.2.3. Structure du marché de produits SPOT : les échanges internationaux	15
1.2.4. Quantification des échanges européens sur chaque structure de marché.....	16
1.2.5. Synthèse	18
1.3. <i>Equilibre offre-demande</i>	18
1.3.1. Enjeux de sécurité.....	18
1.3.2. La responsabilité d'équilibre	18
1.3.3. Les mécanismes de gestion de l'équilibre du système électrique	19
1.4. <i>Dépassement</i>	21
2. Préambule à l'analyse du facteur d'émissions de la consommation d'électricité française	23
2.1. <i>Revue de la littérature des méthodes de calcul</i>	23
2.1.1. Les méthodes de comptabilité des émissions associées à la consommation	23
2.1.2. Difficultés et enjeux de la comptabilité des imports	23
2.1.3. Les autres méthodes de détermination du facteur d'émissions de la consommation.....	25
2.2. <i>Méthode de calcul du facteur d'émissions de la consommation</i>	26
2.2.2. Données à disposition	26
2.2.3. Méthode de calcul	28
3. Analyse en séries temporelles de l'évolution pluriannuelle des données brutes	36
3.1. <i>Méthode de l'analyse</i>	36
3.2. <i>Analyse</i>	38
3.2.2. Production, imports, exports et consommation	38
3.2.3. Production : mix électriques français et frontaliers et facteurs d'émissions associés.....	41
3.2.4. Agrégation des quantités produites annuelles par mode et par pays.....	52
3.2.5. Imports commerciaux français.....	55
3.2.6. Facteur d'émissions de la consommation française	57
3.2.7. Synthèse des postulats	60
4. Analyse numérique	61
4.1. <i>Intersection des ensembles de niveaux de consommation et de niveaux de facteur d'émissions</i>	61
4.2. <i>Etude du contenu de l'intersection</i>	65
4.2.2. Classification automatique des données.....	65
4.2.3. Application de la méthode des K-moyens à l'échantillon de données intersectées.....	66
4.2.4. Résultats de la classification.....	67
4.3. <i>Synthèse et dépassement</i>	71
Conclusion	72
Annexes	73
Bibliographie	78

Table des figures

Figure 1 : Illustration du principe de fonctionnement du merit-order du marché de gros de l'électricité.....	15
Figure 2 : Impacts sur l'ordre de mérite de la zone exportatrice A en raison des importations réalisées par la zone importatrice B.....	16
Figure 3 : Volumes échangés sur les marchés de gros (EEX, EPEX Spot, NordPool, échanges gré-à-gré et intermédié via courtiers) selon la maturité des produits	17
Figure 4 : Volumes de produits à terme échangés sur la bourse EEX et sur les courtiers de marché.....	17
Figure 5 : Schéma explicatif de la situation considérée au paragraphe 2.1.2.2.....	24
Figure 6 : Séries temporelles de la production française, des imports et des exports français et de la consommation française échantillonnées au pas de temps horaire	38
Figure 7 : Nombre de dépassements de la consommation sur la production par mois et par année	38
Figure 8 : Dépassement en énergie de la consommation sur la production par mois et par année.....	39
Figure 9 : Représentation des quantités françaises produites, importées et exportées pour les périodes annuelles, chauffe et hors-chauffe des années 2016, 2017, 2018 et 2019	40
Figure 10 : Représentation des valeurs horaires moyennes de production, d'imports, d'exports et de consommation pour les périodes annuelles, chauffe et hors-chauffe des années 2016, 2017, 2018 et 2019	41
Figure 11 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité française par mode.....	42
Figure 12 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité française	43
Figure 13 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de l'Espagne par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019.....	44
Figure 14 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de l'Espagne du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	44
Figure 15 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de la zone CWE par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	46
Figure 16 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de la zone CWE du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	47
Figure 17 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de la Grande-Bretagne par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	48
Figure 18 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de la Grande-Bretagne par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	49
Figure 19 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de l'Italie par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019.....	50
Figure 20 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de l'Italie du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	51
Figure 21 : Production par mode de chaque zone et pour les années 2016 à 2019	52
Figure 22 : Production par mode de chaque zone en part de production pour les années 2016 à 2019	53
Figure 23 : Facteurs moyens d'émission de chaque zone pour les périodes annuelles, chauffe et hors chauffe ...	54
Figure 24 : Série temporelle au pas de temps horaire des imports réalisés auprès des zones frontalières	55
Figure 25 : Imports réalisés auprès de chaque zone de marché frontalière au pas de temps horaire en proportion du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019	55
Figure 26 : Imports horaires moyens réalisés auprès des zones frontalières pour les périodes annuelles, chauffe et hors chauffe	56
Figure 27 : Série temporelle du facteur d'émissions de la consommation d'électricité française	57
Figure 28 : Séries temporelles du niveau de consommation, de la température moyenne nationale calculée et des moyennes mobiles d'ordre 255	58
Figure 29 : Série temporelle du taux de différence entre le facteur d'émissions de la consommation et le facteur d'émissions de la production relativement au niveau du facteur d'émissions de la consommation	59
Figure 30 : Graphique du taux d'intersection des ensembles de niveau de consommation et de niveau de facteurs d'émissions, rangés par ordre décroissant, selon leur dimension.....	62
Figure 31 : Monotones des niveaux de consommation (vert) et des niveaux de facteurs d'émissions de la consommation (rouge).....	63
Figure 32 : Graphique du taux d'intersection des ensembles de niveau de consommation et de niveau de facteurs d'émissions, rangés par ordre croissant, selon leur dimension.....	64
Figure 33 : Evolution du coefficient de silhouette pour la détermination du nombre optimal de groupe à constituer	67

Table des tableaux

Tableau 1 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE et énergies d'équilibrage activées	20
Tableau 2 : Caractéristiques numériques des années étudiées.....	26
Tableau 3 : Source de production des données de production par source répertoriées ENTSO-E et facteurs d'émissions associés.....	27
Tableau 4 : Statistiques relatives à la différence entre la consommation théorique et la consommation corrigée	30
Tableau 5 : Dates et valeurs d'atteinte des extrema de la production, de la consommation, des imports et exports	39
Tableau 6 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production française.....	43
Tableau 7 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone Espagne	45
Tableau 8 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone CWE	47
Tableau 9 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone Grande-Bretagne	49
Tableau 10 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone Italie du Nord	51
Tableau 11 : Statistiques portant sur la quantité horaire d'imports réalisés auprès de chaque zone et pour chaque période	56
Tableau 12 : Résumé des caractéristiques déduites de l'analyse des courbes du taux d'intersection et des monotones selon la dimension des ensembles	64
Tableau 13 : Résumé des caractéristiques déduites de l'analyse des courbes du taux d'intersection et des monotones selon la dimension des ensembles	65
Tableau 14 : Statistiques conventionnelles des échantillons de données classifiées.....	66
Tableau 15 : Dimension des groupes constitués à partir de l'application de la procédure de classification K-moyens à l'échantillon de l'intersection des ensembles des 5000 plus forts niveaux de consommation et de plus forts facteurs d'émissions de la consommation.....	67
Tableau 16 : Combinaisons caractéristiques moyennes de chaque groupe créé par la procédure de classification K-moyens.....	68
Tableau 17 : Distribution mensuelle des combinaisons classées dans chaque groupe.....	70
Tableau 18 : Distribution horaire des combinaisons classées dans chaque groupe.....	70

Table des équations

Équation 1 : Equilibre horaire consommation - production - imports – exports	29
Équation 2 : Expression du facteur d'émissions horaire du mix de production électrique de la zone j	30
Équation 3 : Expression du facteur d'émissions horaire du mix de production électrique de la France	30
Équation 4 : Expression du facteur d'émissions horaire des imports français.....	30
Équation 5 : Expression de la quantité d'imports réexportés (cas 1 : part des imports).....	32
Équation 6 : Expression de la quantité d'électricité importée et consommée (cas 1 : part des imports).....	32
Équation 7 : Expression de la quantité d'imports réexportés (cas 2 : exports seuls)	33
Équation 8 : Expression de la quantité d'électricité importée et consommée (cas 2 : exports seuls)	33
Équation 9 : Equilibre horaire consommation - production - imports – exports intégrant le pass-through.....	33
Équation 10 : Inégalité de comparaison entre les imports réexportés et les exports dans le cas de la condition 1	33
Équation 11 : Expression de la consommation restante hors imports consommés dans le cas de la condition 1 ..	33
Équation 12 : Egalité entre les imports réexportés et les exports dans le cas de la condition 2	34
Équation 13 : Expression de la consommation restante hors imports consommés dans le cas de la condition 2 ..	34
Équation 14 : Expression de la quantité d'électricité produite et consommée	34
Équation 15 : Expression de la quantité d'électricité produite et exportée	34
Équation 16 : Expression du facteur d'émissions horaire de la consommation	34
Équation 17 : Expression du facteur d'émissions horaire des exports	34
Équation 18 : Expression développée du facteur d'émissions de la consommation	36
Équation 19 : Expression développée du facteur d'émissions de la consommation.....	57
Équation 20 : Taux de variation du facteur d'émissions de la consommation selon le facteur d'émissions de la production.....	59
Équation 21 : Expression de la formulation de l'inertie totale, selon l'inertie interclasse et l'inertie intraclasse Méthode des K-moyens	74
Équation 22 : Formulation de l'étape d'assignation de la méthode des K-moyens.....	75
Équation 23 : Formulation de la revalorisation du barycentre du groupe i formé entre les itérations 1 et 2	75
Équation 24 : Expression du coefficient de silhouette	75
Équation 25 : Formulation de l'expression du centre de gravité de la réunion de deux classes, selon leurs centres de gravité et leurs poids respectifs.....	76
Équation 26 : Formulation de l'expression de la variation de l'inertie interclasse	76
Équation 27 : Formulation canonique de la variation de l'inertie interclasse.....	77

Liste des acronymes

TraDD :	Transport et Développement Durable
UFE :	Union Française de l'Electricité
GIEC :	Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat
SNBC :	Stratégie Nationale Bas Carbone
PPE :	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
LTECV :	Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte
AMS :	Avec Mesures Supplémentaires (Scénario du Ministère de la Transition Ecologique)
EU ETS :	European Union Emissions Trading System
EnR :	Energies Renouvelables
EnR&R :	Energies Renouvelables & de Récupération
CITEPA :	Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique
ELD :	Entreprises Locales de Distribution
UNELEG :	Union Nationale des Entreprises Locales d'Electricité et de Gaz
HTA :	Haute-Tension A (Poste de)
HTB :	Haute-Tension B (Poste de)
CWE :	Central West Europe
ARENH :	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
NOME :	Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité (Loi de la)
RE :	Responsable d'Equilibre
FCR :	Frequency Containment Reserves
aFRR :	automatic Frequency Containment Reserves
mFRR :	manuel Frequency Containment Reserves
CRE :	Commission de la Régulation de l'Energie
AIE :	Agence Internationale de l'Energie
STEP :	Système de Transfert d'Energie par Pompage
CAH :	Classification Ascendante Hiérarchique

Préambule

« Les scientifiques observent l'évolution du climat dans toutes les régions de la planète et dans l'ensemble du système climatique. [...] Toutefois, des réductions fortes et soutenues des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) et d'autres gaz à effet de serre permettraient de limiter le changement climatique. » mentionne le *Groupe Intercontinental d'Experts pour le Climat* (GIEC), au sein du premier volet de son sixième rapport d'évaluation (2021). Celui-ci expose que les émissions de gaz à effet de serre dues aux activités humaines ont en effet induit une augmentation de la température terrestre de 1,1 °C depuis la période préindustrielle et conclut que la température mondiale devrait atteindre ou franchir le seuil de 1,5 °C au cours des 20 prochaines années. En l'absence de mises en œuvre d'actions politiques concrètes et adaptées, les impacts associés au dépassement de l'objectif conditionnel fixé par l'Accord de Paris (2015) plongeraient alors les modes de vies de certains territoires dans une difficulté sans pareille et ce de façon irréversible, selon les conclusions du rapport du GIEC.

Au cours des cinq dernières années, l'ambition des politiques climatiques des états européens s'est alors renforcée. Sur le plan international, l'Union européenne s'est engagée à la neutralité carbone dans la loi Climat pour l'Europe (juillet 2021) et révisé ses trajectoires, portant désormais à 55 %¹ l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2030, contre 40 % initialement. Avant l'engagement au niveau continental, la France s'était également engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de « seulement » 40 % entre 1990 et 2030 au travers de la loi Energie-Climat (novembre 2019). Dans ce même texte figure l'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050, en divisant par un « facteur supérieur à 6 » les émissions territoriales par rapport aux niveaux de 1990. Face à l'inertie des politiques climatiques, ces nouvelles ambitions justifient le besoin de mettre en œuvre une vision stratégique claire et ambitieuse à court et moyen termes. La *Stratégie Nationale Bas Carbone* (SNBC) et la *Programmation Pluriannuelle de l'Energie* (PPE), introduites pour la première fois en 2015 par la *Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte* (LTECV), ont ainsi été révisées en 2020, sur la base des travaux menés par le Ministère de la Transition Ecologique et vont l'être de nouveau d'ici 2023. Pour permettre à la France d'être en phase avec ses nouveaux objectifs climatiques et énergétiques à horizon 2030 et 2050, le scénario « avec mesures supplémentaires » (dit AMS et référence de ces projets de révisions), propose une combinaison de différents leviers sectoriels supplémentaires à mettre en place. Ils allient à la fois **sobriété, efficacité énergétique** ainsi que **reports d'usages vers les vecteurs énergétiques les moins carbonés**, comme la biomasse en usage direct ou indirect, les réseaux d'*Energie Renouvelables et de Récupération* (EnR&R) ou encore **l'électricité**.

Selon la trajectoire AMS de la SNBC, la part qu'occupe la consommation d'électricité dans la consommation totale d'énergie finale est amenée à évoluer de 27 % à l'heure actuelle (soit 430 TWh), à 55 % à horizon 2050 (soit 510 TWh). Les scénarios de références de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » (2021) de l'entreprise RTE tablent sur une consommation finale d'électricité en 2050 égale à 645 TWh et proposent des variantes « sobriété » et « réindustrialisation profonde », pour lesquelles les niveaux de consommation considérés sont respectivement égaux à 555 TWh et 745 TWh. Ces scénarios prévoient donc tous une augmentation de la consommation d'électricité, en valeur absolue mais surtout en part de consommation dans l'énergie finale, en raison de la diminution de la consommation totale d'énergie finale à cet horizon.

Si la France compte autant sur une stratégie fondée sur la transition énergétique pour limiter le réchauffement climatique, c'est parce que les émissions de gaz à effet de serre proviennent en grande majorité de la consommation d'énergie. En effet, 70 % des émissions anthropiques de l'année 2018 en France sont dues à l'utilisation ou à la production d'énergie, d'après les chiffres du *centre technique de référence en matière de pollution atmosphérique et de changement climatique* (CITEPA). Les précédentes perspectives d'augmentation de la consommation d'électricité sont ainsi à mettre en perspective des émissions de CO₂ y étant associées. D'après les calculs effectués dans le cadre du présent mémoire, la consommation française d'électricité est responsable en 2018 de près de 27 MtCO₂ équivalent, soit environ 5 % des émissions totales émises sur l'année 2018. Si le faible contenu carbone de l'électricité française justifie en partie la décision d'entreprendre une électrification massive des usages, il est cependant nécessaire de l'étudier de manière détaillée et de comprendre les déterminants qui régissent son évolution. Ce présent projet de fin d'études vise ainsi à fournir une analyse détaillée du facteur d'émissions de la consommation française d'électricité (c'est-à-dire les émissions de CO₂ par kWh d'électricité consommé) et à rendre compte des mécanismes qui conditionnent sa variation, à l'heure où la question du choix du mix énergétique occupe une place importante dans le contexte de la future élection présidentielle.

¹ Paquet « Fit-for-55 » européen

Introduction

Dans l'optique d'atteindre la neutralité carbone, les scénarios d'évolution du mix énergétique français prévoient une augmentation de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale. Pourtant, l'évolution du facteur d'émissions de la consommation d'électricité fait l'objet de diverses controverses dans l'opinion publique. Il serait ainsi plus élevé lors des périodes de forte consommation, à cause d'un plus fort recours aux modes de production carbonés français. On prête également à ces périodes de fortes consommations le fait que la France importerait auprès de ses frontières des quantités plus importantes d'électricité, venant affecter au mix de consommation français une empreinte carbone plus importante. Cette approche sous-tend que les niveaux de consommation à eux seuls permettent d'expliquer le niveau du facteur d'émissions de la consommation. Cette thèse, ne faisant pas consensus au sein du débat public, porte un message d'incohérence auprès de l'opinion publique au regard de l'électrification des usages à venir et justifie par son existence le besoin d'une analyse objective et claire du fonctionnement du système électrique. L'évolution de la réglementation concernant le bâtiment notamment et le contexte électoral plaçant le sujet de l'énergie au cœur des débats, l'Union Française de l'Électricité souhaite apporter des éléments de clarification et réaliser une analyse du facteur d'émissions de la consommation et de ses déterminants. Une première version de l'étude a montré qu'il n'existait pas de relation linéaire entre les niveaux de consommation et les facteurs d'émissions de la consommation. Si les régressions linéaires menées ont permis de conclure que les idées reçues étaient en partie infondées, elles n'ont pas permis d'identifier pourquoi les seuls niveaux de consommation n'expliquaient pas l'évolution du facteur d'émissions. Ainsi, pour compléter le propos, il sera posé, dans le cadre de ce stage de fin d'études, la question suivante : **Pourquoi les seuls niveaux de consommation ne suffisent-ils pas à expliquer l'évolution du facteur d'émissions de la consommation ?**

Dans un premier temps, il convient de rappeler que l'électricité, en tant que flux d'électrons, transite au sein d'un système européen interconnecté et complexe évoluant à l'équilibre à chaque instant. Grâce à la possibilité d'échanges accordée par le marché européen, la quantité d'électricité consommée par la France se compose d'une part d'électricité produite sur le territoire, ainsi que d'une part d'électricité importée auprès d'un ou de plusieurs pays voisins. Une étude de l'impact carbone de la consommation nécessite de fait une fine compréhension des mécanismes de marché, à l'origine de l'attribution des quantités d'énergies produites par les mix de production français et étrangers à ladite consommation. La présentation du fonctionnement du marché de gros de l'électricité, sur lequel producteurs et fournisseurs s'échangent les quantités produites par les mix de production français et étrangers, sera l'objet de la **première partie** du présent mémoire. Les données, hypothèses et méthodes de calcul du facteur d'émissions de la consommation seront présentées au sein de la **deuxième partie**.

La **troisième partie** de ce travail consistera en une analyse en séries temporelles du facteur d'émissions de la consommation et de ses déterminants. Elle est appuyée par des statistiques visant à informer le lecteur sur la constitution des échantillons de données ayant servi au calcul du facteur d'émissions. Elle mettra en évidence les différents mécanismes régissant le facteur d'émissions de consommation. Alors que ces mécanismes permettront d'expliquer en quoi le niveau de consommation seul ne suffit pas à expliquer l'évolution du facteur d'émissions, ils émettront également les postulats suivants : *un niveau de consommation élevé (et respectivement faible) n'implique pas nécessairement un niveau de facteur d'émissions élevé (et respectivement faible) ; un niveau élevé (et respectivement faible) du facteur d'émissions n'implique pas nécessairement un fort (et respectivement faible) niveau de consommation.*

A ce stade, ces démonstrations n'auront été conduites que sur la base d'analyses qualitatives. Il restera en effet à caractériser numériquement les mécanismes évoqués précédemment, afin d'apprécier dans quelles proportions les deux postulats précédents sont exacts. Au sein d'une **quatrième partie**, un second niveau d'analyse sera mené. Il confrontera directement les deux ensembles de données de niveaux de consommation et de facteurs d'émissions de la consommation (rangés dans l'ordre croissant), pour rendre compte de leur taux d'intersection. Cette première approche mettra en évidence des taux d'intersection faibles pour des tailles petites et moyennes d'ensembles. Afin d'étudier le contenu de l'intersection, une procédure de « clusterisation² » sera ensuite appliquée aux données intersectées (pour une taille d'ensemble choisie) et montrera qu'il existe des « structures types de combinaisons » de données de production, consommation, imports, exports et facteurs d'émissions associés, caractéristiques des niveaux élevés des facteurs d'émissions de la consommation.

² Le mot « clustering » est utilisé en sciences algorithmiques pour désigner la classification.

1. Structure du système électrique : infrastructures, acteurs et marché

1.1. Le système électrique : infrastructures et acteurs

La chaîne de valeur de l'électricité se décompose en quatre grandes étapes : production (1), transport (2), distribution (3) et fourniture (4).

La **production** d'électricité consiste à injecter sur le réseau l'électricité produite par les installations de production. Elle peut être d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne ou photovoltaïque), nucléaire ou thermique fossile (fioul, charbon, gaz). Contrairement à la production nucléaire, thermique fossile et hydraulique, les installations de production éolienne et photovoltaïque sont décentralisées, faiblement puissantes et présentent ainsi les caractéristiques techniques nécessaires pour être connectées au réseau de distribution. Si avec l'ouverture à la concurrence, EDF n'a plus le monopole de la production d'électricité en France, l'acteur historique assure la production de près de 90 % des volumes livrés en France³. La production résiduelle est assurée par une dizaine d'acteurs principaux⁴, ainsi que par de nombreuses entreprises opérant des installations de production éolienne et photovoltaïque.

L'électricité, une fois produite, est ensuite injectée (hors production renouvelable ou photovoltaïque) sur le réseau de **transport** d'électricité, exploité par l'entreprise RTE. La mission de ce réseau de transport consiste à déplacer l'électricité sur de longues distances et sur l'ensemble du territoire, depuis les installations de production électrique jusqu'aux postes de transformation Haute-Tension B (HTB⁵). C'est la deuxième étape de la chaîne de valeur de l'électricité. Pour ce faire, le réseau de transport d'électricité compte deux types d'infrastructures :

- **Le réseau de transport très haute tension (HTB 2)** : il transporte l'électricité en mode triphasé à des niveaux de tensions compris entre 225 kV et 400 kV depuis les installations de production électrique jusqu'à l'un des 2 200 transformateurs haute tension⁶. Elle y subira un premier abaissement de sa tension en vue d'être injectée sur le réseau haute tension.
- **Le réseau de transport haute tension, appelé également réseau de répartition (HTB 1)** : il transporte l'électricité à des niveaux de tensions compris entre 63 kV et 90 kV depuis les transformateurs haute tension jusqu'à différents types d'infrastructures. Ces dernières peuvent être des industriels, des gestionnaires d'infrastructures ferroviaires comme SNCF Réseau ou bien des transformateurs moyennes et basses tensions, en vue d'être injectée sur le réseau de distribution (dit « poste-source »).

En tant que régulateur du réseau de transport, l'entreprise RTE est responsable de l'équilibre physique du système électrique. Elle est également responsable du transport des quantités d'électricité échangées avec les zones de marché frontalières françaises, ainsi que de leur acheminement depuis les interconnexions vers le réseau de transport très haute-tension français.

Afin d'être acheminée vers la grande majorité des sites de consommation, l'électricité entre sur le réseau de **distribution**, opéré à 95 % par l'entreprise Enedis et à 5 % par les 128 Entreprises Locales de Distribution (ELD), rassemblées au sein de l'Union Nationale des Entreprises Locales d'Electricité et de Gaz (UNELEG). Ce réseau, mesurant près de 1,3 millions de kilomètres de lignes cumulées, se compose de 787 500⁷ postes de transformation Haute-Tension A (HTB A), ayant pour mission d'abaisser la tension de l'électricité de 63 kV à 20 kV ou 400 V, afin que cette dernière puisse être distribuée à l'ensemble des consommateurs. La distribution constitue la troisième activité de la chaîne de valeur de l'électricité.

Enfin, l'électricité distribuée est vendue aux consommateurs : c'est l'activité de **fourniture**, assurée par les entreprises commercialisant sur le marché de détail (également appelées « fournisseurs »), qui s'approvisionnent auprès des producteurs d'électricité, en France ou en Europe sur les marchés. Jusqu'à la fin des années 1990 et la

³<https://www.totalenergies.fr/particuliers/pourquoi-nous-choisir/fournisseur-d-electricite-et-de-gaz-le-guide/qui-sont-les-producteurs-d-electricite-en-france>

⁴ ENGIE, CNR, TotalEnergies, EPH, EnerCoop, SHM, Usine d'électricité de Metz, Albioma, Futuren

⁵ Poste Haute-Tension de catégorie B : installation électrique pour laquelle la tension excède 75 000 V.

⁶ <https://www.choisir.com/energie/articles/119183/le-transport-delectricite-en-france>

⁷ Rapport de la commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique – Rapport Aubert – 2019

déréglementation du secteur électrique sous l'impulsion de la Commission Européenne, EDF, née en 1946 de la réunion de la quasi-totalité des entreprises locales de distribution, avait un quasi-monopole de la chaîne de valeur de l'électricité. L'entreprise était donc unique producteur, transporteur, distributeur et fournisseur d'électricité auprès de ses différents clients. L'ouverture du marché s'est effectuée progressivement : elle naît en 1996 de la directive électricité du premier paquet énergie européen. Près de dix années plus tard, en 2007, les étapes de production et de fourniture d'électricité ont été ouvertes à la concurrence pour les particuliers. On compte désormais 10 producteurs et près de plusieurs dizaines de fournisseurs. Il convient de noter que, contrairement à la production et à la fourniture, les activités d'acheminement de l'électricité, transport et distribution, sont d'un point de vue économique des monopoles naturels (locaux dans le cas de la distribution d'électricité). Ainsi seules ces activités sont restées en situation de monopole et font désormais l'objet de dispositifs réglementaires afin d'assurer un accès non-discriminatoires à ces infrastructures à tous. S'agissant de la production et de la commercialisation, leur libéralisation a induit la mise en place d'une série de dispositifs et de mécanismes économiques spécifiques pour coordonner l'activité de chacun des acteurs de ces deux étapes. C'est la naissance du marché de l'électricité.

1.2. Le marché de gros de l'électricité

1.2.1. *Définition du marché de gros*

Le marché de gros de l'électricité est une structure d'échanges permettant aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité auprès de producteurs français et européens en amont de l'échéance de fourniture. Pour pouvoir être échangée, l'électricité produite par les producteurs est « découpée » de façon fictive selon des pas de temps et une puissance offerte spécifique. Ainsi, sur un pas de temps de 30 minutes, chaque 24 heures, les fournisseurs cherchent à s'approvisionner sur le marché, auprès des producteurs proposant leur énergie. Le support des échanges d'électricité est appelé « le bloc » : il correspond à une puissance délivrée sur une demi-heure, une heure ou bien plusieurs heures.

Le marché de gros de l'électricité n'est pas la seule structure sur laquelle des quantités d'électricité peuvent être échangées.

1.2.2. *Structure du marché : produits échangés et prix associés*

Les producteurs et fournisseurs peuvent échanger deux types de produits :

- **Les produits de long-terme, dit « produits à terme »**, échangés sur la **bourse EEX Power Derivatives (EEX)**, par des **contrats** en gré à gré intermédié (par l'intermédiaire d'un courtier) ou en gré à gré bilatéral pur ;
- **Les produits de court-terme, dit « produits SPOT »**, échangés sur la **bourse EPEX SPOT**.

Les produits à terme sont échangés entre un producteur et un fournisseur en vue d'une fourniture prévue à une échéance lointaine (entre trois années et deux jours avant la fourniture). Les prix auxquels s'échangent les produits à terme sont une anticipation des prix SPOTs pour l'échéance à terme considérée. Ils permettent notamment au fournisseur d'électricité de couvrir la consommation estimée à terme de son portefeuille client, de se couvrir face au risque d'envolée des prix sur le marché des produits SPOT et de définir sa stratégie prix. Les fournisseurs ont alors la nécessité d'arbitrer entre le recours aux produits à terme et le recours aux produits SPOT : on parle alors de stratégie de « *hedging* ». On parle également de stratégie de « *pricing* », pour qualifier la stratégie de positionnement sur le marché en tant qu'offreur.

Lorsque les échéances de fourniture sont plus rapprochées dans le temps que celles valant pour les produits à terme, les fournisseurs s'approvisionnent auprès des producteurs en **produits SPOT de court-terme**. Ainsi, il s'échange entre les acteurs du marché des produits dits « *day-ahead* » correspondant au jour précédant la fourniture et « *intraday* » correspondant au jour de la fourniture. Le fournisseur, grâce à ce mécanisme d'échanges, dispose de la possibilité d'équilibrer son portefeuille à l'approche de l'échéance de livraison grâce à l'achat ou la revente de produits SPOT. Les prix de ces produits sont plus volatils, car ils reflètent les événements qui peuvent affecter la production en temps réel : météo, disponibilité des modes de production, hausse des prix du combustible etc. Chaque heure, une enchère est réalisée sur la base d'un mécanisme de présence économique permettant de répondre à la demande à moindre coût : le « **merit-order** ».

Illustration du principe du mécanisme de « merit-order »

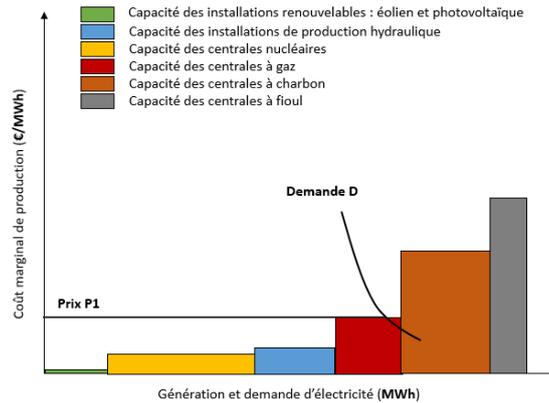


Figure 1 : Illustration du principe de fonctionnement du merit-order du marché de gros de l'électricité

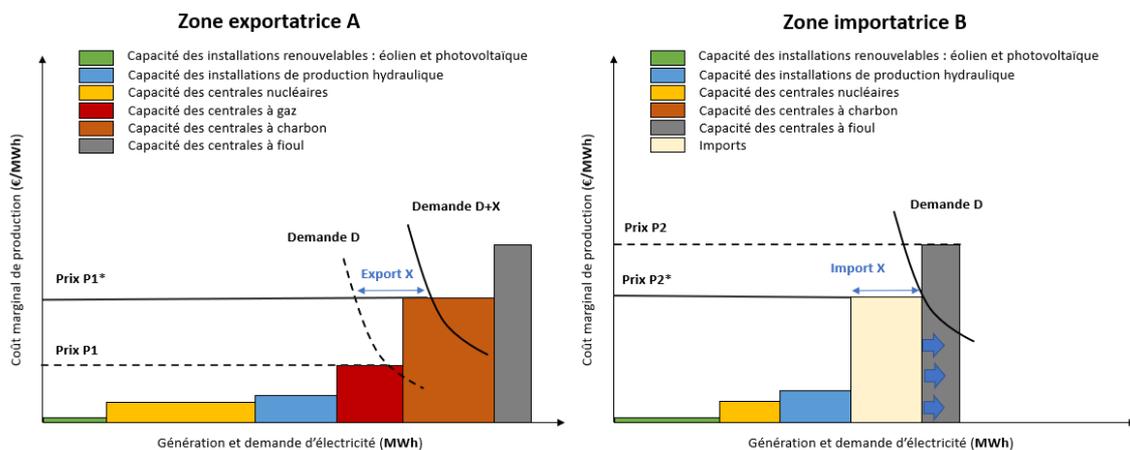
Source : UFE

Application littérale de « l'ordre de mérite », les centrales de production françaises sont classées par ordre croissant de leur coût marginal de production de façon à optimiser le coût global. Celui-ci inclut le coût du combustible, le coût des émissions directes de CO₂ associées à la production valorisées au travers du système d'échanges de quotas EU ETS⁸, les coûts opérationnels hors combustibles et les coûts de maintenance. Le coût marginal de la dernière installation de production appelée pour assurer l'équilibre offre-demande détermine le prix d'échange pour l'ensemble des unités de production mobilisées. Selon la logique du merit-order, les premières installations de production appelées sont les installations au coût marginal faible ou nul : il s'agit des installations éoliennes, solaires et hydraulique au fil de l'eau, présentant des coûts de combustibles et d'émissions directes de CO₂ nuls. Viennent ensuite les centrales nucléaires, puis les centrales hydrauliques de barrage et enfin les centrales de production thermiques d'origine fossile pour lesquelles le coût du CO₂ et du combustible sont plus élevés.

1.2.3. Structure du marché de produits SPOT : les échanges internationaux

Les échanges entre les différents pays frontaliers sont la conséquence d'une intégration des capacités de production disponibles au marché et au merit-order de chaque pays. A titre d'exemple, le prix de la dernière centrale appelée dans la zone de marché Suisse sera indiqué dans le merit-order français, de même que celui de toutes les autres zones de marchés frontalières ayant des capacités disponibles. Selon Antweiler (2016), dans un système de marché interconnecté, tant que les centrales à faible coût marginal sont disponibles dans certaines zones de marché et qu'il n'y a pas de situation de congestion constatée, (c'est-à-dire d'interconnexion saturée), le bien-être économique augmente. Ce phénomène peut être illustré par la figure 2, considérant les deux zones de marché suivantes : une zone exportatrice A et une zone importatrice B.

Illustration du principe de couplage



⁸ EU-ETS : European Union Emission Trading System

Figure 2 : Impacts sur l'ordre de mérite de la zone exportatrice A en raison des importations réalisées par la zone importatrice B

Source : UFE

En réaction à la demande supplémentaire induite par la zone importatrice B, la courbe de demande dans la zone exportatrice A se déplace vers la droite d'une translation équivalente à celle du niveau de la demande générée. Dans cette même zone, les prix augmentent alors de $P1$ à $P1^*$, car les centrales de production à coût marginal plus élevé doivent être appelées. Dans la zone importatrice B, les importations se substituent à des centrales de production à coût élevé et profitent aux acheteurs puisque le prix passe de $P2$ à $P2^*$. Cette situation d'arbitrage aura lieu jusqu'à ce que le prix d'équilibre du marché exportateur atteigne le niveau où il n'y a plus d'opportunité ($p1^* = p2^*$) ou bien jusqu'à ce que les interconnexions entre les deux zones soient saturées ($p1^* < p2^*$).

Les marchés de l'électricité sont ainsi dits « intégrés » ou couplés. On parle aussi de « market-coupling ». Les fournisseurs peuvent s'approvisionner dans le pays où le prix de marché est le plus faible pour une heure donnée, en fonction de la disponibilité des moyens de production du pays et de l'état de saturation des interconnexions entre deux pays. Le couplage des marchés SPOT conduit ainsi à un prix commun pour l'ensemble des marchés couplés, tant que les interconnexions ne sont pas saturées : il forme alors un marché unique. Cependant, si la capacité de livraison de l'interconnexion est dépassée, alors le marché est « découplé » : dans le pays appelant de la capacité, le merit-order est réévalué en excluant les capacités du pays avec lequel l'interconnexion est saturée. En vertu de ce mécanisme, en 2020, les marchés allemand et français ont été couplés en moyenne 46 % du temps⁹.

Depuis 2006, le marché français fait l'objet de couplages successifs avec la plupart des pays de l'Europe de l'Ouest. Le premier marché ayant été couplé à celui de la France est celui du Bénélux. En 2010, la nouvelle zone constituée intègre l'Allemagne, le Luxembourg, l'Autriche et les Pays-Bas. L'ensemble des pays précédents forment la zone « Central West Europe » (CWE), au sein de laquelle les prix de marchés de l'électricité sont couplés depuis 2010. En 2014-2015, la Grande-Bretagne et les pays nordiques (Pologne, Pays Baltes, Finlande, Suède et Norvège) d'une part, ainsi que l'Espagne, le Portugal, l'Italie et la Slovénie d'autre part, ont également rejoint la zone. L'Irlande et la Croatie ont imité leurs prédécesseurs en 2018, tandis que la Hongrie, la Roumanie, la Slovaquie et la République Tchèque, constituant par ailleurs une zone de marchés couplés depuis 2010, n'ont rejoint la zone de couplage qu'en 2020.

En France, en parallèle du marché de gros européen dont le fonctionnement vient d'être détaillé, il existe un mécanisme complémentaire national permettant aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité auprès d'EDF, dans la limite de 100 TWh par an à un prix régulé de 42 €/MWh¹⁰. Ce mécanisme, baptisé « Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique » (ARENH), a été mis en place par la loi sur la « Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité » (NOME) en 2010 jusqu'en 2025. Il est entré en vigueur en 2011. Il a pour objectif de faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc nucléaire historique français, quel que soit leur fournisseur.

1.2.4. Quantification des échanges européens sur chaque structure de marché

A ce stade, les précédents paragraphes ont décrit les produits échangés selon leur terme ainsi que leur structure d'échange. Pour compléter cette description, il est nécessaire d'identifier la contribution de chacun de ces produits à la quantité totale d'échanges réalisés. La CRE rend compte de ces statistiques à l'échelle européenne dans l'édition 2020 du rapport de surveillance des marchés de gros. La figure 3, issue de ce document, propose une ventilation des volumes échangés sur les marchés de gros de l'électricité par maturité de produits (produits de court-terme infraday et day-ahead d'un côté, et produits à terme annuels, trimestriels, mensuels et hebdomadaires de l'autre) et par trimestre. Les structures d'échanges prises en compte dans le cadre de cette représentation sont les bourses EEX (à terme), EPEX Spot (court terme), Nord Pool¹¹ (marché de produits day-ahead et infraday), et les échanges réalisés en gré-à-gré.

⁹ Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité 2020 - CRE

¹⁰ Suite à la crise des prix de l'énergie, le plafond de l'ARENH a été réhaussé de 20 TWh supplémentaires et le prix s'élève désormais à 46,2 €/MWh.

¹¹ Il fonctionne en Norvège, Danemark, Suède, Finlande, Estonie, Lettonie, Lituanie, Allemagne et en Grande-Bretagne. Plus de 80 % de la consommation électrique du marché d'énergie nordique et baltique sont échangés grâce au Nord Pool Spot.

Volumes échangés sur les marchés de gros selon la maturité des produits

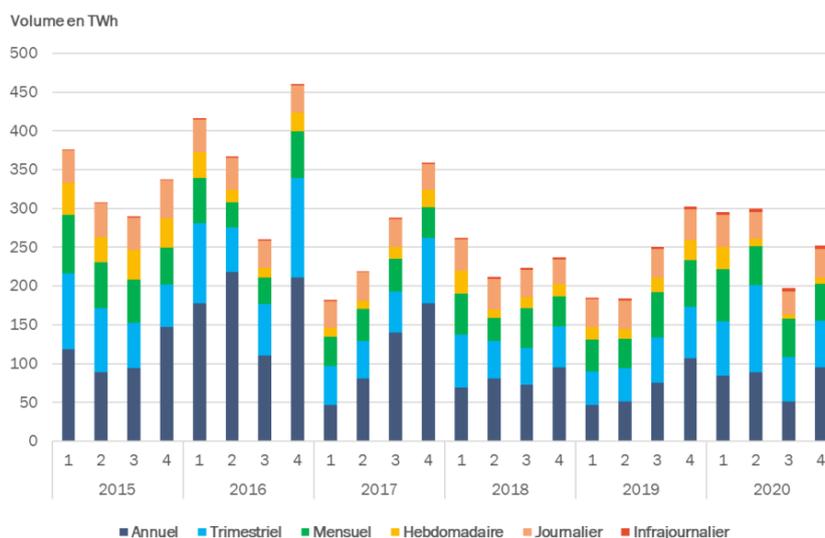


Figure 3 : Volumes échangés sur les marchés de gros (EEX, EPEX Spot, NordPool, échanges gré-à-gré et intermédié via courtiers) selon la maturité des produits

Source : Edition 2020 du rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité - CRE

Les volumes échangés sur les marchés de gros sont en baisse par rapport à 2016 (sauf pour les deux derniers trimestres de 2019 où une légère hausse est observée). Le volume total des échanges peut cependant évoluer à la hausse entre deux trimestres, comme le montre la hausse de plus de 200 TWh entre les trimestres 3 et 4 de l'année 2016. Ces hausses sont dues aux produits annuels et trimestriels et interviennent dans un contexte de faible disponibilité effective de la filière nucléaire et d'informations relatives au prolongement d'arrêt de tranches nucléaires. Ces produits annuels sont d'ailleurs toujours ceux qui s'échangent le plus, même si leur part est en légère baisse entre 2017 et 2018, (34 % au lieu de 42 %) du volume échangé total sur l'année. D'après la CRE, ce constat est à relier à la hausse de la demande ARENH ces deux dernières années, qui se substitue à l'achat sur les marchés de gros. Les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire expliquent donc le recours à ces produits en plus grande quantité, ainsi que la remontée des prix de gros. Le graphique montre également que les volumes des échanges de produits SPOT réalisés sur l'ensemble des années étudiées sont quasi-invariables en valeur absolue (environ 40 TWh par trimestre). Les volumes des produits infra-journaliers sont en forte hausse, plus 40 % par rapport à 2017, mais restent marginaux (environ 9 TWh annuels) par rapport aux autres produits. Les produits day-ahead s'échangent sur les bourses EPEX Spot et NordPool selon le mécanisme décrit en partie 1.2.3., tandis que les produits annuels, trimestriels, mensuels et hebdomadaires s'échangent selon deux structures : la bourse EEX et le recours à un courtier en gré-à-gré. La figure 4 suivante rend compte de la part de ces produits échangés sur la bourse EEX ou en gré-à-gré.

Volumes échangés sur la bourse et les courtiers des marchés à terme

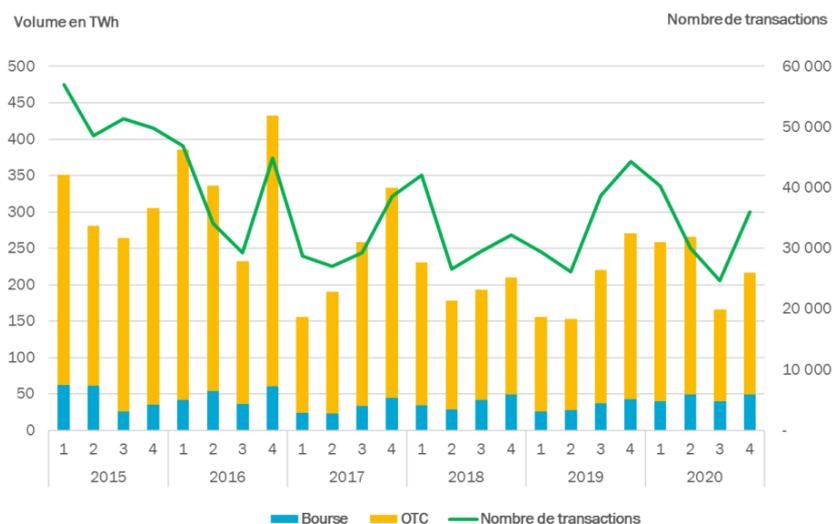


Figure 4 : Volumes de produits à terme échangés sur la bourse EEX et sur les courtiers de marché

Source : Edition 2020 du rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité - CRE

Ce graphique montre que les volumes échangés sur le marché à terme par l'intermédiaire d'un courtier restent les échanges privilégiés pour les échanges à terme. Ils diminuent de 2016 à 2018, avant de réaugmenter légèrement en 2019 (665 TWh en 2019). Le recours à la bourse varie entre 25 TWh et 50 TWh d'un trimestre à l'autre, et occupent une part relativement faible, variant entre 10 % et 20 % au cours des trimestres des années étudiées.

A ce stade, il convient de constater que les échanges établis sur le marché SPOT ne représentent que 20 % des produits échangés à l'échelle européenne entre les zones de marché. Si une telle proportion pourrait conduire à conclure que les prix SPOT ne sont pas un indicateur suffisant pour analyser le recours aux différents modes de production, ils restent aujourd'hui, notamment parce que les acteurs font des anticipations naïves au sens économique du terme, le meilleur indicateur des prix de l'électricité à long-terme. De plus, étant confronté au manque de données sur les échanges gré-à-gré, il fut impossible dans le cadre de cette étude de vérifier cette assertion, faisant pour autant consensus entre les économistes présents à l'UFE. L'hypothèse de la prise en considération des prix SPOT comme référence d'étude dans la suite de ce travail sera ainsi posée.

1.2.5. Synthèse

Les producteurs et fournisseurs disposent ainsi de plusieurs structures leur permettant d'échanger de l'électricité. Ils peuvent avoir recours à des échanges de long-terme ou de court-terme respectivement sur les marchés associés EEX et EPEX SPOT. Les fournisseurs peuvent ainsi importer de l'électricité auprès des pays frontaliers, grâce au couplage des marchés réalisé par EPEX SPOT, pour ajuster leur portefeuille à la variation de la demande de leur clientèle par rapport à leur prévision. Ces échanges sont responsables des imports et exports réalisés par la France auprès des pays voisins.

La complexité de la régulation de ces acteurs par des mécanismes de marché impose une surveillance accrue des niveaux d'équilibrage du réseau électrique. A l'échelle européenne comme à l'échelle nationale, il convient d'assurer l'équilibre offre-demande : c'est l'objet de la partie 1.3. suivante.

1.3. Equilibre offre-demande

1.3.1. Enjeux de sécurité

L'électricité ne se stocke pas à grande échelle. Il est nécessaire de maintenir constamment l'équilibre entre la production et la consommation. Cet équilibre peut plutôt s'assimiler à une situation de déséquilibre continue qu'il convient de maîtriser, du fait de la variation de la consommation, aléa sur un moyen de production, perte d'une interconnexion etc. Le risque auquel s'expose le réseau dans le cas d'un déséquilibre trop important entre la production et la consommation est l'arrêt du fonctionnement du réseau électrique, autrement appelé « black-out ». Celui-ci se produit lorsque la fréquence du réseau, devant s'équilibrer à 50 Hz, n'est plus comprise dans la plage de fonctionnement du réseau, définie par l'intervalle [49,5 Hz : 50,5 Hz]. Ces variations de fréquences sont dues à un déséquilibre trop important entre la production et la consommation. Un niveau de production trop élevé par rapport au niveau de consommation provoquera une augmentation de la fréquence, tandis que la situation contraire provoquera l'abaissement de son niveau.

Pour garantir l'équilibre du réseau en permanence, des règles et mécanismes, présentés en partie suivante, ont été mis en œuvre à différentes échelles.

1.3.2. La responsabilité d'équilibre

En France, lorsqu'un acteur entre sur le marché, qu'il soit producteur ou fournisseur, il doit être lié à un « responsable d'équilibre » (RE) qui est responsable financièrement de l'équilibrage de son périmètre client. De cette façon, chaque acteur est responsabilisé et l'entropie¹² du système diminue à l'échelle nationale, grâce à la capacité de chaque acteur d'avoir une gestion autonome de son équilibre. En cas d'écart constaté, le responsable d'équilibre est facturé au pas demi-horaire selon l'amplitude du déséquilibre causé : c'est le règlement des écarts. Si les RE sont responsables financièrement de l'équilibre de leur périmètre client, c'est RTE qui en France, en tant que gestionnaire du réseau de transport, porte la responsabilité physique de l'équilibre.

¹² L'entropie est une mesure physique caractérisant le niveau de désordre d'un système.

A ce stade, il convient de noter que chaque pays européen dispose de ses propres mécanismes d'équilibrages. Le modèle français repose ainsi sur deux piliers fondamentaux :

- Offrir la possibilité aux responsables d'équilibre d'optimiser leur portefeuille et d'anticiper l'équilibre de leur périmètre jusqu'à une échéance proche du temps réel ;
- Permettre au GRT d'assurer une gestion centralisée et coordonnée des contraintes liées à l'équilibre offre-demande et à la gestion des flux sur le réseau.

Les acteurs du marché doivent donc prendre différentes décisions à divers moments, jusqu'au temps de l'échéance de fourniture. Ils réalisent ainsi des arbitrages entre la faible pertinence d'une prévision long-terme mais nécessaire et l'attente d'une échéance court-termisme plus adéquate mais plus risquée économiquement. En pratique, la consommation réelle est toujours légèrement différente de la consommation prévue. Ces différences peuvent être par exemple dues à la sensibilité accrue de la consommation à la température : la thermo-sensibilité. En France, la sensibilité de la consommation à la température est de l'ordre de 2 400 MW par degré Celsius perdu sous la température de 15 °C¹³. Cette notion de sensibilité est donc en partie liée à la solidité des modèles météorologiques, car une mauvaise prévision peut impliquer des conséquences importantes en termes d'équilibrage du système.

Ainsi, dans un système aussi multivarié où certains facteurs évoluent de façon indépendante comme la météo, l'atteinte de l'équilibre production-consommation nécessite un suivi en « temps réel » duquel découle la mise en œuvre de mécanismes visant à garantir l'équilibrage du système électrique français, chargé de dissiper le risque auquel le réseau s'expose à tout instant.

1.3.3. *Les mécanismes de gestion de l'équilibre du système électrique*

Les mécanismes permettant de garantir l'équilibre sont surveillés ou opérés par l'entreprise RTE, gestionnaire du réseau de transport. Une heure avant l'échéance de consommation, RTE récupère le contrôle sur les opérations destinées à garantir l'équilibre production-consommation. Il existe plusieurs possibilités d'ajustement de l'équilibre :

- Ajustement à la hausse qui signifie produire plus, consommer moins ou bien importer plus ;
- Ajustement à la baisse qui signifie à l'inverse produire moins, consommer plus ou exporter plus.

Pour ce faire, les ajustements se basent ainsi sur 2 grandes familles de mécanismes : les mécanismes de valorisation de capacité (incluant le mécanisme de capacité et l'interruptibilité) et les mécanismes de valorisation d'énergie (incluant les services systèmes FCR et aFRR et le mécanisme d'ajustement).

1.3.3.1. Les mécanismes de valorisation de capacité

Les mécanismes de valorisation de capacité sont des mécanismes de long-terme, dont les produits de capacité s'échangent longtemps avant l'échéance de la fourniture, par le biais de mécanismes de marché (mécanismes de capacité) ou d'appels d'offres (interruptibilité).

Le mécanisme de capacité vise à sécuriser l'approvisionnement du pays en électricité en rémunérant la disponibilité de l'offre de production ou d'effacement à travers les garanties de capacité. Ce mécanisme vise en particulier à couvrir et à sécuriser l'approvisionnement en électricité sur des périodes hivernales, durant lesquelles les écarts constatés peuvent être importants. Il repose sur deux piliers : d'une part, les fournisseurs s'approvisionnant sur le marché sont obligés de détenir des garanties de capacité pour contribuer à la sécurité d'alimentation de leurs clients et à l'équilibre de leur périmètre. Les producteurs, d'autre part, s'engagent à rendre disponibles leurs moyens lors des périodes de pointes hivernales. Ces capacités doivent être certifiées en amont par RTE. Ces échanges de capacités entre producteurs / opérateurs d'effacement et fournisseurs se font lors des sessions de marché organisées par la bourse EPEX SPOT. RTE est alors chargée de certifier et d'attribuer les garanties de capacité à chaque opérateur et calcule l'obligation de garantie de capacité par fournisseur. Enfin, le gestionnaire assure également le pilotage opérationnel de la mise en œuvre des capacités. Les exploitants de capacités de production et d'effacement sont ainsi rémunérés pour la mise à disposition de leur capacité et non pour de l'énergie produite.

¹³ Bilan électrique 2016 - RTE

Dans le cas d'une consommation trop importante sur une période donnée, le gestionnaire RTE peut avoir recours au **dispositif d'interruptibilité**. Il consiste à interrompre l'approvisionnement électrique d'un site industriel d'une puissance souscrite supérieure à 25 MW, directement raccordée au réseau public de transport. Ces installations sont rémunérées par des contrats d'interruptibilité obtenus à la suite d'un appel d'offres lancé par RTE. Elles doivent bénéficier d'un agrément technique certifiant que le site dispose des critères techniques nécessaires à la mise en œuvre d'une interruptibilité. Ce second type de mécanisme repose lui aussi sur la « capacité » et non une « énergie non-consommée ».

1.3.3.2. Les mécanismes de valorisation de l'énergie

A la différence des deux mécanismes capacitaires précédents, les produits qui sont valorisés au sein de cette famille sont des produits énergétiques. Il existe deux types d'outils : les services systèmes et le mécanisme d'ajustement.

Les services systèmes sont activés automatiquement au niveau européen dès qu'un déséquilibre est constaté sur le réseau. RTE ne dispose que d'une activité de contrôle à leur sujet. Il en existe deux types qui se distinguent par le temps et la nature de leur mise en œuvre : la réserve primaire et la réserve secondaire. La réserve primaire « Frequency Containment Reserve » (FCR) est activée automatiquement en moins de 30 secondes en cas de déséquilibre à la baisse ou à la hausse. Elle est dite « primaire » car elle est la première réserve à être appelée en cas de dérive de la fréquence du réseau. Son but est de reconstituer la fréquence optimale en appelant la puissance nécessaire à son ajustement. D'après les chiffres de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), cette réserve, constituée par l'ensemble des producteurs d'électricité à l'échelle européenne (et de certains agrégateurs d'effacement), s'élève à 3 000 MW en Europe dont 540 MW¹⁴ en France. Historiquement, les producteurs français avaient l'obligation de réserver 40 MW de leur puissance disponible à la réserve primaire. Aujourd'hui, seules les nouvelles installations dont la capacité dépasse 40 MW et les anciennes installations de plus de 120 MW connectées au réseau de transport doivent y participer¹⁵. Si la réserve primaire permet de se rapprocher de la fréquence optimale de 50 Hz lors d'un déséquilibre constaté, elle ne permet en pratique que de s'en « rapprocher ». La réserve secondaire « Automatic Frequency Restoration Reserve » (aFRR) intervient alors en complément de la réserve primaire de manière automatique et s'active dans le pays duquel provient l'origine du déséquilibre. Elle est activée automatiquement par RTE en 400 secondes. En France, la réserve secondaire est dimensionnée entre 500 MW à 1 180 MW¹⁴ selon la plage horaire et la période de l'année. Les installations présentant une capacité supérieure à 120 MW¹⁴ ont l'obligation de contribuer. A l'inverse de la réserve primaire, la réserve secondaire est également rémunérée pour la capacité, en complément du prix spot de l'énergie.

Il existe enfin un dernier type de mécanisme permettant de garantir l'équilibre production-consommation, portant le nom de **mécanisme d'ajustement**. En France, celui-ci porte également le nom de réserve tertiaire « Manuel Frequency Restoration Reserve » (mFRR). Il porte en son sein deux types de réserve : la réserve rapide, pouvant être mise en œuvre à hauteur de 1 000 MW en moins de 13 minutes et la réserve complémentaire, activable à hauteur de 500 MW en moins 30 minutes. Ces réserves, une fois contractualisées avec RTE à la suite d'un appel d'offres, sont mobilisées par le gestionnaire du réseau de transport pour produire ou effacer de l'énergie selon les conditions prévues par le contrat. Dans le cadre de ce mécanisme, la rémunération concerne l'énergie. Le tableau 1 détaille le recours à l'activation de ces réserves pour l'année 2019.

Année 2020 ¹⁶	Activations	
	A la hausse	A la baisse
	GWh	GWh
Primaire (FCR)	524	540
Secondaire (aFRR)	1 145	1 145
Rapide (mFRR)	1 816	1 385
Complémentaire (RR)	2 725	2 387
Total	6 210	5 458

Tableau 1 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE et énergies d'équilibrage activées

Source : Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité - CRE

¹⁴ Commission de Régulation de l'Énergie. <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>

¹⁵ Article L. 321-11 du code de l'Énergie.

¹⁶ Les statistiques relatives aux années étudiées n'ont pas été trouvées.

Dans son bilan annuel de l'année 2019, RTE estime que **les volumes d'ajustements à la hausse et à la baisse représentent environ 2 % des volumes totaux** induit par la demande.

1.4. Dépassement

Pour répondre à la problématique posée (« *Pourquoi les seuls niveaux de consommation ne suffisent-ils pas à expliquer l'évolution du facteur d'émissions de la consommation ?* »), la méthode envisagée par l'UFE reposait initialement sur la réalisation d'une modélisation. La première version du modèle créé repose sur des régressions linéaires entre les niveaux de consommation et les niveaux du facteur d'émissions. Si ce premier niveau de modélisation montre qu'il n'y a pas de relation linéaire entre ces deux séries, il ne permet pas de comprendre quelles en sont les raisons sous-jacentes. Ainsi, pour dépasser le simple cadre de l'analyse, l'ambition de l'UFE était de constituer un modèle prédictif, pouvant permettre la détermination a priori du facteur d'émissions de la consommation, selon l'évolution du marché européen de l'électricité et certains facteurs exogènes. Ce travail aurait ainsi mis en perspective les données de consommation et d'imports et aurait pu servir à démontrer que leurs niveaux ne peuvent, seuls, définir les niveaux du facteur d'émissions de la consommation.

Finalement, cette modélisation prédictive n'a pas été entreprise, pour plusieurs raisons. Tout d'abord, le marché de gros de l'électricité est une structure dans laquelle de nombreux acteurs français et étrangers interagissent. Les fournisseurs français peuvent s'approvisionner auprès de producteurs français et étrangers sur deux structures de marché : le marché de produits à terme et le marché de produits SPOT. A l'échelle européenne, en 2018, 926 TWh ont été échangés. Les produits SPOT occupent une part de 20 % des échanges réalisés, tandis que les produits annuels à terme occupent une part de 34 %¹⁷. Les quantités de produits échangés (SPOT, à terme) évoluent selon différents paramètres propres à chacune des structures d'échanges (bourse EPEX Spot, EEX, Courtiers) tels que les capacités de production proposées des producteurs français et étrangers évoluent en temps réel selon des facteurs exogènes, tels que la météo, le prix des matières premières de production, le prix de la tonne de CO₂ etc. Sur la bourse EPEX SPOT, ces capacités sont hiérarchisées par ordre de mérite croissant de leur coût de production marginal. Par le couplage des marchés européens, les modes de production appelés en France dépendront donc des disponibilités des moyens de production français et étrangers, lesquelles varient selon une première série de facteurs exogènes énoncé ci-dessus. L'ordre de mérite auquel ont accès les pays évolue également selon les niveaux de consommation des autres pays en aval. Ces niveaux de consommation dépendent eux-mêmes d'une seconde série de facteurs exogènes, tels que la température, le jour de la semaine ou bien encore la conjoncture socio-économique. Le couplage des marchés européens induit alors que l'ordre de mérite européen évolue indirectement selon une seconde série de facteurs exogènes en aval.

Le système de marché, à terme ou SPOT, à la base des échanges entre producteurs et fournisseurs, est pourtant à l'origine de l'attribution de 20 % des quantités d'électricité produites par les modes français et étrangers à chaque fournisseur français (l'autre partie étant attribuée à d'autres structures de marchés (volumes de produits annuels, trimestriels, mensuels, hebdomadaires), et aux dispositifs hors-marchés comme l'ARENH par exemple). Il est donc également responsable de l'évolution du facteur d'émissions de la consommation, car les capacités choisies par les fournisseurs français présentent chacune des impacts carbone différents dont il convient de tenir compte dans la consommation française. **Ainsi, modéliser le facteur d'émissions de la consommation nécessite une modélisation de l'appel à chaque mode de production, donc à modéliser le fonctionnement du marché.** Si un tel travail aurait permis de comprendre dans quelles mesures est-ce que le niveau de consommation ne permet pas, seul, d'expliquer le facteur d'émissions de consommation, il ne semblait pas être réalisable dans le cadre de ce stage. En effet, le système dispose d'un nombre conséquent de variables indépendantes et aléatoires (pour certaines), conférant ainsi au marché une entropie trop importante pour être modélisé à long-terme de façon déterministe. Dresser un modèle stochastique pourrait alors être une option, mais une telle modélisation demanderait de conduire des analyses statistiques et probabilistes chronophages, incompatibles avec le temps imparti dans ce stage de fin d'études.

Puisque la réalisation d'une modélisation déterministe ou stochastique semble complexe, il sera proposé dans la suite de ce travail une série d'analyses de données. Le premier niveau d'analyse présentera les profils d'évolution et les caractéristiques statistiques des données d'entrée du calcul du facteur d'émissions de la consommation. Sur la base de ces éléments, une analyse du facteur d'émissions de la consommation sera menée.

¹⁷ Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité – CRE

Elle aura pour objectif d'identifier les mécanismes à l'origine de l'évolution du facteur d'émissions de la consommation. Par leur existence, ces mécanismes expliciteront les raisons pour lesquelles le niveau de consommation ne suffit pas à expliquer seul l'évolution du facteur d'émissions de la consommation. Ils émettront également deux postulats :

- un niveau de consommation élevé (et respectivement faible) n'implique pas nécessairement un niveau de facteur d'émissions élevé (et respectivement faible) ;
- un niveau élevé (et respectivement faible) du facteur d'émissions n'implique pas nécessairement un fort (et respectivement faible) niveau de consommation.

Les méthodes de calcul du facteur d'émissions de la consommation et les données utilisées dans le cadre des analyses font l'objet de la partie suivante.

2. Préambule à l'analyse du facteur d'émissions de la consommation d'électricité française

Si la Base Carbone® de l'ADEME rend compte de la méthode de calcul du facteur d'émissions moyen annuel de la consommation, il n'existe, à la connaissance de l'UFE, aucune étude publique traitant de l'évolution du facteur d'émissions horaire de la consommation en France. Les recherches complémentaires menées dans le cadre du stage n'ont pas permis d'en trouver davantage. Ainsi, la revue de la littérature présentée ci-après ne traitera donc que des méthodes de calcul du facteur d'émissions, en préambule des analyses qui en étudieront l'évolution.

2.1. Revue de la littérature des méthodes de calcul

2.1.1. *Les méthodes de comptabilité des émissions associées à la consommation*

La comptabilisation et l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre induites par la consommation d'électricité sont complexes. L'une des premières difficultés réside dans l'enjeu, pour chaque pays, de faire correspondre à sa consommation horaire variable un mix de production adéquat, induisant une variabilité quasi-permanente du facteur d'émissions de la production (et affectant la consommation). Une autre difficulté provient du maillage du réseau à l'échelle européenne. Comme expliqué précédemment, les zones de marché sont reliées entre-elles par des interconnexions leur permettant d'échanger des quantités d'électricité. Si ces échanges sont sources d'efficacité économique, d'optimisation des émissions au niveau européen et qu'ils garantissent la sécurité d'approvisionnement, ils constituent une difficulté supplémentaire dans le calcul des émissions associées à la consommation de l'électricité. La revue de la littérature effectuée ci-dessous traite ces différents aspects et explicite le contenu des études traitant des méthodes de calcul des facteurs d'émissions de la consommation. Les principes de comptabilité de la production, des imports et de la consommation seront abordés.

2.1.2. *Difficultés et enjeux de la comptabilité des imports*

Comme évoqué précédemment, **les méthodes consistant à calculer les facteurs d'émissions horaires du mix de production seul ne suffisent pas à calculer les émissions de gaz à effet de serre de la consommation**, car les imports réalisés ne sont pas pris en compte.

2.1.2.1. Le choix de la clé de répartition

Il existe différentes méthodes pour calculer les facteurs d'émissions de la consommation et des exports. Les différences entre ces méthodes s'expliquent à un premier niveau par le choix de la clé de répartition de la production et des imports.

Diverses approches existent :

- **Méthode « bouquet d'électricité »** : cette approche vise à faire le bilan des quantités produites et importées à chaque heure, puis à calculer les émissions induites de ces deux quantités d'électricité, pour enfin calculer un facteur d'émissions commun à la consommation et aux exports ;
- **Priorisation de la production d'électricité nationale** puis complément à l'aide des imports ;
- **Priorisation des imports d'électricité** puis complément à l'aide de la production nationale.

Contrairement aux deux dernières approches, l'approche dite « bouquet d'électricité » ne traite pas la provenance de la production et des imports. Elle calcule le rapport entre les émissions induites respectivement par la production et les imports et les quantités d'électricité produites et importées. Elle affecte ainsi le même facteur d'émissions à la consommation et aux exports. Cette méthode fera l'objet de plus amples critiques lors du dépassement de la méthode utilisée dans le cadre de ce présent travail.

Les deux approches de priorisation violent quant à eux le principe physique de la circulation des électrons, selon lequel ces derniers sont consommés au lieu le plus proche de leur centre de production. La méthode utilisée par l'Ademe et décrite par la formule suivante est, à cet égard, contestable.

$$FE_{\text{conso}} = \frac{\text{émissions de la production nationale} + \text{émissions du solde importateur} - \text{émissions du solde exportateur}}{\text{quantité d'électricité produite en France} + \text{quantité d'électricité importée} - \text{quantité d'électricité exportée}}$$

Si la formule s'apparente à la mise en œuvre d'une méthode « bouquet », les quantités qu'elle contient sont calculées selon des méthodes de priorisation. En effet, dans cette formule, les émissions du solde exportateur sont calculées à partir du seul contenu carbone de la production française. Les émissions des imports sont calculées à partir d'un contenu carbone européen annuel moyen des imports réalisés à l'échelle de l'Europe sur l'année écoulée (déterminé par l'AIE) et ce indépendamment des pays depuis lesquels la France importe réellement à chaque heure. Il y a, dans le calcul de ces deux types d'émissions, diverses sources d'incertitudes potentielles pouvant peser sur le résultat final. De plus, le fait d'établir un facteur annuel moyen ne permet pas de prendre en compte les variabilités du facteur d'émissions sur l'ensemble d'une année. Enfin, étant calculé sur la moyenne glissante de quatre années consécutives, ce facteur d'émissions n'illustre pas fidèlement les données de l'année écoulée. Le choix d'un calcul sur une plage annuelle aussi vaste peut également être critiquable.

Quelle que soit la méthode utilisée, ce premier paramètre que constitue la clé de répartition, arbitrant entre les imports et la production, est responsable du facteur d'émissions de la consommation et des exports. Selon l'arbitrage que cette clé réalise entre les parts de production et d'imports à allouer à la consommation et aux exports (approche 1, 2 ou 3), les facteurs d'émissions de la consommation et des exports peuvent différer. Or, puisque les exports d'une zone A constituent les imports d'une seconde zone B, la clé de répartition appliquée dans le pays A aura une importance sur le facteur d'émissions des imports de la zone B et donc sur le facteur d'émissions de sa consommation. De même, la clé de répartition de la zone B aura une importance sur la façon dont il déterminera son facteur d'émissions de la consommation. Ce premier paramètre qu'est la clé de répartition, intrinsèque à chaque pays, dispose ainsi d'une importance relative : plus les imports sont nombreux et carbonés au regard de la production, plus cette clé de répartition aura une importance dans la détermination de son facteur d'émissions de la consommation (et de ses exports). Ce paramètre aura également de l'importance pour les pays auprès desquels il exporte.

Cependant, à supposer que la clé de répartition soit identique et fixée dans chaque pays, il existe un second paramètre qui peut influencer le facteur d'émissions de la consommation : il s'agit de l'interdépendance des flux d'échanges.

2.1.2.2. La situation d'équilibre du système : interdépendance des flux

Supposons que les parts des quantités de production et d'imports à allouer à la consommation et aux exports de chaque zone soient fixées. Considérons également trois zones de marché : A, B et C. La zone A exporte vers la zone B, tandis que la zone B exporte vers la zone C. Enfin, la zone C exporte vers la zone A. Les exports de la zone B vers la zone C disposent d'une empreinte carbone qui dépend de sa production et des imports qu'il réalise auprès de la zone A. De même, les exports de la zone C vers la zone A dépendent de la production de la zone C et des imports réalisés par la zone C auprès de la zone B.

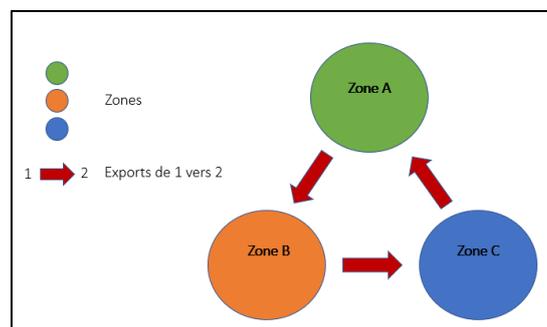


Figure 5 : Schéma explicatif de la situation considérée au paragraphe 2.1.2.2

Source : UFE

Ainsi, les exports de la zone A dépendent en temps réel d'une quantité infime des produits qu'elle exporte dans le même temps, le système étant équilibré à tout instant. En complément de l'incertitude liée au choix de la clé de répartition qui ne peut décrire le traçage des électrons de façon précise, il s'ajoute alors une inexactitude liée aux situations d'interdépendances décrites. A clé de répartition fixée, ces niveaux d'interdépendances, propres à chaque situation rencontrée, invitent à s'interroger sur la façon dont les imports sont comptabilisés au sein des facteurs d'émissions de la consommation et des exports.

2.1.2.3. Les méthodes de comptabilité de la littérature

Pour s'affranchir de la difficulté liée à la comptabilité des imports et ce indépendamment de la clé de répartition qui sera critiqué plus tard dans ce travail, diverses études considèrent par simplification que les imports résultent uniquement du mix de production du pays étrangers. C'est le cas des études de Wai (2013), Hawkes (2010 et 2014), Lean (2010) ou encore Zhang (2013). Pour le cas de la Suisse, Romano (2018) ne considère pas dans son calcul les pays de « second rang », désignant les pays frontaliers des pays frontaliers de la Suisse. Il justifie la tenue de cette hypothèse en expliquant que les flux d'électricité totaux de tous les pays du deuxième rang (44 TWh) représentent moins de 3 % de la production des pays de premier rang, à savoir la France, l'Italie, l'Allemagne et l'Autriche (qui totalise 1 537 TWh de production totale).

Vuarnoz (2018) a recours à une méthode consistant à comptabiliser les imports selon un facteur d'émissions moyen des imports effectués à l'échelle européenne, calculée selon les méthodes de l'AIE. Ce sont ces mêmes facteurs d'émissions qui sont utilisés par l'Ademe dans le cadre du calcul de son facteur d'émissions annuel moyen de la consommation. Ces méthodes sont critiquables : le facteur d'émissions des imports est calculé sur une base moyenne, à partir du mix de production des pays. D'une part, les variabilités horaires imputées aux modifications des mix de production des pays ne sont pas prises en compte et d'autre part, l'utilisation d'un tel facteur ne permet pas de tenir compte des pays depuis lesquels ledit pays importe. Ainsi, bien que cette méthode puisse être pertinente dans l'appréciation des émissions moyennes, annuelles, induites par l'activité des imports à l'échelle de tout un réseau, elle ne l'est pas lorsqu'il s'agit de l'évaluation du facteur d'émissions horaire de la consommation d'un seul et même pays.

Enfin, l'étude de Ji (2016), publiée au sein du journal Applied Energy¹⁸, applique à la méthode bouquet un algorithme input-output utilisé en économie pour traiter les situations d'interdépendances, décrites lors du point précédent. Cette méthode permet ainsi de converger itérativement vers une valeur du facteur d'émissions des imports, mais également de la consommation. À son terme, ce travail compare les résultats du facteur d'émissions de la consommation obtenu par cette méthode avec le facteur d'émissions obtenu par la méthode qui considère les imports à partir des seuls mix de production des pays exportateurs. Le résultat de cette comparaison montre qu'en considérant la seconde méthode (mix de production seuls), le contenu carbone de la consommation française est légèrement supérieur (de l'ordre de 2 à 5 gCO₂/kWh en moyenne) au contenu carbone de la consommation française obtenue par la première méthode. Ces résultats sont cohérents : la France, dont le mix de production dispose d'un des contenus carbone le plus faible par rapport à ses zones frontalières, réalise des exports qui ont la capacité de diminuer le contenu carbone des imports des autres pays. Ces imports influencent alors dans de nouvelles proportions les activités d'exports des mêmes pays, qui peuvent eux-mêmes se répercuter sur les imports français. En vertu de ce mécanisme et de l'équilibre global du réseau, la production influence donc en temps réel le contenu carbone des exports français ainsi que celui de ses propres imports et participe ainsi à réduire le facteur d'émissions de la consommation.

2.1.3. *Les autres méthodes de détermination du facteur d'émissions de la consommation*

Au-delà des hypothèses relatives au choix de la clé de répartition ou bien des méthodes permettant de lever la difficile prise en compte de l'interdépendance des flux, il existe essentiellement deux approches permettant d'analyser le facteur d'émissions de la consommation d'électricité : l'approche marginale (1), et l'approche moyenne (2) utilisée dans ce rapport.

L'approche marginale permet de comptabiliser les émissions causées par la dernière centrale de production appelée, destinée à couvrir la consommation d'une unité supplémentaire. La notion de contenu marginal a été retenue à la suite du Protocole de Kyoto par différents pays pour évaluer l'impact des projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En décalant les modes de production carbonés disponibles vers la droite de l'ordre de mérite d'une valeur équivalente à la production décarbonée induite par le projet, ils contribuent à la substitution entre les moyens de production décarbonés et les moyens de production carbonés, qui étaient alors marginaux. Elle peut également être utilisée pour évaluer la pertinence, à un instant donné, de l'économie d'une unité de consommation, se résumant à un décalage vers la gauche de la courbe de demande dans l'ordre de mérite. Si cette méthode propose d'étudier les gains à un instant t d'une économie marginale, elle ne permet pas non plus de prendre en compte les effets structurels liés à l'installation d'une unité de production supplémentaire ou à l'accroissement des économies d'énergie. En effet, en raison de la nécessaire adéquation entre les niveaux

¹⁸ Impact factor 2020: 9,746

de production et de consommation (y compris le cas échéant en tenant compte des dispositifs de flexibilité), des évolutions structurelles de la demande conduisent à une adaptation équivalente du parc de production.

La méthode moyenne considère le rapport entre l'ensemble des émissions induites par l'activité de production du parc et la quantité totale d'électricité produite par chacun des modes. Différents horizons temporels peuvent être choisis : l'année, le trimestre, le mois, le jour, l'heure ou bien la demi-heure. Elle permet d'analyser, à une échelle plus large, l'évolution de l'ensemble des émissions selon la quantité d'électricité consommée sur le territoire. C'est selon cette approche que l'UFE souhaitait analyser le facteur d'émissions de la consommation d'électricité, afin de rendre compte de l'empreinte générale de la consommation. Il s'agit, par la reconstitution des facteurs d'émissions horaires, calculés selon l'approche moyenne, d'en évaluer l'évolution tout au long de l'année. La méthode de calcul est explicitée en partie 2.2 suivante.

2.2. Méthode de calcul du facteur d'émissions de la consommation

Dans le cadre de ce travail, l'évolution du facteur d'émissions horaire de la consommation a été étudiée durant quatre années consécutives. Les caractéristiques propres à chacune des quatre années figurent dans le tableau suivant.

Année	Nombre de jours	Nombre d'heures	Heure d'été	Heure d'hiver
2016	366	8 784	27/03/2017, 02h00	30/10/2016, 03h00
2017	365	8 760	26/03/2017, 02h00	29/10/2017, 03h00
2018	365	8 760	25/03/2018, 02h00	28/10/2018, 03h00
2019	365	8 760	30/03/2019, 02h00	27/10/2018, 03h00

Tableau 2 : Caractéristiques numériques des années étudiées

Source : UFE

L'année 2020 ne figure pas parmi la période étudiée, en raison de la crise sanitaire ayant fortement impacté les modes de vie et la consommation d'électricité.

Le présent rapport portant sur le facteur d'émissions de la consommation, il convient de rappeler, en amont de la présentation des données utilisées, que l'électricité consommée en France contient une part d'électricité importée auprès des zones de marchés frontalières avec lesquelles la France est interconnectée. Ainsi, le contenu carbone de la consommation varie selon le contenu carbone des imports réalisés. Les zones de marché ayant donc été considérées sont celles disposant d'interconnexions frontalières avec la France, à savoir : l'Espagne, l'Italie du Nord, la Suisse, la Grande-Bretagne et la zone CWE comprenant l'Allemagne, le Luxembourg, la Belgique et les Pays-Bas.

2.2.2. *Données à disposition*

Les données utilisées pour le calcul du facteur d'émissions horaire de la consommation de la France sont extraites de la plateforme open-data¹⁹ de ENTSO-E²⁰. La mise en ligne publique des données obéit, depuis le 5 janvier 2015, à de nouvelles règles en vertu du règlement européen 543/2013 sur la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité. Il est désormais obligatoire pour les États membres de l'Union Européenne de soumettre les informations fondamentales relatives à la production, à la charge, au transport et à l'équilibrage de l'électricité sur son territoire. Elles sont complétées directement sur la plateforme par les gestionnaires des réseaux de transport européens.

Les données de la plateforme ayant été exploitées pour le calcul du facteur d'émissions de la consommation sont les suivantes :

- Production horaire par source de production de la France et des zones frontalières ;
- Facteur d'émissions des modes de production ;
- Echanges commerciaux horaires aux frontières de la France ;
- Consommation horaire française.

¹⁹ <https://transparency.entsoe.eu/>

²⁰ ENTSO-E est l'association européenne pour la coopération des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

Données de production horaire par source et facteur d'émissions associés

Les données de production horaire de la plateforme open-data d'ENTSO-E sont exprimées en MW et sont ventilées par zone de marché et par source de production. Afin de rendre compte des émissions de CO₂ équivalentes instantanément induites par la production des mix électriques de chaque zone, cette étude fait le choix d'adopter une approche en émissions directes. Les facteurs d'émissions de production par source qui ont été retenus pour les calculs de cette étude sont ainsi exprimés en tonnes d'émissions directes de CO₂ équivalent par mégawattheure produit (tCO₂éq / MWh). Ils sont issus des calculs de l'entreprise RTE, qui indique avoir calculé ces taux à partir des facteurs d'émissions diffusés par l'ADEME, ainsi que des rendements des centrales issus des recommandations d'ENTSO-E. Ils ont été choisis en raison de leur dépendance aux recommandations d'ENTSO-E afin de réduire les incertitudes liées à la cumulation des sources. Ils sont classés par groupe de production de la façon suivante :

- 0,986 tCO₂éq/MWh pour les groupes charbon ;
- 0,777 tCO₂éq/MWh pour les groupes fioul ;
- 0,429 tCO₂éq/MWh pour les groupes gaz ;
- 0,494 tCO₂éq/MWh pour les groupes bioénergies (déchets) ;
- 0 tCO₂éq/MWh pour les autres groupes (renouvelables, renouvelables non-thermiques, nucléaire).

Concernant le cas particulier des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), il est fait l'hypothèse d'un coefficient d'émission de CO₂ équivalent de 0 tCO₂éq/MWh pour le pompage, les STEP ne faisant que stocker une électricité déjà produite. Les sources de production ont été reclassées selon les groupes précédents, afin de pouvoir y attribuer le facteur d'émissions correspondant.

Source de production	Type de source	Facteur d'émissions
Déchets	Bioénergies (déchets)	0,494 tCO ₂ éq/MWh
Lignite	Charbon	0,986 tCO ₂ éq/MWh
Anthracite		
Gaz fossile	Gaz	0,429 tCO ₂ éq/MWh
Gaz dérivé de charbon		
Fioul	Fioul	0,777 tCO ₂ éq/MWh
Tourbe		
Biomasse	Autres (nucléaire, renouvelables)	0 CO ₂ éq/MWh
Nucléaire		
Hydraulique		
Hydraulique au fil de l'eau		
Géothermique		
Photovoltaïque		
Eolien onshore ²¹		
Eolien offshore ²²		
STEP - Pompage		

Tableau 3 : Source de production des données de production par source répertoriées ENTSO-E et facteurs d'émissions associés

Source : UFE, à partir des données de l'entreprise RTE

L'électricité produite à partir de biomasse présente, dans le cadre de notre étude, un facteur d'émissions de la production nul. Cette hypothèse est conforme aux standards du marché EU ETS, indiquant qu'« étant donné que le carbone libéré lors de la combustion de la biomasse solide sera réabsorbé lors de la croissance des arbres, les émissions de gaz à effet de serre (GES) associées à la combustion de la biomasse sont traitées préférentiellement ». La Base Carbone® de l'Ademe mentionne elle que « l'utilisation de l'énergie primaire en elle-même est considérée comme sans émissions ». En émissions directes, puisque que ce travail ne tient pas compte de la phase amont et du transport, l'hypothèse de la neutralité carbone est donc retenue. En revanche, cette hypothèse n'a de sens que si la **gestion de la biomasse est dite « durable »**, c'est-à-dire que cette dernière est sollicitée à un rythme moins soutenu qu'elle n'est capable de se régénérer, sans différence d'évolution de son stock.

²¹ Eolien sur terre

²² Eolien en mer

Echanges horaires aux frontières

Les programmes d'imports français sont exprimés en MW échangés. Dans ce travail, il a été fait le choix d'adopter une approche en flux commerciaux. En effet, le choix de recourir aux programmes d'échanges commerciaux et non aux chroniques de flux physiques transfrontaliers réellement mesurés sur le réseau répond à l'objectif de rendre compte le plus fidèlement possible de l'état de tension du système électrique que révèlent les positions de marché. Les flux commerciaux semblent d'autre part être les seuls qui permettent d'attribuer un « sens » de circulation aux électrons découlant d'une action humaine, les flux physiques présentant l'inconvénient de prendre en compte des flux « involontaires » ou non-désirés comme les flux de boucle ou les flux de transit (imports de la Suisse en provenance de l'Espagne en passant par la France), par exemple.

Conformément à ce qui fut décrit en partie 1.2.4, les données d'échanges commerciaux considérés regroupent les produits de maturité annuelle, mensuelle, trimestrielle, hebdomadaire, journalière (day-ahead), intra-journalière (intraday), correspondant aux allocations après chaque processus de nomination et allocation implicite (bourse EEX, courtier, bourse EPEX Spot).

Ce choix est ainsi justifié par le fait d'être un moyen d'introduire une forme de traçabilité (i.e. la provenance du flux, sa direction, sa chronologie et ses caractéristiques en termes de volume etc.) – que les flux physiques seuls ne permettent pas – afin d'attribuer les émissions de gaz à effet de serre au territoire national. Enfin, à titre subsidiaire, les données commerciales présentent l'avantage d'être plus complètes sur la plateforme open-data d'ENTSO-E d'où les données furent extraites.

Consommation horaire

Les données de consommation totale d'électricité en France sont exprimées en MW. Ces données feront ultérieurement l'objet d'une correction, en vertu de l'égalité d'équilibrage des flux de production, consommation, d'imports et d'exports sur le réseau.

2.2.3. Méthode de calcul

La méthode de calcul du facteur d'émissions de la consommation utilisée manipule de nombreuses données. Elle produit plusieurs niveaux de résultats, pouvant eux-mêmes être utilisés au cours d'étapes ultérieures de la procédure de calcul. Ainsi, afin d'en simplifier la compréhension, les procédures de calcul sont classifiées selon les cinq grandes étapes consécutives suivantes :

- 1 – Correction de la consommation ;
- 2 – Calcul des facteurs d'émissions des mix de production français et frontaliers ;
- 3 – Calcul du facteur d'émissions des imports ;
- 4 – Arbitrage production – imports dans la consommation ;
- 5 – Calcul du facteur d'émissions de la consommation et des exports.

Les calculs effectués dans chacune des étapes figurent ci-après. Les opérations mathématiques sont décrites au moyen des variables suivantes. Soit :

- Les ensembles :
 - S : l'ensemble des sources de production d'une zone
 - P : l'ensemble des zones de marché frontalières
 - PI : l'ensemble des zones de marché frontalières d'où la France importe
 - PE : l'ensemble des zones de marché frontalières où la France exporte
 - $F = \{France\}$: l'ensemble désignant le pays France
- Les quantités d'électricité :
 - $q_{i,j}$: la quantité d'électricité produite par la source $i \in S$ et par la zone $j \in P \cup F$
 - $qtot_j$: la quantité totale d'électricité produite par la zone $j \in P \cup F$
 - c : la quantité totale d'électricité consommée
 - imp_j : la quantité d'imports réalisés auprès de la zone $j \in P \cup F$
 - exp_j : la quantité d'exports réalisés auprès de la zone $j \in P \cup F$

- Les facteurs d'émissions :
 - $f e_i$: le facteur d'émissions de la source de production $i \in S$
 - $FE_{prod,j}$: le facteur d'émissions de la production de la zone $j \in P \cup F$
 - FE_{conso} : le facteur d'émissions de la consommation
 - $FE_{imports}$: le facteur d'émissions des imports
 - $FE_{exports}$: le facteur d'émissions des exports
- Le coefficient adimensionnel :
 - $\alpha > 0$: le coefficient pass-through

Ayant constaté précédemment dans l'étude de Ji (2016) qu'il existait une faible différence (de l'ordre de 2 à 5 gCO₂éq/kWh) entre le facteur d'émissions des imports calculé de façon itérative à l'échelle du réseau et le facteur d'émissions des imports calculé à partir des seuls mix de production des pays voisins, le travail réalisé propose de s'affranchir de l'application de toute méthode itérative aux imports. Si l'implémentation d'une telle méthode peut être algorithmiquement mise en œuvre à chaque heure, elle nécessite comme données d'entrées l'intégralité des données de production – consommation – imports – exports de chaque pays, ainsi que toutes les valeurs de facteurs d'émissions qui y sont associées. Ce travail de traitement de données, très chronophage, n'a pas été effectué car certaines données de base ne sont pas disponibles sur la plateforme open-data d'ENTSO-E. Par exemple, les données de production issues des centrales de production thermiques de la Suisse sont manquantes. De telles conditions conduisent ainsi à ignorer une part de l'information réelle, ce qui remet alors en cause la pertinence même de l'application d'un tel traitement. Les facteurs d'émissions des imports sont donc simplement calculés selon les seuls parcs de production des zones auprès desquelles la France importe en temps réel. Ce choix conduit donc nécessairement à des valeurs qui, quoique probablement non-éloignées des valeurs réelles, demeurent approximées.

A ce stade, il convient de remarquer que les pertes réseaux ne figurent pas parmi les variables définies précédemment. En effet, selon le rapport de France Stratégie sur les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, « les distributeurs compensent leurs pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les consommateurs finaux [...] en achetant l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marché organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence des fournisseurs qualifiés ». En ce sens, les pertes constituent alors un poste de consommation du réseau, pour lequel les distributeurs doivent se couvrir auprès des producteurs, par les mécanismes de marché ou les appels d'offres. Elles sont ainsi incluses dans la variable « consommation ».

Les variables de calcul de quantité d'électricité et de facteur d'émissions définies ci-dessus sont des variables de calcul horaire. Les calculs présentés ci-après valent ainsi pour une heure.

1 – Correction de la consommation

L'équilibre des flux transitant sur le réseau français implique qu'à chaque instant, l'équation suivante soit vérifiée :

$$\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} + \sum_{j \in PI} imp_j = c + \sum_{j \in PE} exp_j$$

D'où :

$$c = \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} + \sum_{j \in PI} imp_j - \sum_{j \in PE} exp_j$$

Équation 1 : Equilibre horaire consommation - production - imports - exports

En d'autres termes, la somme des quantités d'électricité produites et importées doit être égale à chaque instant à la somme des quantités d'électricité consommées et exportées. Dans le cas de la présente étude, si un écart est constaté entre la consommation théorique et la consommation calculée, alors la consommation calculée est conservée. Les statistiques relatives à cette correction figurent au sein du tableau ci-dessous.

Statistiques	Ecart théorique - corrigée
Moyenne	-482,1
Ecart-type	-1 004
Min	-6 743
Quantile 25 %	-1 122
Quantile 50 %	-121,0
Quantile 75 %	171,0
Max	6 722

Tableau 4 : Statistiques relatives à la différence entre la consommation théorique et la consommation corrigée

Dans le cas où aucun écart n'est constaté (26 cas sur 35 060), aucune modification n'est opérée puisque l'équilibre est respecté. La correction appliquée est cependant d'un faible ordre de grandeur, comme en témoigne l'écart-type. En effet, ramenée à la valeur de la consommation, ces écarts ne dépassent que ponctuellement plus de 2 % de la valeur de la consommation théorique.

2 – Calcul des facteurs d'émissions des mix de production français et frontaliers

La seconde étape consiste à calculer les facteurs d'émissions des mix de production français et frontaliers. En effet, puisqu'il s'agit de calculer les facteurs d'émissions de la consommation, tenant compte de la production française et des imports réalisés, il faut pouvoir exprimer les contenus carbone de la production française ainsi que ceux des mix de production des zones auprès desquelles la France importe. Pour ce faire, la méthode utilise les données de production par source, ainsi que les facteurs d'émissions desdites sources de production. L'opération s'exprime ainsi de la façon suivante.

$$\forall j \in P \cup F, \quad FE_{Prod,j} = \frac{\sum_{i \in S} q_{i,j} \cdot fe_i}{\sum_{i \in S} q_{i,j}}$$

Équation 2 : Expression du facteur d'émissions horaire du mix de production électrique de la zone j

Le terme du numérateur exprime la quantité totale d'émission horaire induite par l'activité de production d'une zone, tandis que le dénominateur exprime la quantité totale d'électricité produite par ladite zone. Le cas particulier de la France s'exprime de la façon suivante.

$$FE_{Prod,FRANCE} = \frac{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} \cdot fe_i}{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE}}$$

Équation 3 : Expression du facteur d'émissions horaire du mix de production électrique de la France

Ce terme interviendra ultérieurement en partie 4.

3 – Calcul du facteur d'émissions des imports

Le calcul du facteur d'émissions des imports résulte de l'opération suivante.

$$\forall j \in PI, \quad FE_{imports} = \frac{\sum_{j \in PI} FE_{prod,j} \cdot imp_j}{\sum_{j \in PI} imp_j}$$

Équation 4 : Expression du facteur d'émissions horaire des imports français

Le terme du numérateur exprime la quantité totale d'émissions induites par l'activité d'imports français, tandis que le dénominateur exprime la quantité totale d'électricité importée auprès des zones de marché voisines.

4 – Arbitrage production – imports dans la consommation

Le présent paragraphe traite désormais à la méthode d'arbitrage entre la production française et les imports étrangers. Il fait ainsi écho au paragraphe 2.1. qui dresse une brève revue de la littérature des méthodes de calcul du facteur d'émissions de la consommation. Les quantités d'électricité produites en France et celles importées par la France n'ont pas systématiquement vocation à couvrir la seule demande française.

Elles peuvent répondre à d'autres finalités : export de la zone A vers la zone B ou achat de l'électricité produite au sein de la zone B par un acteur de la zone A à des fins d'exportations vers la zone C etc. Ainsi, la correcte imputation à la consommation française des émissions induites par les quantités d'électricité importées et celles produites en France constitue un enjeu-clé de la construction du facteur d'émissions de la consommation. Il s'agit ainsi de déterminer la clé de répartition qui va réaliser cet arbitrage. Les trois méthodes de calcul conventionnels sont rappelées ci-dessous :

- **Méthode « bouquet d'électricité »** : cette approche vise à faire le bilan des quantités produites et importées à chaque heure, puis à calculer les émissions induites de ces deux quantités d'électricité, pour enfin calculer un facteur d'émissions commun à la consommation et aux exports ;
- **Priorisation de la production d'électricité nationale** puis complément à l'aide des imports (méthode Ademe décrite au paragraphe 2.1.2.1, élargie au calcul du facteur d'émissions horaire) ;
- **Priorisation des imports d'électricité** puis complément à l'aide de la production nationale.

Le facteur d'émissions du bouquet se calcule de la façon suivante :

$$FE_{conso} = FE_{export} = \frac{FE_{prod} \cdot \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} + FE_{imports} \cdot \sum_{j \in PI} imp_j}{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} + \sum_{j \in PI} imp_j}$$

Équation 5 : Expression du facteur d'émissions de la consommation et export de la méthode bouquet

L'UFE, dans le cadre de ce travail, a fait le choix de n'appliquer aucune de ces méthodes et de mettre en œuvre un coefficient intitulé « pass-through²³ », ayant pour objet de déterminer le pourcentage des volumes d'électricité importés aussitôt réexportés à une heure donnée. Ce ratio a une importance structurante lorsqu'il s'agit de quantifier le contenu carbone de la consommation française car, selon que 90 %, 70 % ou 40 % de l'électricité importée est effectivement consommée en France, le contenu carbone de la consommation française – et des exports français – varie en conséquence.

Pour justifier le choix d'une telle méthode, l'UFE a en effet défini les deux critères suivants :

- **Le critère physique** : les électrons suivent le « chemin le plus court » entre le lieu de production et le lieu de consommation.
- **Le critère économique** : les imports sont priorisés sur les quantités d'électricité produites en France dès lors que le prix de marché de la zone de marché exportatrice est moins élevé que le prix de marché français. La notion sous-jacente à ce critère économique est la rationalité : la France importe de l'électricité auprès de ses voisins lorsque les imports lui coûtent moins cher que sa production, à une demande donnée, toutes choses égales par ailleurs.

Les deux premières approches ont ainsi été écartées en raison de l'inadéquation de leur nature avec les critères physique et économique. En effet, le lieu de production aux frontières peut être plus proche du lieu de consommation que ne l'est le lieu de production française et inversement. De plus, le prix des imports réalisés n'est pas nécessairement moins cher que le prix français, bien que cela reflète la grande majorité des cas rencontrés. Il peut arriver que les pays échangent simultanément des quantités d'électricité équivalentes pour une même heure, ce qui remet en cause ce principe. En ce sens, cette règle de priorisation systématique ignore le critère économique. Ainsi, aucune des deux méthodes ne peut être entreprise.

La troisième approche a fait l'objet de discussions internes à l'UFE. Tout d'abord, l'approche bouquet considère qu'une fois que l'électron transite sur le réseau français, il ne dispose plus d'empreinte carbone propre, dès lors qu'il contribue à enrichir l'empreinte carbone moyenne nationale. Ce mode de calcul conduit ainsi à s'affranchir des principes de circulation des électrons dans d'autres mesures. Alors que les méthodes de priorisation conduisaient à ignorer les principes physiques, celle-ci les contourne en agrégeant les contributions de chaque électron à l'échelle nationale. Cependant, puisqu'il est impossible de tracer les électrons, cette approche aurait pu s'avérer pertinente car « moyenne ». Ainsi, à supposer que les règles soient de fait approximatives, l'UFE a fait le choix d'une approche conservatrice, conduisant à maximiser la part d'imports consommés, tout en respectant l'existence du principe physique. Elle adopte ainsi un point de vue modéré, entre la radicalité de la seconde méthode de priorisation et la simplicité de la méthode du bouquet, vis-à-vis du critère physique.

²³ Dénomination choisie par l'UFE provenant de l'anglais *to pass through* signifiant *traverser*.

L'approche pass-through contrairement aux deux autres, permet à l'UFE de tester une méthode d'arbitrage basé sur le critère économique : il s'agit de faire évoluer le coefficient du pass-through selon les prix de marché. En effet, si l'on revient aux fondements des imports, en vertu de la logique de l'ordre de mérite, il est régulièrement constaté que les fournisseurs français importent auprès des producteurs étrangers lorsque le prix de l'électricité produite dans les zones de marchés frontalières est moins élevé que le prix de l'électricité produite en France. Ce mécanisme d'optimisation économique est, d'après RTE, directement responsable des quantités d'imports²⁴. Il est parfois plus favorable économiquement d'importer de l'énergie plutôt que d'activer des moyens de production plus coûteux sur le territoire. Par la mise en œuvre du coefficient pass-through, la procédure de calcul dispose alors de la structure permettant l'implémentation d'une règle de variation de la quantité d'import pris en compte dans la consommation selon les prix de marché. Cette opportunité d'adaptation des points de vue qu'offre la structure pass-through permettrait ainsi à tout moment de changer le point de vue physique en point de vue économique. La méthode est ainsi plus souple.

Si cet argument de souplesse complète la justification de l'utilisation de la méthode pass-through, il convient de noter que l'établissement des règles de variation du pass-through selon les prix de marché relève d'une certaine complexité. La valeur de ce pass-through étant incertaine, il a été fait le choix dans ce travail d'adopter une approche conservative, selon laquelle le facteur d'émissions de la consommation est maximisé. Ainsi, puisque les imports réalisés auprès des zones de marché frontalières sont plus carbonés que la production française, la valeur du pass-through choisie dans le cadre de cette étude est 10 %. A ce stade de développement de la procédure de calcul, il convient de préciser que la même valeur de pass-through est appliquée uniformément à chaque heure des années étudiées. **Cependant, il peut arriver que** lorsque les exports sont faibles et que les imports sont élevés, **la quantité d'électricité importée et réexportée**, matérialisée par le produit du pass-through et des imports, **excède les exports**. Dans ce cas, afin d'assurer la cohérence du modèle de calcul, la valeur du pass-through est temporairement abaissée de telle sorte à ce que les imports réexportés soient limités à la valeur des exports (autrement dit, 100 % des exports sont considérés comme des imports réexportés).

Ces arbitrages impliquent ainsi l'application d'une condition, qui prend mathématiquement la forme suivante.

Soit :

- c_{imp} : la quantité d'électricité importée et consommée
- imp_{exp} : la quantité d'électricité importée et réexportée

Alors :

Si $\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j \leq \sum_{j \in PE} exp_j$ (condition 1) :

$$imp_{exp} = \alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j$$

Équation 5 : Expression de la quantité d'imports réexportés (cas 1 : part des imports)

$$c_{imp} = \sum_{j \in PI} imp_j - imp_{exp} = \sum_{j \in PI} imp_j - \alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j = (1 - \alpha) \cdot \sum_{j \in PI} imp_j$$

Équation 6 : Expression de la quantité d'électricité importée et consommée (cas 1 : part des imports)

Cependant, si $\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j > \sum_{j \in PE} exp_j$ (condition 2) :

Alors il est posé que $\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j = \sum_{j \in PE} exp_j$.

²⁴ RTE – Bilan électrique 2020.

Ainsi :

$$imp_{exp} = \sum_{j \in PE} exp_j$$

Équation 7 : Expression de la quantité d'imports réexportés (cas 2 : exports seuls)

$$c_{imp} = \sum_{j \in PI} imp_j - imp_{exp} = \sum_{j \in PI} imp_j - \sum_{j \in PE} exp_j$$

Équation 8 : Expression de la quantité d'électricité importée et consommée (cas 2 : exports seuls)

La quantité d'électricité importée et consommée se soustrait donc, par la suite, à la quantité d'électricité totale consommée, afin de constituer la quantité d'électricité consommée hors imports consommés. Quelle que soit la condition, la quantité d'électricité consommée hors imports consommés provient alors nécessairement de la production française, le système étant équilibré. La démonstration se trouve ci-dessous.

L'équation 1 donne :

$$c = \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} + \sum_{j \in PI} imp_j - \sum_{j \in PE} exp_j$$

En incluant la valeur du pass-through, l'équation 1 devient :

$$c = \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} + (\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j + (1 - \alpha) \cdot \sum_{j \in PI} imp_j) - \sum_{j \in PE} exp_j$$

Équation 9 : Equilibre horaire consommation - production - imports - exports intégrant le pass-through

Ainsi,

Si l'on applique la condition 1 :

$$\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j \leq \sum_{j \in PE} exp_j$$

Alors :

$$\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j - \sum_{j \in PE} exp_j \leq 0$$

Équation 10 : Inégalité de comparaison entre les imports réexportés et les exports dans le cas de la condition 1

Les équations 1 et 6 donnent alors :

$$c - (1 - \alpha) \cdot \sum_{j \in PI} imp_j \leq \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE}$$

Équation 11 : Expression de la consommation restante hors imports consommés dans le cas de la condition 1

Dans le cas de l'application de la condition 1, la consommation restante hors imports consommés est ainsi nécessairement complétée par la production française. La production française restante sera alors affectée aux exports.

En revanche, si la condition 2 est appliquée, à savoir :

$$\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j > \sum_{j \in PE} exp_j$$

Alors on pose :

$$\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j = \sum_{j \in PE} exp_j$$

Ainsi,

$$\alpha \cdot \sum_{j \in PI} imp_j - \sum_{j \in PE} exp_j = 0$$

Équation 12 : Egalité entre les imports réexportés et les exports dans le cas de la condition 2

La combinaison des équations 1 et 12 donne alors :

$$c - (1 - \alpha) \cdot \sum_{j \in PI} imp_j = \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE}$$

Équation 13 : Expression de la consommation restante hors imports consommés dans le cas de la condition 2

Dans cette configuration, la consommation restante hors imports consommés est égale à la seule production française.

Pour alléger la notation dans la suite de la procédure de calcul, deux variables sont définies ci-après. Soit :

- c_{prod} : la quantité d'électricité produite et consommée
- exp_{prod} : la quantité d'électricité produite et exportée

Alors :

$$c_{prod} = c - c_{imp}$$

Équation 14 : Expression de la quantité d'électricité produite et consommée

Et :

$$exp_{prod} = \sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} - c_{prod}$$

Équation 15 : Expression de la quantité d'électricité produite et exportée

A ce stade, toutes les quantités nécessaires au calcul du facteur d'émissions de la consommation sont déterminées.

5 - Calcul des facteurs d'émissions de la consommation et des exports

Les facteurs d'émissions de la consommation et des imports s'expriment de la façon suivante.

$$FE_{conso} = \frac{c_{prod} \cdot FE_{prod,FRANCE} + c_{imp} \cdot FE_{imports}}{c}$$

Équation 16 : Expression du facteur d'émissions horaire de la consommation

$$FE_{exports} = \frac{exp_{prod} \cdot FE_{prod,FRANCE} + imp_{exp} \cdot FE_{imports}}{exp_{prod} + imp_{exp}}$$

Équation 17 : Expression du facteur d'émissions horaire des exports

La méthode de calcul et les hypothèses décrites au sein de cette partie constituent les fondements de l'analyse suivante.

3. Analyse en séries temporelles de l'évolution pluriannuelle des données brutes

L'analyse menée dans cette partie propose de décrire graphiquement et statistiquement les bases de données exploitées dans le cadre de ce travail. Cette première étape est nécessaire, car elle permet d'apprécier dans sa globalité les caractéristiques des échantillons de données utilisées. Elle précède toute analyse technique visant à conclure à des résultats, car elle fournit l'intégralité des informations sur lesquelles ils peuvent être interprétés.

Si cette analyse vise à informer le lecteur sur la teneur de constitution de l'échantillon, elle permettra également de rechercher et d'identifier les mécanismes qui sont à l'origine de l'évolution du facteur d'émissions de la consommation. Elle mesurera en particulier les contributions des données de consommation, de production et d'imports ainsi que de leurs facteurs d'émissions respectifs au facteur d'émissions de la consommation.

3.1. Méthode de l'analyse

D'après l'équation 16, le facteur d'émissions de la consommation s'exprime de la façon suivante.

$$FE_{conso} = \frac{c_{prod} \cdot FE_{prod,FRANCE} + c_{imp} \cdot FE_{imports}}{c}$$

A partir des équations 1, 2 et 4, il est obtenu la forme développée suivante.

$$FE_{conso} = \frac{c_{prod} \cdot \frac{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} \cdot fe_i}{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE}} + c_{imp} \cdot \frac{\sum_{j \in PI} \frac{\sum_{i \in S} q_{i,j} \cdot fe_i}{\sum_{i \in S} q_{i,j}} \cdot imp_j}{\sum_{j \in PI} imp_j}}{c_{prod} + c_{imp}}$$

Équation 18 : Expression développée du facteur d'émissions de la consommation

Les quantités produites, consommées et importées s'expriment dans l'équation 19 de la façon suivante :

- $q_{i,FRANCE}$: la production française par source de production ;
- $q_{i,j}$: la production des zones de marché frontalières par source de production ;
- imp_j : la quantité d'imports réalisés auprès des zones de marché frontalières ;
- c_{prod} : la quantité d'électricité produite en France et consommée en France ;
- c_{imp} : la quantité d'électricité importée et consommée en France.

Ainsi, l'analyse présentera les séries temporelles et les statistiques relatives à chacune des quantités précédentes, c'est-à-dire les données de :

- **Production par mode** au pas de temps horaire de la France et de ses zones de marché frontalières ;
- **Imports réalisés** auprès de chaque zone de marché frontalière au pas de temps horaire ;
- **Consommation française** au pas de temps horaire ;
- **Facteurs d'émissions de la production par mode, des imports réalisés et de la consommation française** au pas de temps horaire calculé à partir des données précédentes.

Les zones frontalières de marché considérées sont l'Espagne, la Suisse, la Grande-Bretagne, l'Italie du Nord²⁵ ainsi que la zone CWE. Pour cette dernière, sont comptabilisées dans les données de production l'Allemagne, le Luxembourg, la Belgique et les Pays-Bas. En revanche, seuls les échanges entre la France et la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne ont été considérés car ce sont les pays frontaliers.

Echantillonnées au pas de temps horaire sur les années 2016, 2017, 2018 et 2019, ces données font l'objet d'une reconstitution en séries temporelles. Ces dernières permettront de rendre compte des éventuelles saisonnalités. Deux périodes seront analysées en particulier :

²⁵ Abrégée Italie dans le reste du document

- **La « période de chauffe » de l'année n** (en rouge sur les différents graphiques) : du 15 octobre de l'année n au 15 avril de l'année n+1 ;
- **La « période hors chauffe » de l'année n** : du 16 avril au 14 octobre de l'année n.

Les périodes de chauffe correspondent à des périodes de plus fortes consommations en raison notamment de l'utilisation plus importante des équipements de chauffage (pompes à chaleur ou radiateurs à effet Joule s'agissant de l'électricité), mais également à un recours accru à la lumière et à la cuisson plus important. Une analyse portant sur les données agrégées par année et par période sera également présentée à l'issue de chaque analyse d'une série temporelle.

Le traitement des données analysées repose sur les hypothèses évoquées dans les parties précédentes et rappelées ci-dessous de façon synthétique :

- **Le pass-through** considéré est égal à 0,1 pour toute heure. Cela signifie que la part d'électricité importée et réexportée est égal à 10 %. Par ailleurs, si les exports sont inférieurs aux 10 % d'électricité importée et réexportée, alors il sera considéré que la quantité d'électricité importée et réexportée sera égale à la quantité d'exports. Cette hypothèse est plutôt conservatrice, car elle maximise la quantité d'électricité importée au sein de la consommation et engendre de fait des valeurs majorantes pour le facteur d'émissions de la consommation.
- **Le facteur d'émissions** des imports français auprès d'une zone de marché est égal au facteur d'émissions du mix de production de ladite zone. Les imports eux-mêmes réalisés par cette zone auprès d'autres zones de marché ne sont ici pas comptabilisés dans le calcul du facteur d'émissions de ses exports (qui est donc également le facteur d'émissions des imports de la France auprès de cette zone de marché).
- **La Suisse** présente des données de production incomplètes : aucune production d'origine thermique fossile ne figure dans les données récupérées sur le site d'ENTSOE. Ainsi, le facteur d'émissions de la production suisse est théoriquement nul, ce qui est contradictoire avec les informations de l'Agence Internationale de l'Energie. Cependant, afin de tenir compte de l'influence des imports français auprès de la Suisse sur le facteur d'émissions de la consommation française, un facteur d'émissions moyen annuel sera attribué de façon conservative à chaque heure de l'année. Ce facteur d'émissions est basé sur les données de production annuelle par mode de l'Agence Internationale de l'Energie.

L'analyse débute par l'étude de l'évolution des séries temporelles de la production, des imports, des exports et de la consommation française. La seconde partie expose la production par source de chaque zone de marché frontalière et les facteurs d'émissions qui en résultent, à travers des analyses portant sur les séries temporelles et les données agrégées par année ou par période. La troisième partie porte sur l'étude de l'évolution des imports réalisés auprès de ces mêmes zones, lesquels sont responsables pour partie du contenu carbone de la consommation. Enfin, la dernière partie compile l'ensemble des analyses faites précédemment et met en perspective différentes structures d'évolutions.

3.2. Analyse

3.2.2. Production, imports, exports et consommation

3.2.2.1. Etude des séries temporelles

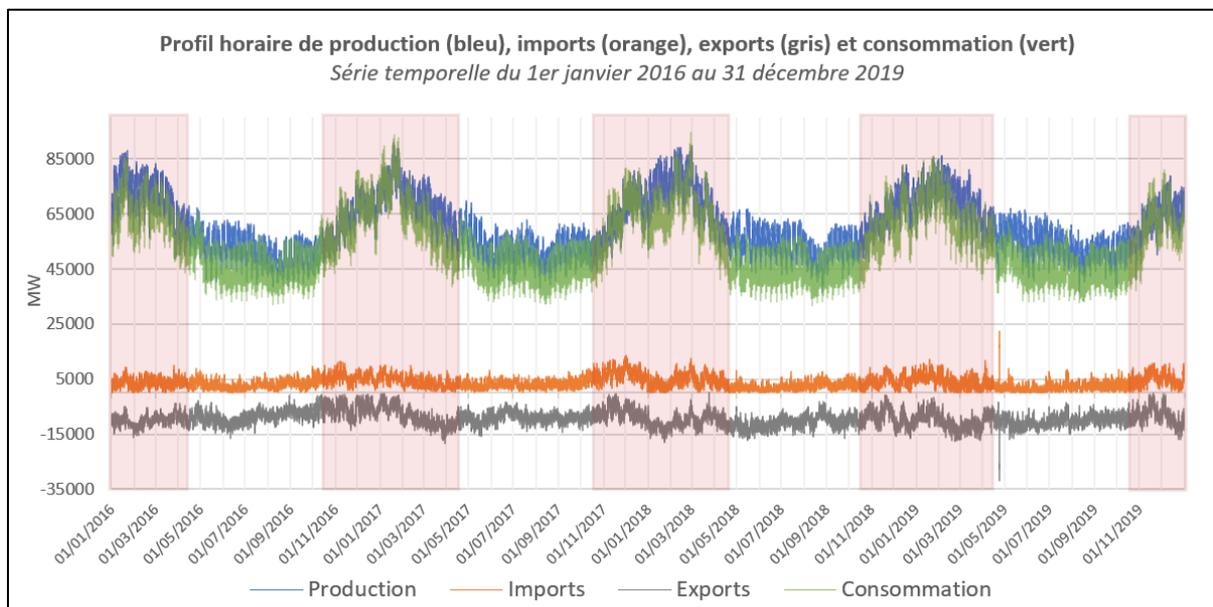


Figure 6 : Séries temporelles de la production française, des imports et des exports français et de la consommation française échantillonnées au pas de temps horaire

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Sur ce premier graphique, il apparaît des saisonnalités dans les profils horaires de la consommation et de la production en particulier, les maxima étant chaque année atteints entre janvier et mars et les minima lors de la semaine du 15 août. En tendance, la production est supérieure à la consommation la majorité du temps. La situation inverse se produit régulièrement lors des pics de consommation, bien que cela ne soit pas systématique, comme en témoigne le graphique suivant.

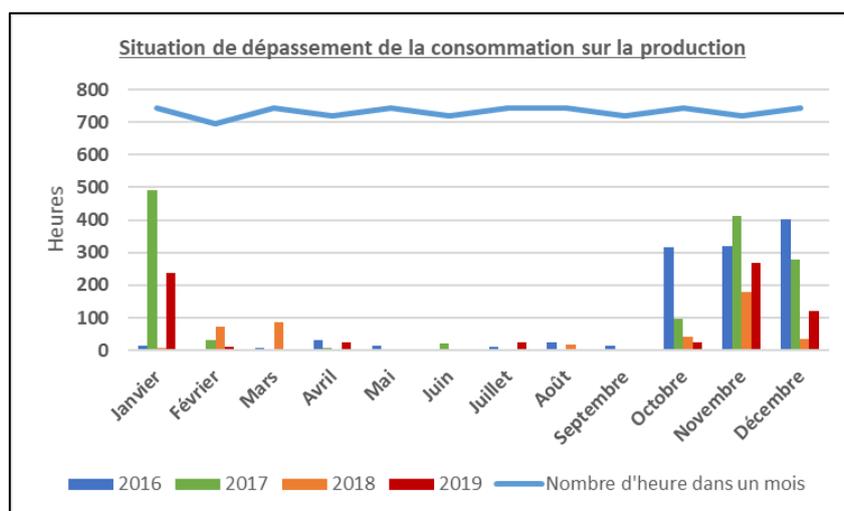


Figure 7 : Nombre de dépassements de la consommation sur la production par mois et par année

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Sur le graphique ci-dessus, les mois des périodes de chauffe font l'objet de dépassements réguliers de la consommation par rapport à la production. Il est également intéressant de constater que ces dépassements se concentrent davantage entre les mois d'octobre et de décembre pour l'année 2016, lorsqu'ils se concentrent

entre les mois de novembre, décembre et janvier pour l'année 2017. Cette situation a donc majoritairement lieu en automne plutôt qu'en hiver, pourtant synonyme de températures plus froides : c'est donc le signe que le parc de production français est globalement en mesure de faire face à la hausse de la consommation hivernale. Ce résultat est à croiser avec les imports réalisés sur les mêmes périodes. En effet, à supposer que le parc français puisse produire, plus ces résultats peuvent s'expliquer par le fait qu'il peut-être plus avantageux économiquement pour les fournisseurs d'importer de l'électricité auprès de zones de marché voisines que d'avoir recours à de l'électricité produite en France. Ce point sera concrètement analysé en partie 4. La figure 8 rend compte du niveau de dépassement moyen en termes d'énergie.

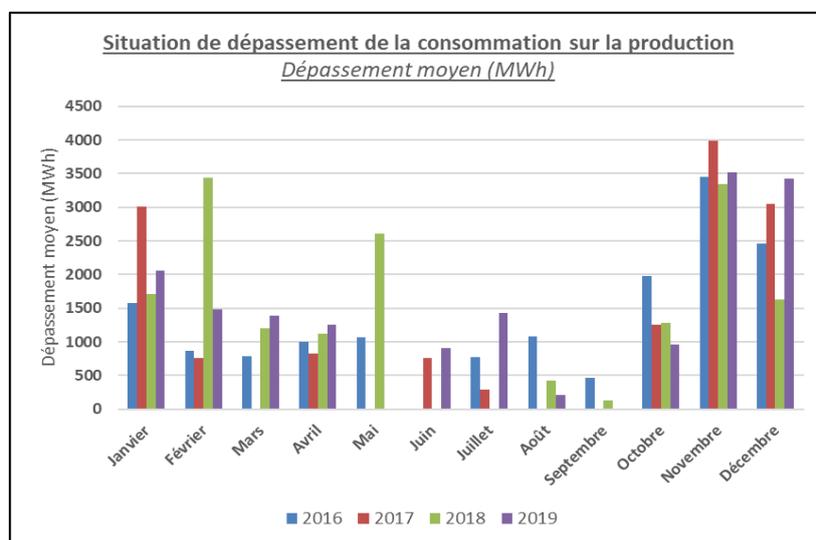


Figure 8 : Dépassement en énergie de la consommation sur la production par mois et par année
Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les mois identifiés sur la figure 7 font l'objet de dépassements moyens importants, entre 1 000 TWh et 4 000 TWh. La situation de mai 2018 s'explique par les trois heures consécutives entre le 1^{er} mai 2018 à 13 heures et 16 heures et révèle une situation de prix négative. Ces prix reflètent sur une situation de marché pour laquelle les producteurs préfèrent payer les fournisseurs afin d'écouler leur production plutôt que de fermer leur centrale. Ils renseignent donc sur un niveau de demande inférieur au niveau des volumes produits. L'arrêt de certains moyens de production thermique pour quelques heures étant onéreux du fait de leurs contraintes techniques et économiques (coûts de démarrage, seuil technique de puissance minimum à respecter, durée minimale incompressible d'arrêt), le producteur limite alors ses coûts en choisissant de produire à perte pendant quelques heures plutôt que d'arrêter son moyen de production et de perdre davantage. Le symptôme que constitue le prix négatif renseigne alors sur une situation de courte durée durant laquelle les producteurs, confrontés au fort recours à l'import, ont diminué leur volume de production et enclenché des prix négatifs, montrant ainsi un dépassement du niveau de la consommation sur le niveau de production.

Sur les quatre années étudiées, les extrema sont les suivants :

	Production	Consommation	Imports	Exports
Minimum	36 213 MW	31 453 MW	0 MW	0 MW
Date d'atteinte du minimum	26 août 2018 : 06h	12 août 2018 : 08h	Plus d'une date lors des périodes hors chauffe	Plus d'une date lors de la période de chauffe 2016-2017
Maximum	91 074 MW	94 565 MW ²⁶	22 312 MW	-31 749 MW
Date d'atteinte du maximum	18 janvier 2017 : 10h	28 février 2018 : 19h	24 avril 2019 : 20h	24 avril 2019 : 20h

Tableau 5 : Dates et valeurs d'atteinte des extrema de la production, de la consommation, des imports et exports

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

²⁶ La valeur de la pointe historique de 2012 est égale à 102 GW.

Les exports évoluent selon la même tendance que les imports. De plus, 99,3 % des valeurs d'imports sont comprises entre 0 MW et 10 000 MW, tandis que 98,9 % des valeurs d'exports sont comprises entre 0 MW et 15 000 MW. Les pics des imports et exports sont atteints à 20 heures le 24 avril 2019. Ils sont dus à une forte quantité totale d'échanges commerciaux avec la zone Suisse, auprès de laquelle sont respectivement importés et exportés 19 370 MW et 21 799 MW sur ce créneau horaire²⁷. Hors de ces deux valeurs, la quantité maximale d'électricité importée s'élève à 13 772 MW le 2 décembre 2017 à 23 heures, tandis que la quantité maximale d'électricité exportée s'élève à 18 150 MW le 30 mars 2017 à 18 heures. Enfin, il convient de noter qu'aucune tendance d'évolution claire ne peut se déduire des quantités échangées. Cependant, les profils des imports et les exports connaissent des variations d'amplitudes plus fortes (hausse et diminution) lors des périodes de chauffe que lors des périodes hors chauffe.

Il est à noter que la semaine du 1^{er} janvier 2018 est caractérisée par une forte baisse de la consommation : cette baisse de consommation est également constatée dans de nombreuses zones de marché frontalières. Cette baisse est à relier directement avec l'augmentation de la température sur la même période : ce point fera l'objet d'une démonstration ultérieure en partie 3.2.6.1.

3.2.2.2. Agrégation des données par période

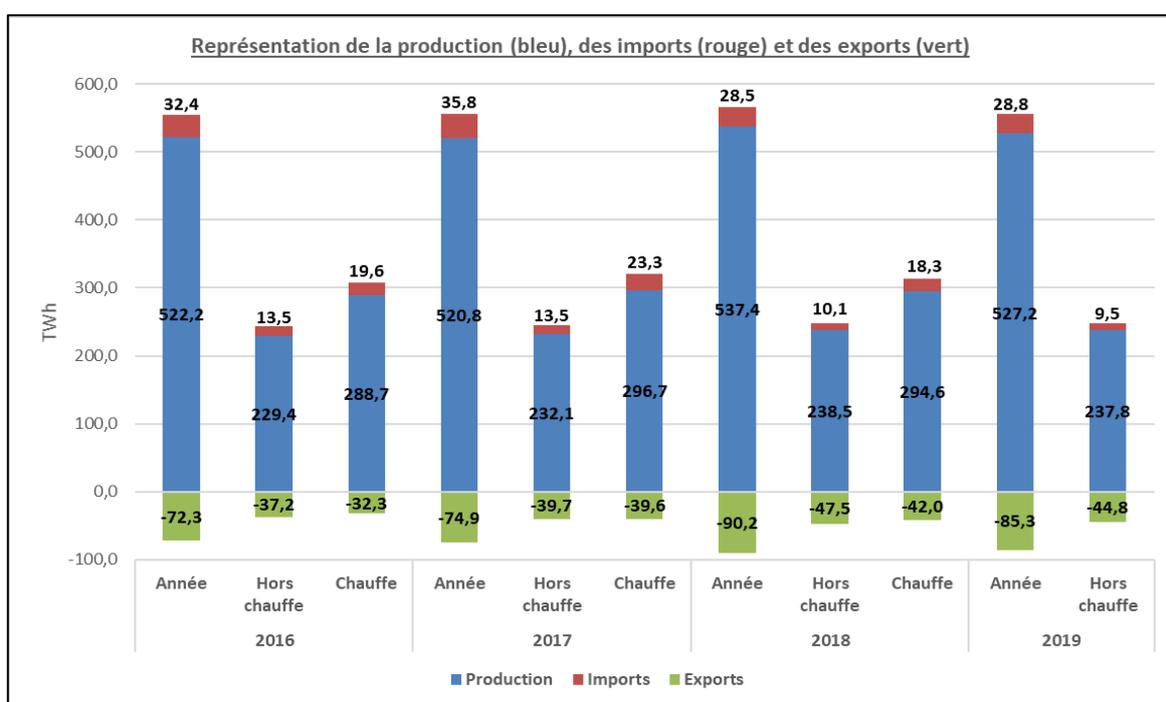


Figure 9 : Représentation des quantités françaises produites, importées et exportées pour les périodes annuelles, chauffe et hors-chauffe des années 2016, 2017, 2018 et 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Sur le graphique ci-dessus, la somme de la production, des imports et des exports (négatifs) est égale à la consommation corrigée. La période de chauffe 2019 ne figure pas, tant celle-ci est située entre le 15 octobre 2019 et le 15 avril 2020. La France produit environ 60 TWh de plus lors des périodes de chauffe, comparativement aux périodes hors chauffe. Les imports sont également plus élevés de 10 TWh lors de ces périodes. En revanche, la France exporte légèrement moins (entre 0,1 TWh en 2016 et 5,5 TWh en 2018).

²⁷ Ces valeurs s'avèrent être particulièrement élevées au regard de la capacité des interconnexions reliant la France à la Suisse (6,2 GW). Il s'agit probablement d'une erreur dans la base de données.

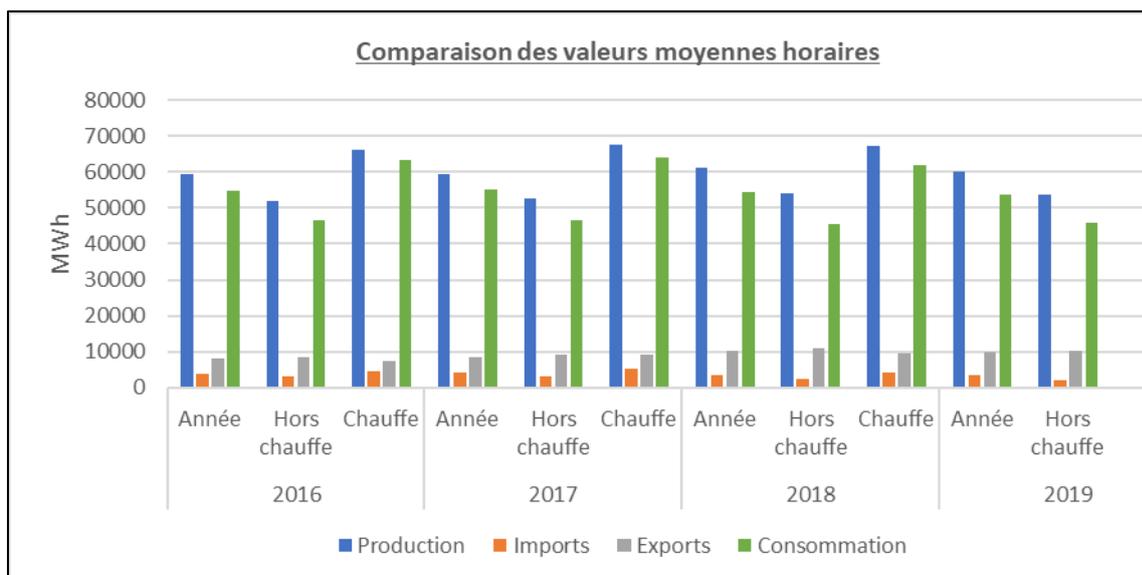


Figure 10 : Représentation des valeurs horaires moyennes de production, d'imports, d'exports et de consommation pour les périodes annuelles, chauffe²⁸ et hors-chauffe des années 2016, 2017, 2018 et 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les statistiques des valeurs moyennes de production et de consommation sont cohérentes avec les observations faites précédemment sur leurs évolutions horaires respectives. Ainsi, ces valeurs moyennes sont plus importantes lors des périodes de chauffe que lors des périodes hors chauffe. Les écarts constatés sur la production moyenne horaire entre les périodes de chauffe et hors chauffe se situent autour de 15 000 MWh à 17 000 MWh sur l'ensemble des années considérées. Ces écarts sont moins significatifs pour les imports et les exports, bien qu'il apparaisse que les imports horaires moyens soient légèrement plus importants lors des périodes de chauffe. Cependant, **l'écart systématique entre les imports horaires moyens et les exports horaires moyens montre que la France exporte plus qu'elle n'importe en moyenne, quelle que soit la période considérée.** Enfin, ces figures soulignent la capacité du mix de production français à répondre à la hausse de la consommation et la flexibilité du système électrique à répondre à des situations de dépassement à tout instant.

3.2.3. Production : mix électriques français et frontaliers et facteurs d'émissions associés

Les facteurs d'émissions de la production suivent les tendances d'évolutions des productions thermiques fossiles. Dans les analyses menées ci-après, ce lien de causalité sera mis en évidence par l'étude des séries temporelles de la production par mode et du facteur d'émissions de la production du mix électrique de la zone. Pour apporter un complément à ces analyses, des statistiques seront jointes à l'étude des séries temporelles. Elles comporteront pour chaque zone de marché les statistiques conventionnelles relative à la description d'un échantillon, ainsi qu'un indicateur supplémentaire : le facteur moyen d'émission. Ce dernier fournit une information permettant de comparer, pour une année donnée, les facteurs de chaque zone. Il est calculé comme le rapport entre les émissions totales induites sur la période et les quantités totales d'électricité produite sur la période. Il diffère du facteur d'émissions moyen, que l'on calculerait comme la moyenne des facteurs d'émissions. Ainsi, afin de prévenir toute confusion, **il convient donc de ne pas croiser les statistiques relatives à la dispersion des facteurs d'émissions horaires (écart-type, quantile) avec le facteur moyen d'émission, tant ce facteur moyen ne reflète pas la moyenne des facteurs d'émissions. Il ne donne aucune information sur la manière dont sont réparties les données.**

²⁸ La période de chauffe 2019 étant partagée entre la fin de l'année 2019 et le début de l'année 2020, elle ne figure pas parmi les périodes analysées.

3.2.3.1. La France

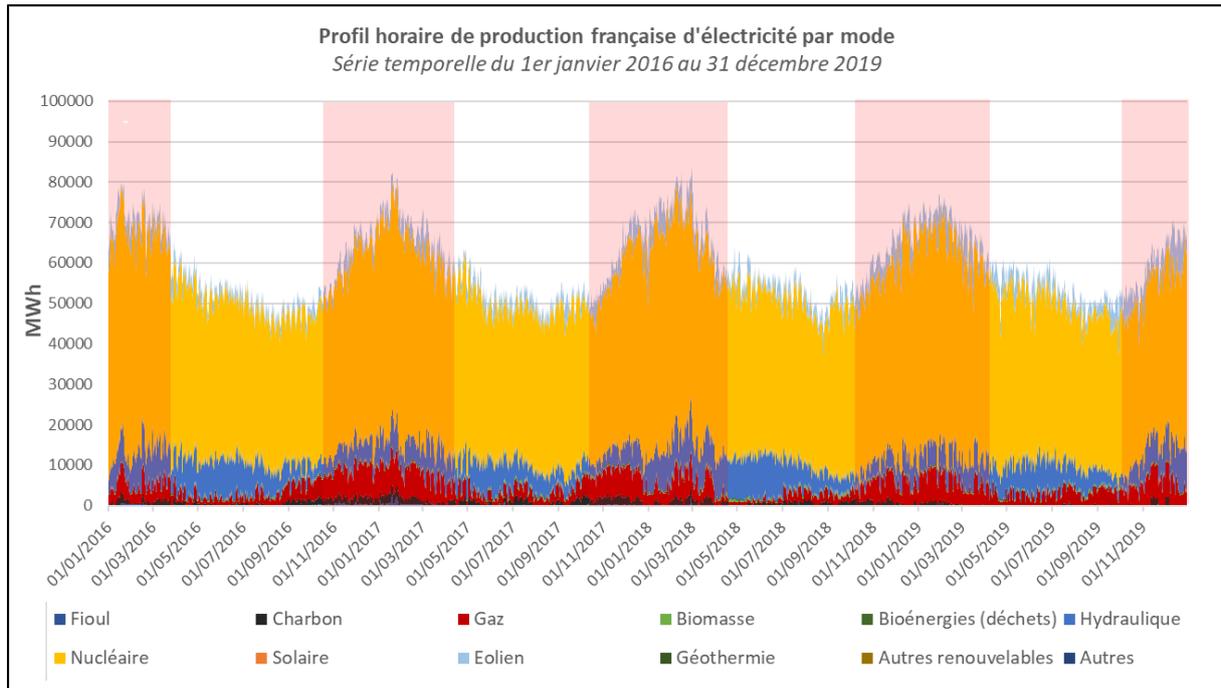


Figure 11 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité française par mode

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Cette série temporelle rend compte du fait que la France produit la majorité de son électricité journalière (73 % en moyenne sur les quatre années) grâce au nucléaire. Ce mode suit des tendances saisonnalisées comme d'autres modes de production. En valeur absolue, la part du nucléaire augmente de près de 20 000 MWh entre l'heure de plus basse production et l'heure de plus haute production, toutes périodes confondues. Le recours à la production thermique à partir de combustibles fossiles (gaz, charbon et fioul) est plus important lors des périodes de chauffe. La production à partir de charbon est d'ailleurs plus élevée entre novembre et février des années 2017 et 2018, bien qu'elle ne dépasse pas plus de 5 % de la production totale toutefois (3 000 MWh le 14 février 2017). Au regard du graphique précédent, le recours au charbon pour la production d'électricité diminue donc au fil des années étudiées. La production éolienne, elle, augmente : elle est plus importante en valeur absolue lors de l'année 2019 que lors des autres années. Elle passe de 4 % de la production totale en 2016 à plus de 7 % en 2019. Lors des périodes de chauffe, elle peut même atteindre près de 10 % de la production totale (comme le démontre l'année 2019). La production solaire, que la trop forte résolution temporelle des données empêche de visualiser, connaît un cycle de production plus fort durant la période estivale que durant la période de chauffe.

En moyenne, **près de 90 % de l'électricité est produite par des modes de production présentant un facteur d'émissions directe nul**. Cette constatation a son importance, puisque les parts de chaque mode dans le mix électrique expliquent le facteur d'émissions de la production et donc une partie du facteur d'émissions de la consommation. Ainsi, même si le charbon représente une faible part de l'électricité produite par rapport aux autres modes à émissions directes nulles, son facteur d'émissions important est susceptible d'avoir un impact significatif sur le facteur d'émissions de la production et donc sur celui de la consommation.

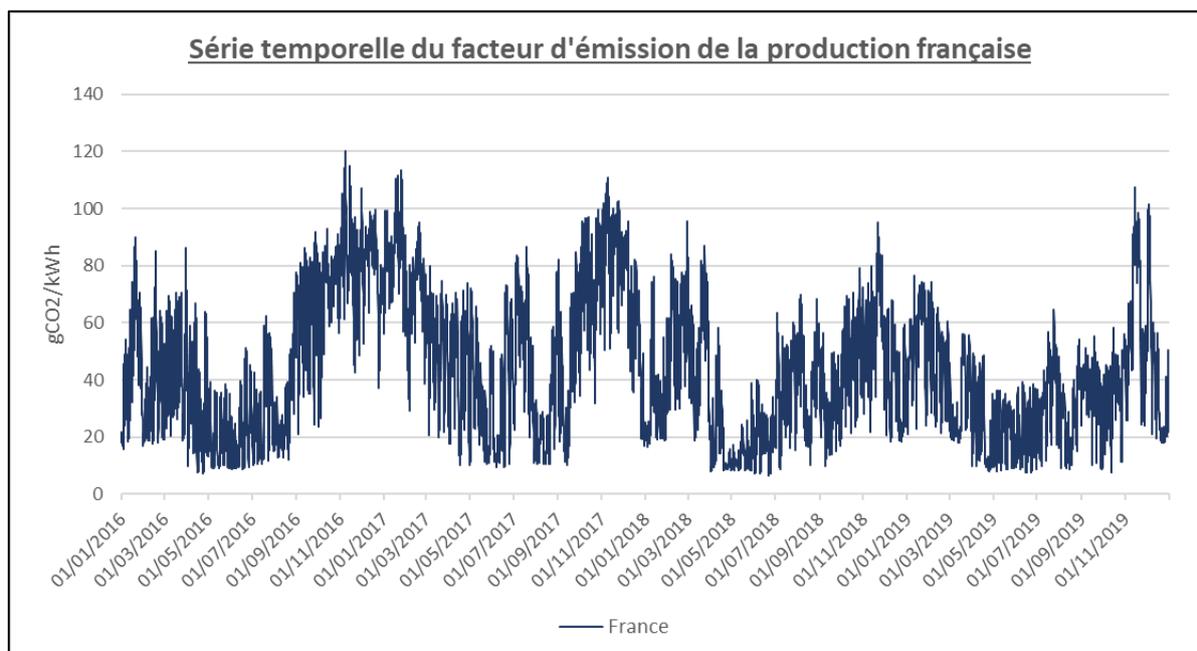


Figure 12 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité française
Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La figure 12 permet de mettre en évidence ce phénomène. En effet, la tendance de l'évolution du facteur d'émissions de la production suit la tendance d'évolution des modes de production thermique. La France, de toutes les zones étudiées, est celle dont le facteur d'émissions est le plus faible, grâce à la faible part qu'occupent les modes de production fossile dans son mix électrique.

	2016	2017	2018	2019
Facteur moyen d'émission	48	58	39	38
Ecart-type	27	26	20	18
Min	7	9	7	8
Quantile 25 %	22	31	21	23
Quantile 50 %	43	59	35	34
Quantile 75 %	70	77	53	48
Max	120	113	96	107

Tableau 6 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production française
Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les écarts-types renseignent sur la dispersion des données. Ici, ils sont, en valeur absolue, plus élevés pour les années 2016 et 2017 que pour les années 2018 et 2019. Ceci s'explique par la saisonnalité de la production thermique fossile évoquée précédemment, plus forte lors des années 2016 et 2017 que lors des deux autres années. Le pic du facteur d'émissions de la production atteint 120 gCO₂/kWh le 08 novembre 2016 à 18 heures, tandis que sa valeur minimale atteint 7 gCO₂/kWh le 22 juin 2018 à 14 heures. Les facteurs moyens d'émissions sont plus faibles sur les années 2018 et 2019, en raison de la diminution du recours au thermique fossile.

3.2.3.2. L'Espagne

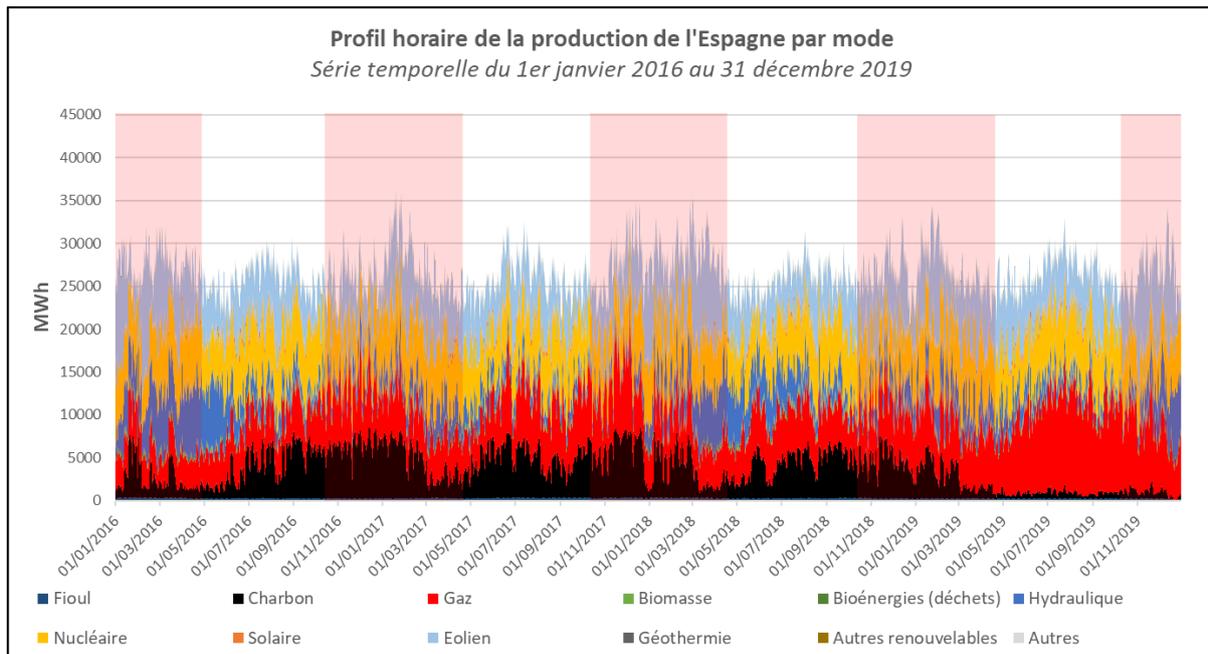


Figure 13 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de l'Espagne par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Au regard du graphique ci-dessus, les modes de production de l'Espagne, dont les parts de production peuvent être mesurées ci-dessus, ne suivent pas des cycles de production saisonnalisés. Le charbon, ayant constitué près de 25 % de la part de production en décembre 2016 (7 500 MWh), affiche à partir de mars 2019 une production constante inférieure à 1 000 MWh. Cette diminution se fait au profit de la production thermique à gaz, qui voit sa part augmenter considérablement pour atteindre entre 20 et 50 % de l'électricité produite sur la même période. L'Espagne bénéficie enfin d'une production éolienne notable, parfois à l'origine de près de 25 % de la quantité d'électricité totale produite. La production solaire, que l'on perçoit ici par « points », semble être plus dense lors des périodes estivales qu'en période de chauffe.

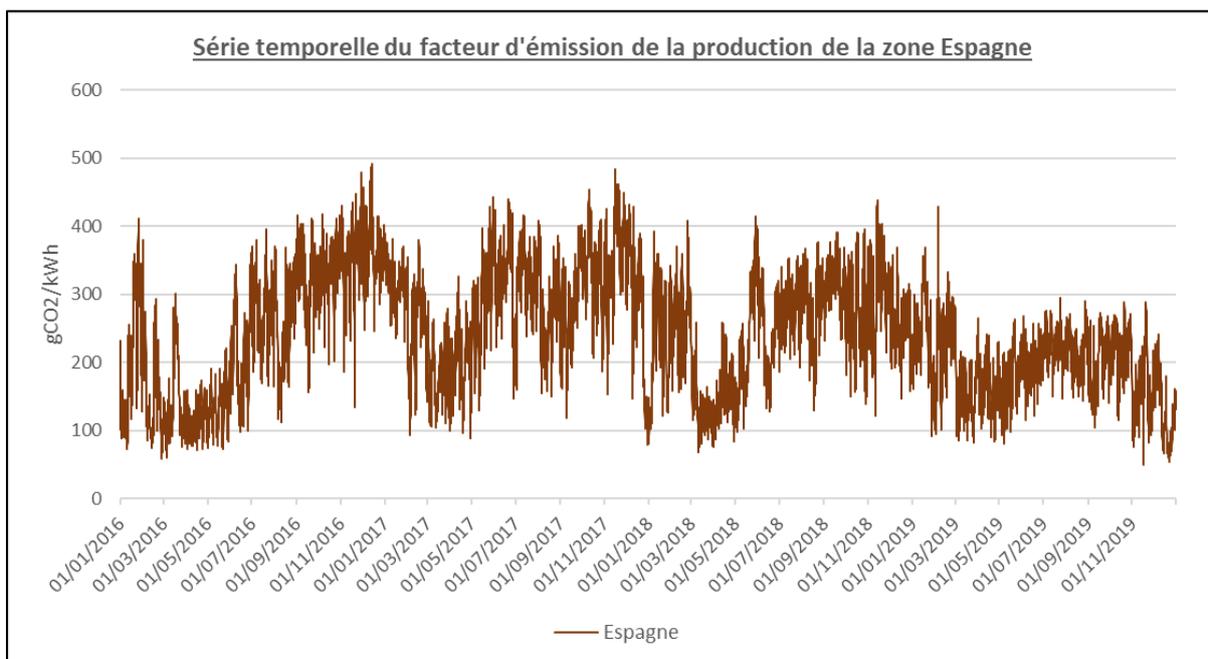


Figure 14 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de l'Espagne du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le facteur d'émissions de la zone Espagne suit la tendance de la production thermique fossile. Chaque année, entre les débuts des mois de mars et de mai, les facteurs d'émissions de la production diminuent et définissent un palier bas sur lequel les minima annuels sont atteints. Pour l'année 2019, la valeur minimale est toutefois atteinte le 17 novembre. Ceci est dû au faible recours au charbon et au gaz sur le mois de novembre 2019 et à la bonne compensation des moyens de production éolien. A partir du mois de mars 2019, la variation du facteur d'émissions, en tendance, est plus faible, grâce à une production thermique uniquement due au gaz se stabilisant.

	2016	2017	2018	2019
Facteur moyen d'émission	235	284	244	190
Ecart-type	102	79	76	54
Min	58	80	68	50
Quantile 25 %	136	224	181	151
Quantile 50 %	238	295	256	193
Quantile 75 %	326	339	304	226
Max	492	484	439	429

Tableau 7 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone Espagne

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les facteurs moyens d'émissions annuels de l'Espagne sont 5 à 6 fois plus importants que ceux de la France, à cause du plus grand recours aux productions thermiques fossiles. Il est également intéressant de constater que les écarts-types sont divisés par deux entre les années 2016 et 2019. Ceci est dû au moindre recours du charbon et à la stabilisation de la production au gaz comme évoqué précédemment. Les pics de production sont atteints en 2016 : le pic vaut 492 gCO₂/kWh et est atteint le 15 décembre 2016 à 03 heures. La valeur minimale du facteur d'émissions de la production en 2016 vaut 50 gCO₂/kWh et elle est atteinte le 17 novembre 2019 à 15 heures.

3.2.3.3. La zone CWE

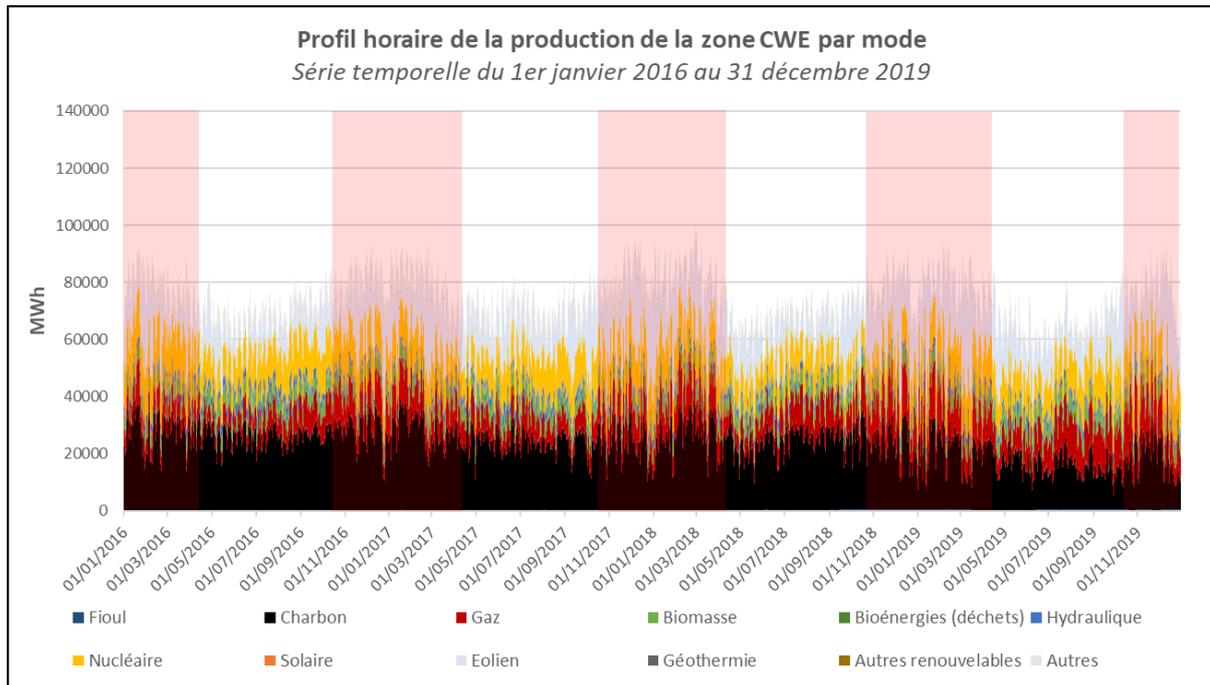


Figure 15 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de la zone CWE par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le graphique ci-dessus montre que la production totale de la zone CWE décroît au fil des années à partir de 2017. En effet, bien que les périodes de chauffe présentent des niveaux de production similaires d'une année à l'autre, ceux des périodes hors chauffe sont en revanche décroissants en valeur absolue. En revanche, cette série temporelle montre également que la zone CWE est caractérisée par une production thermique fossile plus forte que dans les autres zones. Celle-ci couvre entre 30 % et 40 % de la production en tendance. La production à partir de charbon est en particulier très élevée, bien qu'elle connaisse un déclin sur la période hors chauffe de l'année 2019. Cette forte production au charbon est directement liée à la production allemande, responsable en moyenne de 87 % de la production totale. La part de biomasse, bien que complexe à analyser, est également élevée et constitue par moment plus de 25 % de la production d'électricité. Cette dernière est également due à l'Allemagne, responsable de 89 % de la production totale de cette source. La part du nucléaire n'est guère à l'origine de plus de 20 % de la production totale. Enfin, le graphique montre également une augmentation de la production éolienne en tendance d'une année sur l'autre, laquelle est d'ailleurs plus élevée lors des périodes de chauffe que lors des périodes hors chauffe.

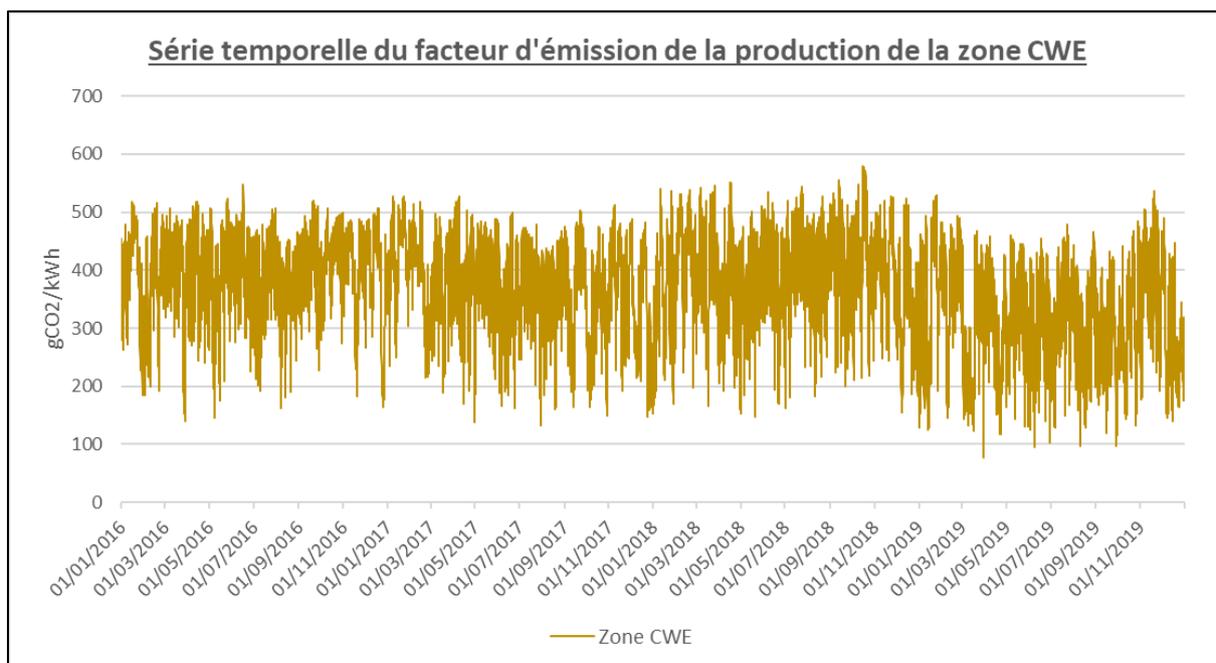


Figure 16 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de la zone CWE du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le facteur d'émissions suit une tendance constante et il est difficile d'observer un quelconque cycle ou saisonnalité dans son évolution. En revanche, le facteur d'émissions est élevé, près de 8 à 10 fois supérieur au facteur d'émissions de la France. La forte production thermique fossile de la zone CWE, reposant essentiellement sur le charbon, explique cela. Au regard de la série temporelle, le facteur d'émissions de la production de la zone CWE est plus faible lors de l'année 2019, ce qui peut être directement lié à la diminution du recours au charbon entre les mois de mars et d'octobre. La plus haute valeur du facteur d'émissions (580 gCO₂/kWh) est atteinte le 16 octobre 2018 à 06 heures, tandis que la plus faible valeur du facteur d'émissions (77 gCO₂/kWh) est atteinte le 31 mars 2019 à 02 heures.

	2016	2017	2018	2019
Facteur moyen d'émission	391	363	386	314
Ecart-type	71	79	85	92
Min	141	131	148	96
Quantile 25 %	351	312	333	245
Quantile 50 %	403	374	398	318
Quantile 75 %	445	426	454	386
Max	547	528	580	537

Tableau 8 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone CWE

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les valeurs du facteur moyen d'émission moyen confirment l'observation graphique : la valeur de ce dernier est plus faible pour l'année 2019 que pour les autres années. En revanche, l'écart-type est plus élevé sur cette période en valeur absolue : cela peut s'expliquer par la courte hausse du recours au charbon lors de la fin d'année 2019, venant ainsi déstabiliser les écarts à la moyenne sur cette fin d'année et augmentant de fait la variance des données observées sur la période annuelle. Il est intéressant de noter que la valeur la plus faible du facteur d'émissions de la zone CWE est égale à 2,5 fois la valeur du facteur moyen d'émission français.

3.2.3.4. La Grande-Bretagne

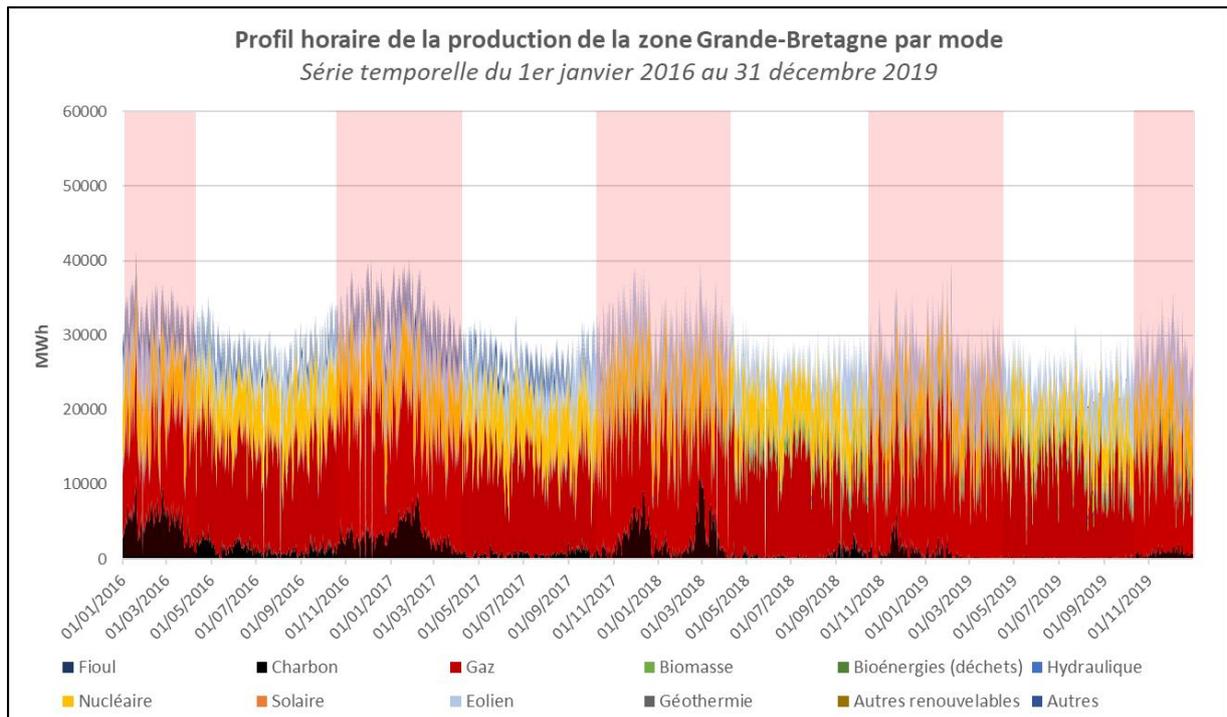


Figure 17 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de la Grande-Bretagne par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La production totale d'électricité britannique suit un cycle saisonnalisé : elle est plus élevée lors des périodes de chauffe et moins élevée lors des périodes hors chauffe. Le graphique montre également qu'elle décroît de façon régulière sur les années considérées. La part de charbon, telle qu'elle figure sur la série temporelle, évolue selon des saisonnalités : elle est plus intense lors des périodes de chauffe et elle est quasi-nulle lors des périodes hors chauffe. Toutes périodes confondues, son amplitude commence à diminuer à partir de 2018. Le même constat peut être établi pour la part de production au gaz, laquelle évolue entre 50 % et 70 % de la production totale en tendance entre l'année 2016 et l'année 2019. Bien qu'elle semble suivre des saisonnalités sur les années 2017 et 2018 au regard du graphique précédent, les tendances sont moins claires pour les années 2018 et 2019. La production à partir de biomasse est nulle en 2016 et émerge entre 2017 et 2019, sans qu'elle n'atteigne ponctuellement plus de 2 % de part de production. Enfin, en 2019, le recours au nucléaire diminue par rapport aux autres années, alors que la production d'origine éolienne se développe.

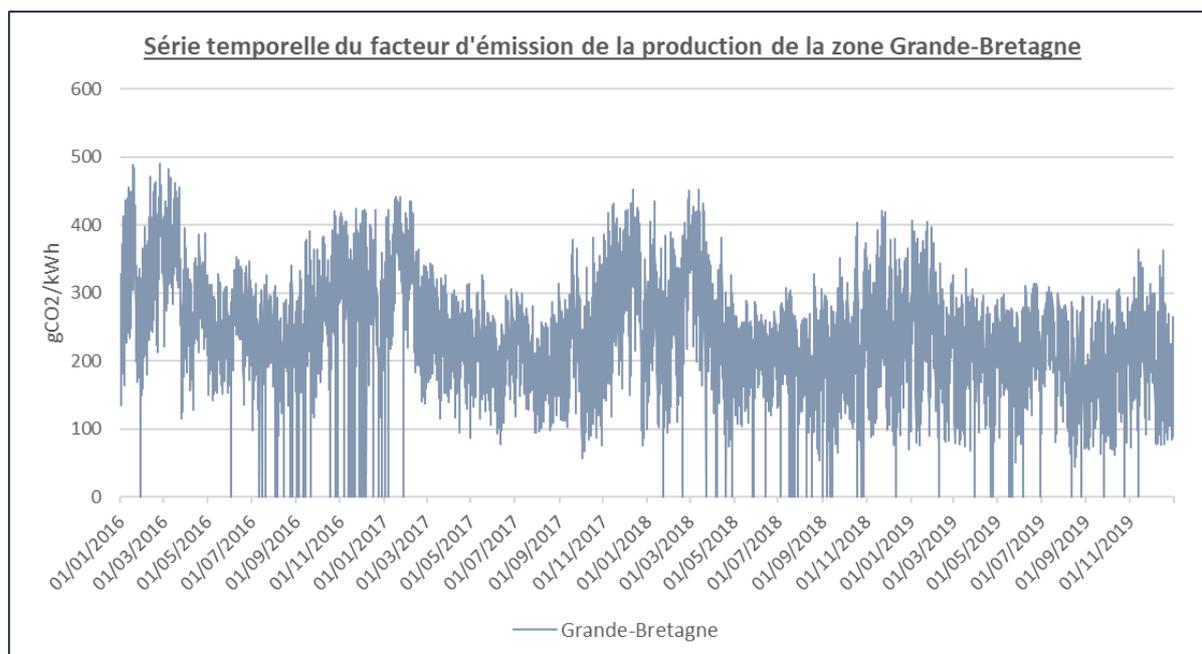


Figure 18 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de la Grande-Bretagne par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Cette série temporelle met en évidence une moindre variabilité du facteur d'émissions de la production lors des années 2018 et 2019 que lors des années 2016 et 2017. Aussi, la série comporte de nombreuses données erronées. En effet, les valeurs nulles du facteur d'émissions de la production sont liées à des absences de données de production pour les modes de production charbon et gaz, que l'on estime entre 0,46 % et 0,54 % des données totales de production horaire pour les années 2016, 2018 et 2019, et à 0,03 % pour l'année 2017. Dans de telles proportions, les données n'impactent pas les analyses globales de façon significative. Les valeurs minimales hors données erronées figurent dans le tableau. Il est intéressant de constater que pour les années 2016, 2018 et 2019, ces valeurs sont atteintes lors du mois d'août. Pour l'année 2017, cette valeur est atteinte en octobre.

	2016	2017	2018	2019
Facteur moyen d'émission	290	259	242	217
Ecart-type	72	77	73	65
Min	90	57	54	45
Quantile 25 %	229	189	182	164
Quantile 50 %	275	236	227	213
Quantile 75 %	326	294	273	251
Max	490	452	452	407

Tableau 9 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone Grande-Bretagne

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les facteurs moyens d'émission sont plus faibles que ceux obtenus pour la zone CWE. Les écarts-types sont plus élevés lors des années 2016 et 2017 que lors des années 2018 et 2019, comme les séries temporelles l'illustraient. Ces variabilités s'expliquent par une hausse ponctuelle du recours au charbon sur ces mêmes périodes.

3.2.3.5. L'Italie du Nord

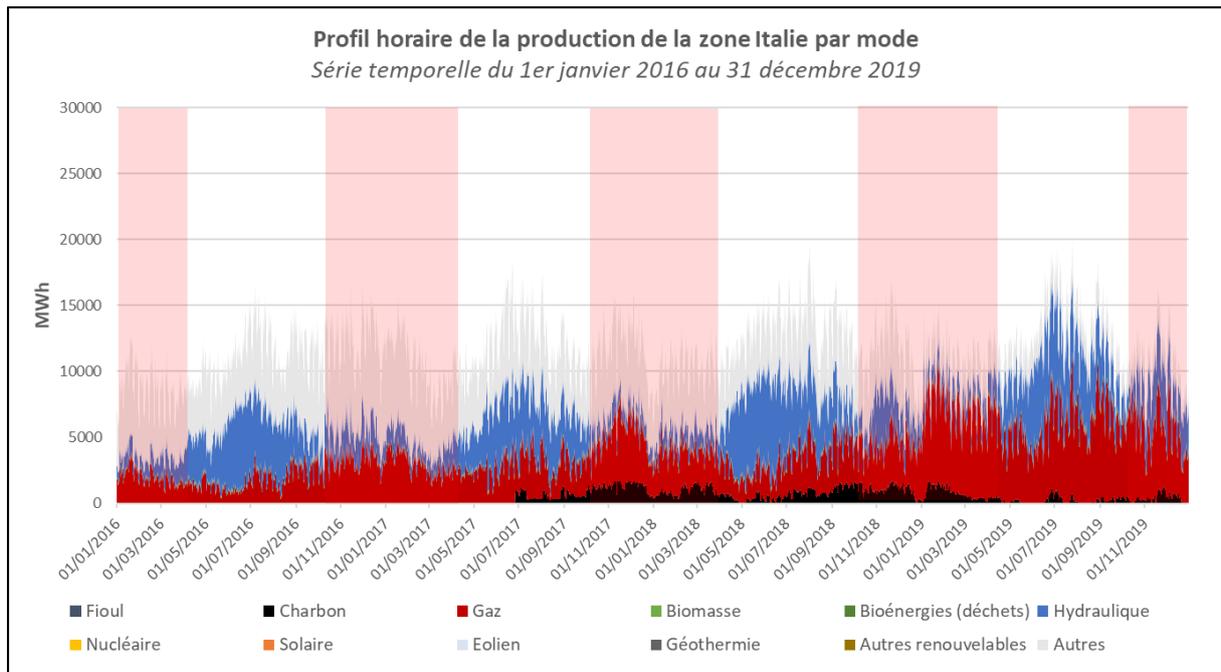


Figure 19 : Série temporelle au pas de temps horaire de la production d'électricité de l'Italie par mode du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La production de la zone de marché Italie du Nord est marquée par une forte augmentation de la production d'électricité d'origine gazière au cours des années. Au regard du graphique précédent, le recours au gaz suit une tendance saisonnalisée : il est plus élevé lors des périodes de chauffe. De même, il existe une forte saisonnalité du moyen de production hydraulique, qui, sur ces périodes hors chauffe, peut être à l'origine de près de 50 % de l'électricité totale produite. La production au charbon est en revanche plus forte lors des périodes de chauffe que lors des périodes hors chauffe. Le recours à ce mode de production augmente entre juillet 2017 et mars 2019 sur le graphique, avant de diminuer de nouveau, au profit du gaz qui accroît sa part de production de façon complémentaire. Par rapport aux autres zones, l'Italie est caractérisée par une forte production des modes « autres », que l'on compte avec un facteur d'émissions nul dans notre étude. En effet, d'après Antweiler (2016) utilisant les mêmes données brutes, ces points réfèrent aux données de production des centrales exploitant les rejets de gaz de l'industrie sidérurgique. Ainsi, puisque le gaz de haut fourneau est considéré comme un déchet, alors les émissions de CO₂ associées à cette combustion sont entièrement attribuées à ce secteur et les émissions résultantes dans le cadre de la production d'électricité sont amenées à 0 gCO₂éq/kWh.

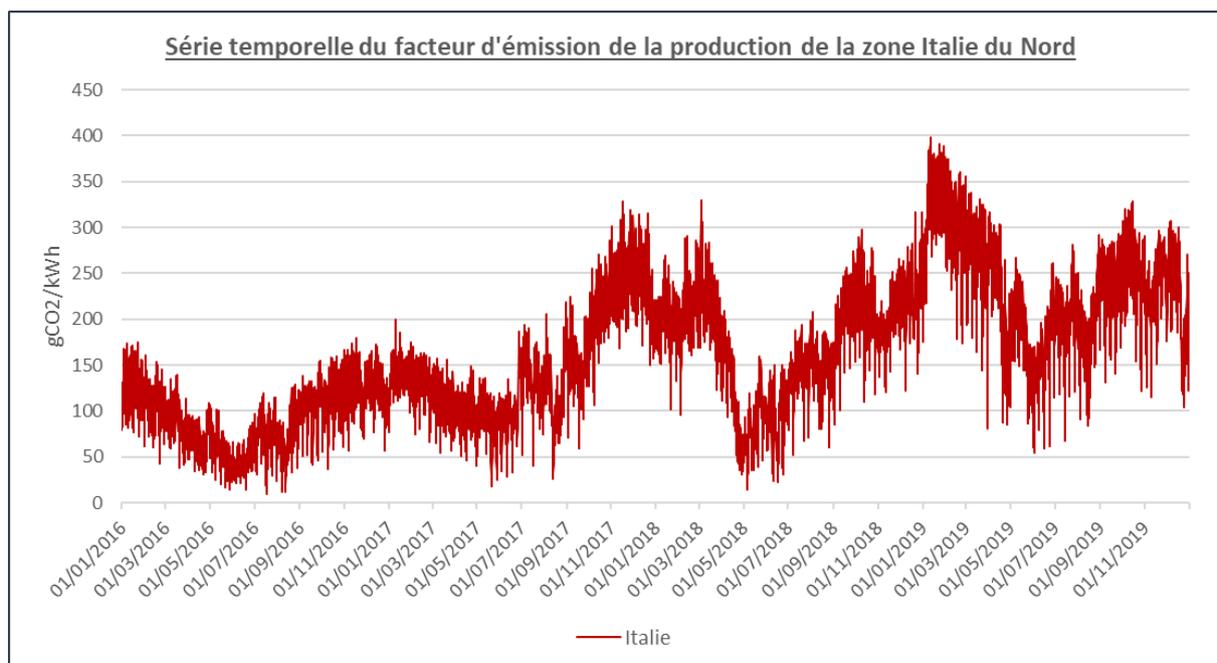


Figure 20 : Série temporelle au pas de temps horaire du facteur d'émissions de la production d'électricité de l'Italie du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La série temporelle du facteur d'émissions de la production de la zone Italie rend compte de l'augmentation du recours au gaz tout au long des quatre années. Sur cette tendance à la hausse, il apparaît des variations d'amplitude de tendance plus fortes entre les mois d'octobre 2017 et de mars 2018, s'expliquant par la mise en marche des centrales à charbon sur ces courtes périodes. Comme pour l'Espagne, ce graphique montre un cycle dans l'évolution du facteur d'émissions : les mois de mai et de juin de chaque année sont en particulier marqués par une baisse de la valeur du facteur d'émissions du fait de la production hydraulique. La valeur maximale du facteur d'émissions de la production (398 gCO₂/kWh) est atteinte le 11 janvier 2019 à 23 heures, tandis que la valeur minimale (10 gCO₂/kWh) est atteinte le 17 juillet 2016 à 12 heures.

	2016	2017	2018	2019
Facteur moyen d'émission	96	147	167	232
Ecart-type	35	59	58	62
Min	10	17	14	54
Quantile 25 %	64	101	126	188
Quantile 50 %	91	132	178	231
Quantile 75 %	118	181	211	275
Max	180	329	330	398

Tableau 10 : Statistiques portant sur le facteur d'émissions de la production de la zone Italie du Nord

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les statistiques mettent en évidence l'augmentation graduelle de la valeur du facteur d'émissions de la zone Italie au cours des années. Les variabilités augmentent entre 2016 et 2017, puis entre 2018 et 2019, comme en témoignent les valeurs des écarts-types. Il est également intéressant de constater que la valeur maximale du facteur d'émissions a été multipliée par 1,8 entre 2016 et 2017 et que le facteur moyen d'émission a été multiplié par 2,2 en quatre années.

3.2.4. Agrégation des quantités produites annuelles par mode et par pays

Après avoir étudié les séries temporelles de production par mode, il est proposé ci-après de comparer les quantités produites par mode de chaque zone en valeur absolue, puis en part de production. Pour rendre la comparaison possible graphiquement, ces données ont été agrégées à l'échelle annuelle.

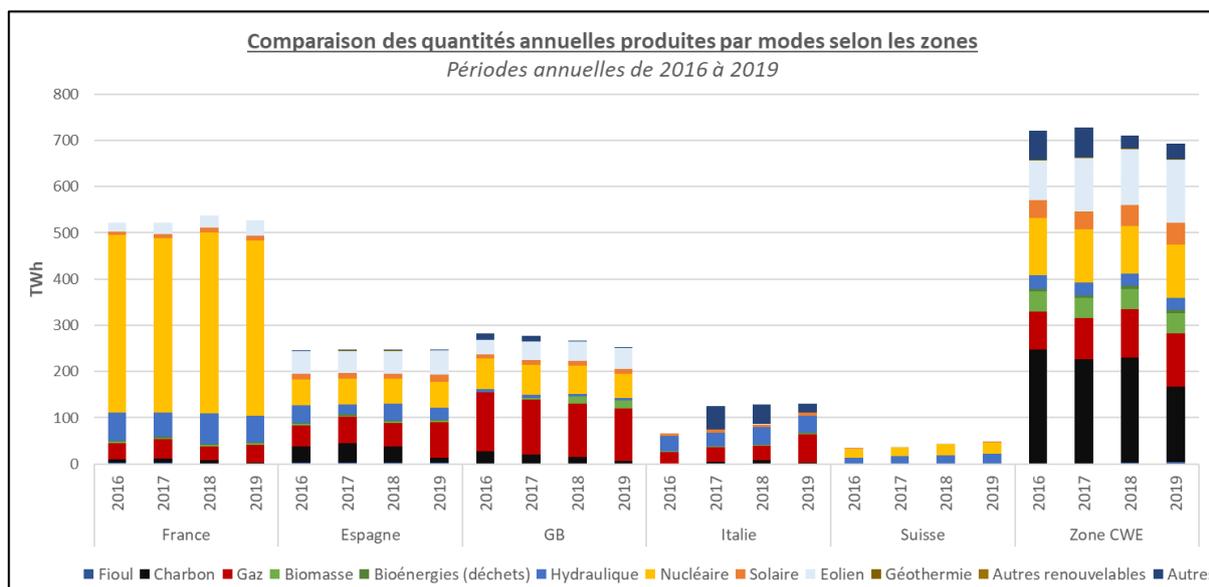


Figure 21 : Production par mode de chaque zone et pour les années 2016 à 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La comparaison agrégée par année permet de rendre compte synthétiquement des résultats suivants :

- **La production totale** augmente en France jusqu'en 2018, avant de baisser en 2019. Elle apparaît équivalente sur les 4 années en Espagne. Elle diminue dès 2016 pour la Grande-Bretagne et dès 2017 pour la zone CWE. Elle double en Italie entre 2016 et 2019.
- **La quantité d'électricité produite à partir de charbon** diminue en valeur absolue à partir de 2017 chaque année pour la France et l'Espagne. Elle augmente jusqu'en 2018 en Italie avant de diminuer par la suite. Elle diminue continuellement en Grande-Bretagne depuis 2016. Enfin, pour la zone CWE, elle diminue de 2016 à 2017 et de 2018 à 2019.
- **La quantité d'électricité produite à partir gaz** double en Italie entre 2016 et 2019. Elle est constante en Grande-Bretagne, en France ainsi que dans la zone CWE au cours des quatre années d'étude. Enfin, elle augmente en Espagne en 2017, avant de diminuer en 2018, pour augmenter de nouveau en 2019.
- **Les quantités d'électricité produites à partir de nucléaire** apparaissent constantes dans chaque pays d'une année à l'autre.
- **Les quantités d'électricité produites d'origine éolienne** augmentent d'une année à l'autre et ce pour tous les pays.
- **Les quantités d'électricité produites à partir de solaire** sont en revanche stables d'une année à l'autre pour chaque pays. De légères augmentations peuvent être enregistrées en Espagne et en Grande-Bretagne en 2019, bien que ces dernières soient marginales. Le niveau de production globale dans chaque pays reste très faible (de l'ordre de 5 TWh à 10 TWh en France, en Grande-Bretagne et en Espagne et de 40 TWh à 50 TWh pour la zone CWE).
- **Les quantités d'électricité produites à partir de biomasse** sont en augmentation d'année en année en Grande-Bretagne. Cette augmentation est d'ailleurs d'autant plus notable que la part de production de cette dernière augmente, au regard du niveau total de la production qui diminue. En valeur absolue, la production de la zone CWE est constante d'une année à l'autre. Les autres zones de marché n'ont pas recours dans d'importantes proportions à la biomasse.

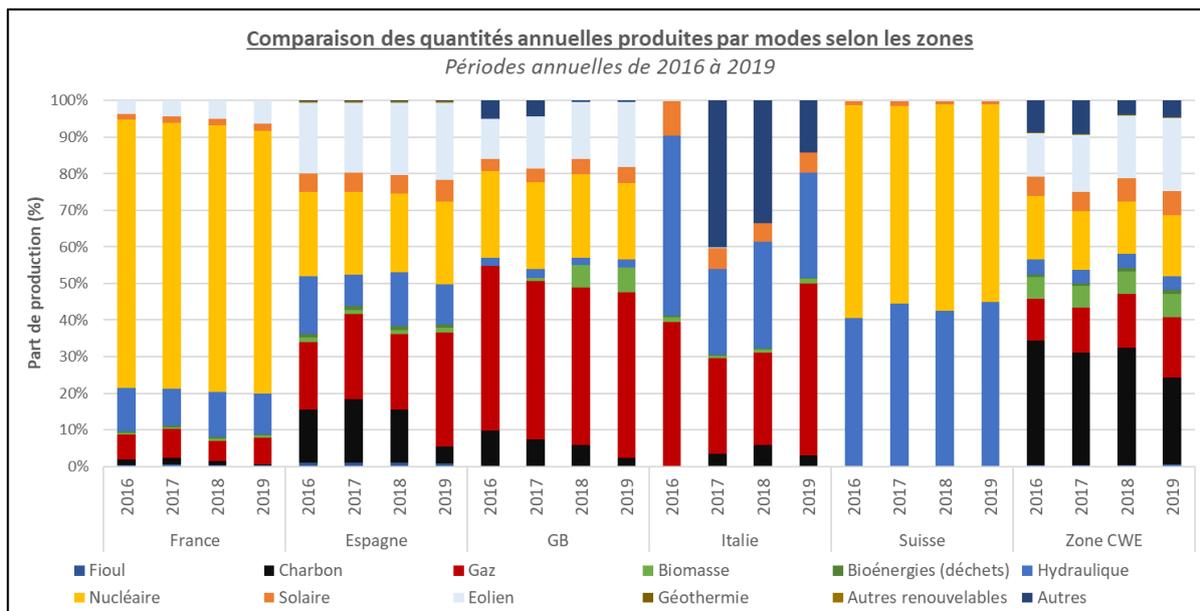


Figure 22 : Production par mode de chaque zone en part de production pour les années 2016 à 2019
 Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

L'appréciation des parts de production de chaque source permet de synthétiser par année les informations exprimées en valeurs absolues dans les séries temporelles. En effet, c'est la pondération des facteurs d'émissions de chaque source de production par ces parts de production de chaque mode dans le mix global de production qui déterminent le facteur d'émissions de la production totale. Ainsi, au-delà des commentaires précédents, il peut être établi que :

- La zone CWE est la zone disposant de la plus grande part de production au charbon dans son mix électrique. Suivent l'Espagne, puis la Grande-Bretagne et l'Italie du Nord.
- La Grande-Bretagne est cependant le pays disposant de la plus forte part de production thermique fossile, tous origines confondus (gaz, charbon et fioul). Suivent la zone CWE, l'Espagne et l'Italie du nord.

Entre les années, les parts du charbon ont tendance à diminuer d'année en année, à partir de 2017 pour la France et l'Espagne et de 2018 pour l'Italie. Les proportions d'électricité d'origine éolienne augmentent également leur part chaque année. En Grande-Bretagne, les proportions d'électricité produite à partir de biomasse augmentent de 2016 à 2019. La production solaire, illisible sur les séries temporelles, semble constante d'une année à l'autre dans tous les pays, excepté pour l'Italie du nord où elle diminue fortement entre 2016 et 2017 avant de se stabiliser à 5 % de la quantité totale produite.

Enfin, il peut être confirmé que plus de **90 % de la production du mix électrique français repose sur des modes de production disposant d'un facteur d'émissions direct nul**. Cette même part diminue à **55-60 % pour la zone CWE, 65 % pour l'Espagne, 40-45 % pour la Grande-Bretagne et varie entre 50 et 70 % pour l'Italie du Nord**.

Le graphique suivant permet de synthétiser les statistiques relatives aux facteurs moyens d'émission dont les tendances et saisonnalités pour chaque zone de marché et pour chaque année d'étude ont été étudiées dans les paragraphes précédents. Il rend également compte de leurs valeurs sur les périodes de chauffe et les périodes hors-chauffe.

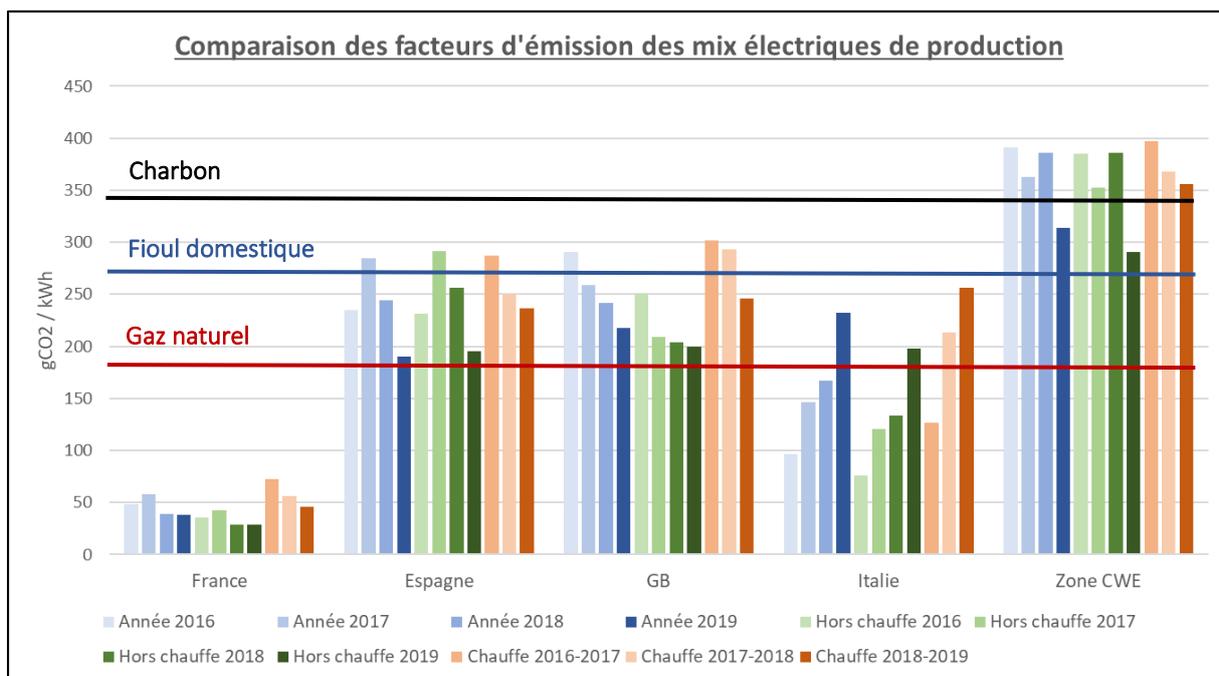


Figure 23 : Facteurs moyens d'émission de chaque zone pour les périodes annuelles, chauffe et hors chauffe
Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La France dispose des facteurs moyens d'émission les plus faibles, quelle que soit la période considérée. La zone CWE dispose des facteurs moyens d'émission les plus élevés. Le facteur moyen d'émission de l'Italie, égal à 96 gCO₂/kWh en 2016, augmente d'année en année, jusqu'à dépasser celui de l'Espagne en 2019, alors que ce dernier était en 2016 plus de deux fois supérieur à celui de l'Italie en 2016. Globalement, les facteurs moyens d'émission des périodes de chauffe sont plus intenses que les facteurs moyens d'émission dans chaque zone de marché frontalière, excepté l'Espagne ou ceux des périodes hors-chauffe sont plus élevés encore pour les périodes 2016-2017 et 2017-2018.

A titre de comparaison, les valeurs numériques des facteurs d'émissions directs²⁹ des sources d'énergies concurrentes à l'électricité représentés sur le graphique sont listées ci-dessous. Afin de rester en cohérence avec le reste de l'analyse, les facteurs d'émissions ci-après correspondent à la phase de combustion :

- Le charbon (aggloméré de houilles) : 0,345 gCO₂/kWh PCI³⁰
- Le fioul domestique : 0,266 gCO₂/kWh PCI
- Le gaz naturel : 0,187 gCO₂/kWh PCI

La France présente un facteur d'émissions près de 7 fois inférieur à celui du charbon, 5 fois inférieur à celui du fioul domestique et entre 3 et 4 fois inférieur à celui du gaz. Les facteurs d'émissions des autres pays affichent en revanche des niveaux plus élevés, avoisinant les facteurs d'émissions des sources fossiles ci-dessus. La zone CWE, l'Espagne et la Grande-Bretagne disposent de facteurs d'émissions plus élevés que celui du gaz naturel. Seule la zone CWE dispose de facteurs d'émissions dépassant les niveaux des facteurs d'émissions du charbon. Il est d'ailleurs intéressant de constater que les facteurs d'émissions du mix de production de la zone CWE sont près de deux fois supérieurs à celui du gaz (excepté pour l'année 2019).

²⁹ Chiffres issus de la Base Carbone® ADEME

³⁰ Pouvoir Calorifique Inférieur : la récupération de chaleur fatale n'est pas incluse dans le calcul.

3.2.5. Imports commerciaux français

Pour comprendre les variations du facteur d'émissions de la consommation d'électricité française, il reste à apprécier l'évolution des imports auprès de chaque zone de marché frontalière. Ces données examinées ci-après en série temporelle, permettront d'identifier en tendance les sources de variations du facteur d'émissions de la consommation, par rapport au facteur d'émissions de la production française.

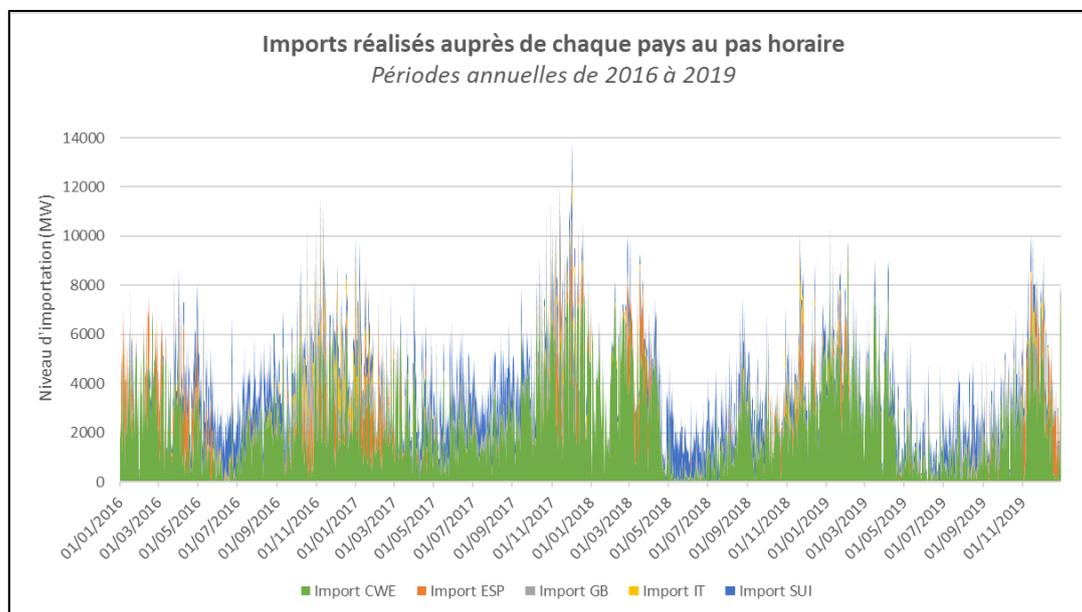


Figure 24 : Série temporelle au pas de temps horaire des imports réalisés auprès des zones frontalières

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le graphique ci-dessus montre qu'en valeur absolue, les imports suivent des saisonnalités. Ils sont plus importants lors des périodes de chauffe, lesquelles contiennent systématiquement le pic d'import annuel. Au cours de ces mêmes périodes de chauffe, la France importe majoritairement auprès de la zone CWE en valeur absolue sur ces périodes. Les imports réalisés auprès de la zone Italie sont quant à eux très faibles en tendance et en valeur absolue, peu importe la période considérée.

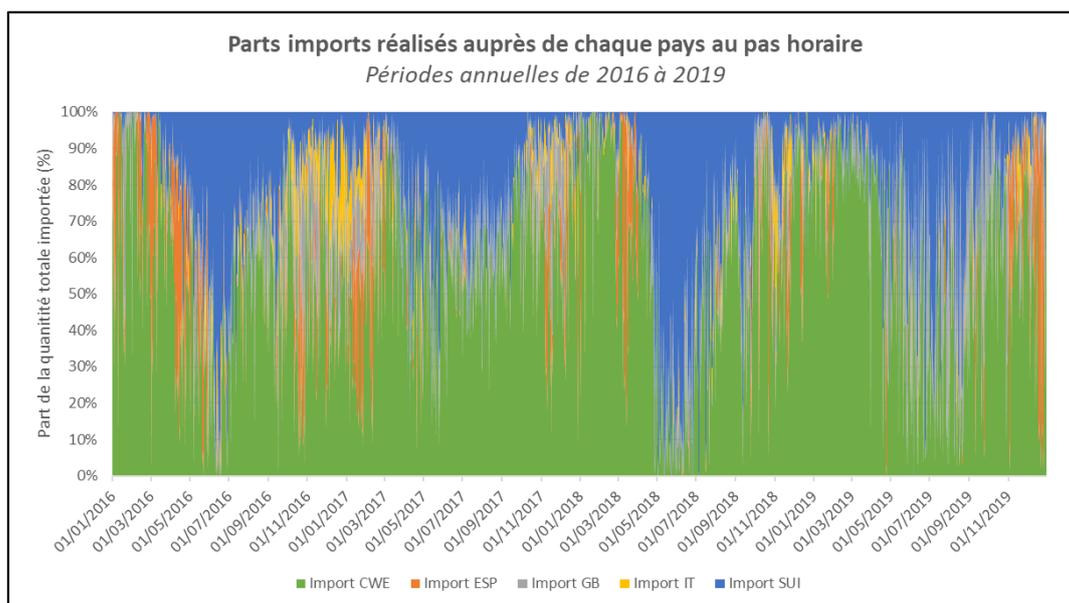


Figure 25 : Imports réalisés auprès de chaque zone de marché frontalière au pas de temps horaire en proportion du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2019

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les imports réalisés lors des pics d'importations proviennent en grande partie de la zone CWE, excepté lors de la période de chauffe 2016-2017 où les imports sont mieux répartis entre les zones. Ces mêmes imports réalisés auprès de la zone CWE diminuent fortement lors des mois de juin des années 2016, 2018 et 2019, au profit des imports réalisés auprès de la Suisse, exclusivement sur les périodes hors-chauffe.

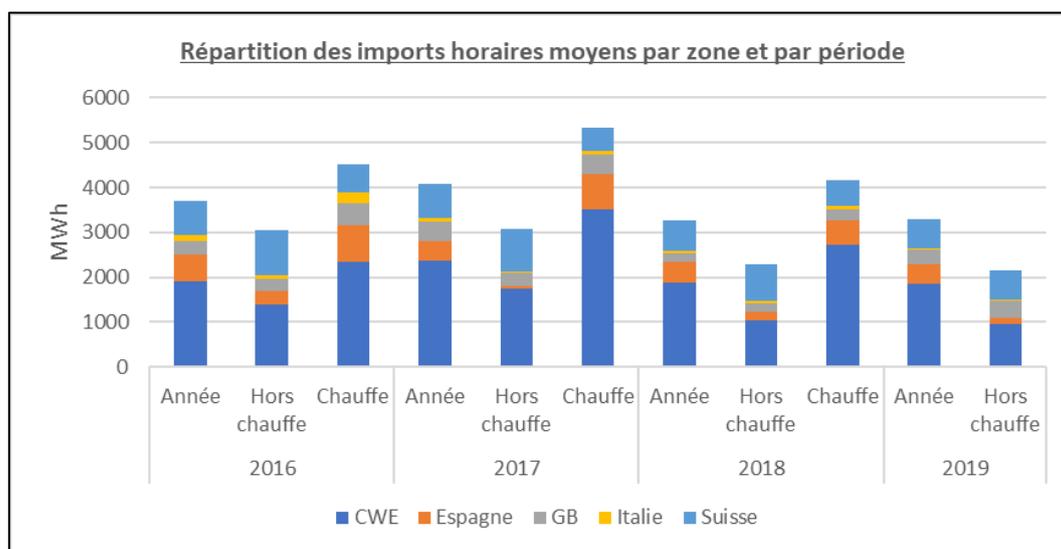


Figure 26 : Imports horaires moyens réalisés auprès des zones frontalières pour les périodes annuelles, chauffe et hors chauffe

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le graphique ci-dessus, représentant les imports moyens horaires par zone et par période, fournit une information complémentaire aux résultats déduits des analyses des séries temporelles. Il confirme le fort poids de la zone CWE dans les imports français : en période de chauffe, les imports horaires moyens sont composés à plus de 60 % des imports de celle-ci. Les imports réalisés auprès de l'Espagne lors des périodes de chauffe sont plus importants en valeur absolue que lors des périodes hors chauffe. Les imports horaires moyens réalisés auprès de la Suisse sont en revanche plus faibles lors des périodes de chauffe que lors des périodes hors chauffe : cela devrait se traduire par des proportions d'imports différentes entre les deux périodes. Enfin, les imports horaires moyens réalisés auprès de la Grande-Bretagne sont relativement égaux en valeur absolue d'une période à l'autre, excepté pour l'année 2016 où la quantité d'imports réalisés est plus importante en période de chauffe.

		CWE		Espagne		GB		Italie		Suisse	
		Moyenne (MWh)	Ecart-type (MWh)								
2016	Année	1 911	1 576	596	858	307	539	132	284	745	640
	Hors chauffe	1 398	1 296	303	625	257	446	91	223	1 008	623
	Chauffe	2 347	1 664	813	958	489	568	245	369	621	520
2017	Année	2 355	1 766	449	821	441	605	77	213	760	592
	Hors chauffe	1 756	1 226	53	174	275	403	32	126	946	546
	Chauffe	3 503	2 056	785	988	458	733	66	172	516	626
2018	Année	1 874	1 738	456	762	201	395	60	182	667	612
	Hors chauffe	1 043	1 081	191	465	196	314	35	124	820	585
	Chauffe	2 713	1 860	555	845	239	474	81	230	586	566
2019	Année	1 865	1 779	415	786	334	543	39	156	631	692
	Hors chauffe	943	943	149	443	390	566	8	50	661	779

Tableau 11 : Statistiques portant sur la quantité horaire d'imports réalisés auprès de chaque zone et pour chaque période

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Pour compléter cette approche graphique, des statistiques descriptives agrégées à l'échelle des périodes décrivent l'échantillon d'imports. La colonne « Moyenne » du tableau ci-dessus renseigne les imports horaires moyens en France, tandis que la colonne « Ecart-type » référence les écarts-types associés. Ainsi, la zone CWE est une zone

dans laquelle les imports se font de façon régulière et à une amplitude relative à la moyenne plus constante que dans d'autres zones. L'Espagne, la Grande-Bretagne et l'Italie (malgré le très faible recours), disposent d'écart-types élevés. Cela peut signifier une forte variabilité horaire des imports. Pour la Suisse, ces dépassements sont moins nombreux et indiquent de fait un approvisionnement à amplitude plus régulière, excepté pour l'année 2019.

3.2.6. Facteur d'émissions de la consommation française

Le facteur d'émissions de la consommation s'exprime selon les quantités d'électricité produites en France et importée des zones de marchés frontalières, mais également selon leur contenu carbone respectif.

$$FE_{conso} = \frac{c_{prod} \cdot \frac{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE} \cdot fe_i}{\sum_{i \in S} q_{i,FRANCE}} + c_{imp} \cdot \frac{\sum_{j \in PI} \frac{\sum_{i \in S} q_{i,j} \cdot fe_i}{\sum_{i \in S} q_{i,j}} \cdot imp_j}{\sum_{j \in PI} imp_j}}{c_{prod} + c_{imp}}$$

Équation 19 : Expression développée du facteur d'émissions de la consommation

Par la structure de cette équation et connaissant les ordres de grandeur de la production consommée par rapport aux imports consommés, la pondération des facteurs d'émissions de la production et des imports devraient engendrer un facteur d'émissions de la consommation semblant fortement associé au facteur d'émissions de la production.

3.2.6.1. L'influence de la production française

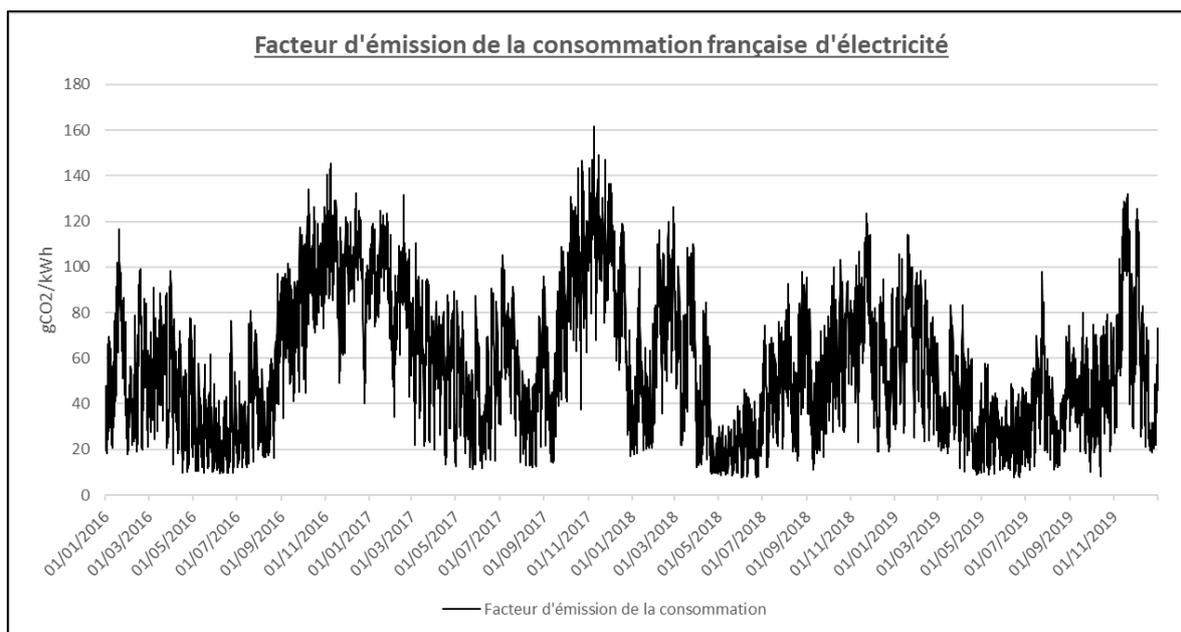


Figure 27 : Série temporelle du facteur d'émissions de la consommation d'électricité française

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La tendance du facteur d'émissions de la consommation rappelle en effet la tendance d'évolution du facteur d'émissions de la production française, obtenue en figure 12. La production française totale suit une tendance saisonnalisée : son niveau est élevé lors des périodes de chauffe et diminue lors des périodes hors chauffe. Au sein de cette quantité totale produite, la production à partir des modes de production thermiques d'origine fossile est élevée en valeur absolue lors des périodes de chauffe et diminue lors des périodes hors chauffe. Il existe toutefois des exceptions : à titre d'exemple, lors du mois de juillet 2017 (hors chauffe), les niveaux de production des modes de production thermiques d'origine fossile gaz et charbon étaient plus élevés en valeur absolue qu'en janvier 2018. Ils cumulaient près de 8 000 MWh sur certaines heures. Ce niveau de production était alors plus important en valeur absolue que lors du mois de janvier 2018 (chauffe), où le niveau de production cumulé des mêmes modes atteignait 3 000 MWh. Durant le mois de janvier 2018, le niveau de production totale,

avoisinant les 70 000 MWh, était en revanche plus élevé que lors du mois de juillet 2017, où le même niveau atteignait 50 000 MWh. En conséquence, la part de la production des modes fossiles était plus élevée en juillet 2017 qu'en janvier 2018. Cette hausse de la part des modes de production fossile explique la hausse du niveau du facteur d'émissions de la consommation sur la période estivale de l'année 2017.

En janvier 2018, l'abaissement de la part de production des modes de production fossile s'explique par la baisse de la consommation totale d'électricité en France. Celle-ci est due à une augmentation des températures.

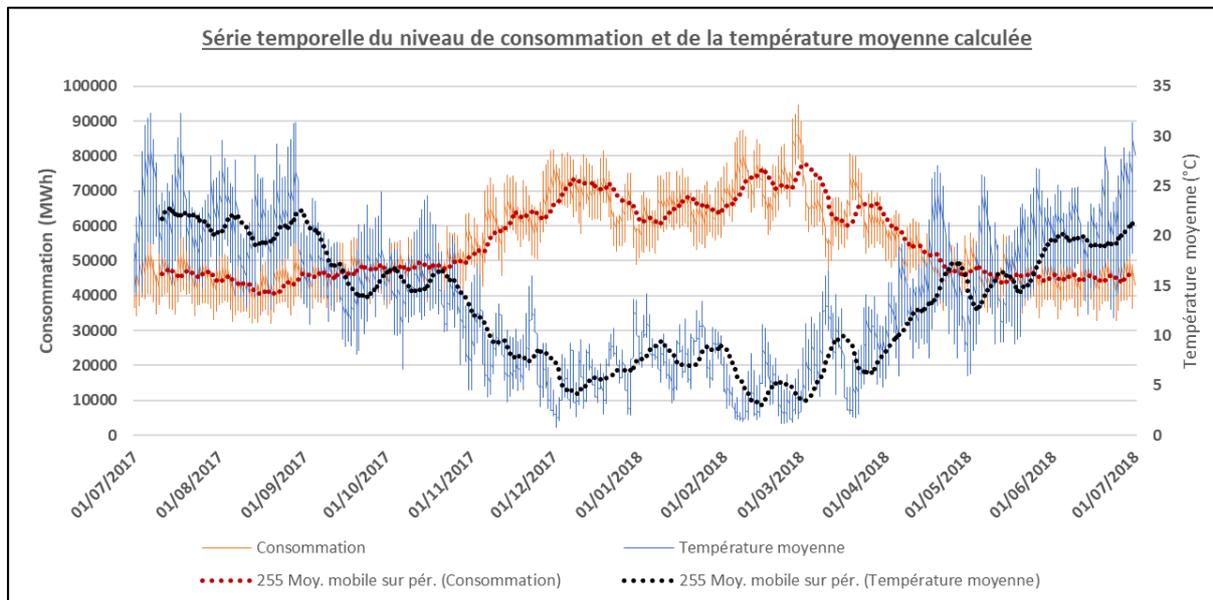


Figure 28 : Séries temporelles du niveau de consommation, de la température moyenne nationale calculée et des moyennes mobiles d'ordre 255

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E et des données de la plateforme météociel

La thermo-sensibilité de la consommation étant un fait établi, la figure ci-dessus montre que l'abaissement de janvier 2018 peut-être directement reliée à une augmentation locale de la température. La méthode de calcul de la température utilise les données horaires de température de 17 grandes villes françaises³¹ et dresse une moyenne pondérée de celles-ci selon le nombre d'habitants de chaque ville. Bien que cette méthode contienne de nombreux biais comme le fait qu'elle ne tienne pas compte de l'emplacement des industries ou bien du déploiement de la rénovation énergétique des bâtiments, en l'absence de données normées à une telle échelle, cette méthode permet de confronter directement la température aux foyers de consommation. D'après RTE³², en 2016, une diminution de 1 °C en-deçà de 15 °C se traduit par une augmentation de 2 400 MW de puissance appelée. Ce chiffre est amené à changer en vertu de l'électrification de certains procédés des industries et de la rénovation thermique des bâtiments.

La hausse des températures de janvier 2018 s'est ainsi traduite instantanément par une diminution de la production de ces modes carbonés. Sur cette période, les imports ont cessé et les exports ont augmenté (notamment à cause d'une bonne production éolienne sur la période) car les fournisseurs, devant garantir leur équilibre, n'avaient anticipé une telle conjoncture. Le facteur d'émissions de la consommation, sur cette période, se rapproche ainsi fortement du facteur d'émissions de la production française. De plus, alors que la consommation ne diminuait que de 15 000 MWh par rapport au mois précédent, soit une diminution de 21 %, le facteur d'émissions passait de 160 gCO₂/kWh à 20 gCO₂/kWh, soit une diminution de 88 %. On voit alors que le seul niveau de consommation ne suffit pas à expliquer le niveau du facteur d'émissions de la consommation.

Il peut également arriver que les productions thermiques d'origine fossile atteignent des niveaux élevés lors des périodes hors chauffe, en valeur absolue comme en part de production, sans que cela ne se traduise nécessairement par une augmentation conséquente du facteur d'émissions de la consommation.

³¹ Aix, Brest, Clermont, Grenoble, Lille, Lyon, Nancy, Nantes, Nice, Orléans, Paris, Rennes, Rouen, Strasbourg, Toulon, Toulouse, Tours

³² Bilan électrique 2016 - RTE

Le mois de septembre 2019 illustre ce phénomène. Sur cette période, les seuls modes de production thermique d'origine fossile appelés sont les modes de production au gaz. Ils représentent sur certaines heures près de 5 000 MWh de production, tandis que la production totale avoisine près de 50 000 MWh. Ainsi, la part de production de ce mode est proche de 10 %. Les niveaux de production et de consommation totaux de septembre 2019 sont pourtant identiques aux niveaux de juillet 2017, alors que les centrales à charbon fonctionnaient. Le niveau des imports réalisés est en revanche plus faible. Cette conjoncture de baisse des imports et de baisse de la production française à partir de charbon implique de fait un facteur d'émissions moyen de l'ordre de 45 gCO₂/kWh pour le mois de septembre 2019, contre près de 100 gCO₂/kWh pour la période de janvier 2017.

3.2.6.2. L'influence des imports

Le facteur d'émissions de la consommation est également fonction de la quantité d'imports réalisés et de leur contenu carbone. Pour mesurer le poids dont ils disposent dans l'élaboration du facteur d'émissions, il est proposé ci-dessous d'étudier le taux de variation suivant :

$$\rho_{conso} = \frac{FE_{conso} - FE_{prod}}{FE_{conso}}$$

Équation 20 : Taux de variation du facteur d'émissions de la consommation selon le facteur d'émissions de la production

La série temporelle du précédent taux est représentée en figure 29.

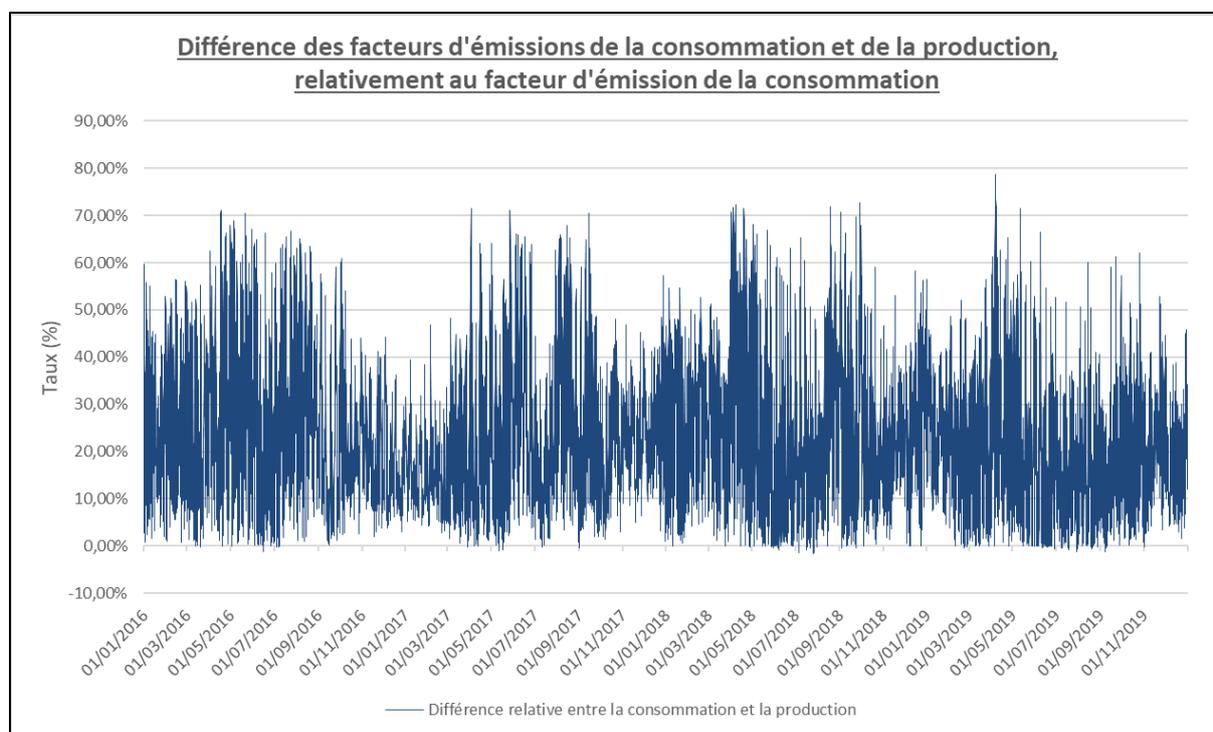


Figure 29 : Série temporelle du taux de différence entre le facteur d'émissions de la consommation et le facteur d'émissions de la production relativement au niveau du facteur d'émissions de la consommation

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Cette série temporelle ressemble à un bruit blanc. Ainsi, bien que les imports appauvrissent systématiquement la qualité de l'électricité consommée en France (à hauteur de 25 % en moyenne interannuelle), il est statistiquement impossible d'établir une relation entre le poids des imports dans le facteur d'émissions de la consommation et le niveau de ce facteur. Le poids des imports dans le facteur d'émissions de la consommation expliquerait entre 10 % et 60 % de sa valeur, mais l'absence de tendance claire de l'évolution du taux de variation conduit à conclure que le poids des imports ne dépend pas du niveau du facteur d'émissions de la consommation.

3.2.7. Synthèse des postulats

La tendance du facteur d'émissions de la consommation ne suit pas la tendance d'évolution des niveaux de production, consommation et imports totaux. Il semble davantage suivre la tendance d'évolution du facteur d'émissions de la production. Ceci n'a rien d'étonnant : en effet, l'expression du facteur d'émissions implique une plus forte pondération des quantités produites et consommées en France, car majoritaire dans le mix de consommation. En ce sens, le facteur d'émissions de la consommation évolue sur la base du recours aux modes de production carbonés. Cela explique en partie pourquoi la thèse selon laquelle les niveaux de consommation expliquent le niveau du facteur d'émissions existe : les niveaux de consommation peuvent provoquer un appel aux modes de production carbonés. Cependant, ils ne suffisent pas à décrire son évolution. En effet, les modes de productions carbonés, activés lors des périodes de forte consommation et de forte production, sont parfois appelés hors de ces périodes, dans des proportions plus ou moins importantes. Ainsi, le facteur d'émissions de la production augmente en vertu de la part de production des modes carbonés, ce qui implique une augmentation du facteur d'émissions de la consommation. S'il peut être tentant de conclure à ce stade qu'un niveau de consommation élevé favorise un niveau de facteur d'émissions élevé, cela n'est pas toujours le cas, comme en témoigne la situation du mois de janvier 2018. En revanche, il peut être constaté que sur la base d'un niveau de consommation élevé, une baisse soudaine du niveau de consommation de l'ordre de 20 % sur plusieurs heures consécutives, peut entraîner l'arrêt de la production des modes carbonés et des imports et une chute du niveau du facteur d'émissions de près de 90 %. En effet, la courbe de demande dans le merit-order n'intersecte plus les capacités de production carbonées et les imports s'arrêtent, des suites de l'export massif des fournisseurs devant garantir leur équilibre instantané de consommation.

Les imports, représentant une plus faible part de la consommation, disposent en revanche de facteurs d'émissions plus élevés. L'étude du taux de variation des facteurs d'émissions de la consommation et de la production en partie 3.4.2. montre que les imports peuvent expliquer entre 0 % et 80 % de la variation du facteur d'émissions de la consommation. La quantité importée dépend en effet du prix de marché et des prévisions à long terme plus ou moins précises des fournisseurs sur la consommation totale de leur portefeuille client. La qualité de l'électricité importée dépend de l'état du marché à l'instant t et des niveaux de consommation des zones de marchés voisines, définissant ainsi les capacités rendues disponibles sur le marché. L'ensemble de ces facteurs, sources de beaucoup d'aléas, expliquent l'évolution aléatoire du poids relatif qu'occupent les imports dans la détermination du facteur d'émissions de la consommation.

Tous ces arguments constituent ainsi des éléments de réponses à la problématique posée. Ils explicitent les raisons pour lesquelles les niveaux de consommation ne suffisent pas à expliquer les niveaux atteints par le facteur d'émissions de la consommation. Bien sûr, ils y contribuent : la consommation implique aux fournisseurs de devoir gérer leur équilibre et régie en cela les actions qu'ils vont entreprendre dans leur périmètre pour le garantir. Elle est la donnée mère pilotant en amont toute la gestion du parc de production et des imports réalisés. Cependant, **l'évolution de la consommation ne suffit pas à expliquer l'évolution de son facteur d'émissions. Ainsi, il a été montré qu'un niveau de consommation élevé (et respectivement faible) n'implique pas nécessairement un niveau de facteur d'émissions élevé (et respectivement faible). De même, un niveau élevé (et respectivement faible) du facteur d'émissions n'implique pas nécessairement un fort (et respectivement faible) niveau de consommation.** Ces précédentes conclusions sont issues de démonstrations s'appuyant sur des faits « ponctuels ». Si l'existence de ces faits suffit à émettre de pareils postulats et à répondre ainsi à la question, il convient cependant d'apprécier les éléments en proportion afin d'adopter un regard plus objectif sur la pertinence des thèses qu'ils soutiennent. Ce devoir de précision justifie le complément d'analyse apporté en partie suivante.

4. Analyse numérique

La précédente analyse a donc permis d'expliciter certains mécanismes régissant l'évolution du facteur d'émissions de la consommation. Ces mécanismes identifiés ont eux-mêmes permis de fournir une réponse qualitative à la problématique posée (qui rappelons-le est « *Pourquoi les seuls niveaux de consommation ne suffisent-ils pas à expliquer l'évolution du facteur d'émissions de la consommation ?* ») mais également à émettre deux postulats, rappelés ci-dessous :

- un niveau de consommation élevé (et respectivement faible) n'implique pas nécessairement un niveau de facteur d'émissions élevé (et respectivement faible) ;
- un niveau élevé (et respectivement faible) du facteur d'émissions n'implique pas nécessairement un fort (et respectivement faible) niveau de consommation.

Bien que ces postulats, basés sur l'existence de faits « ponctuels », suffisent à conclure, le mot « nécessairement » qu'ils contiennent dissimule les proportions d'occurrences de ces faits, ce qui ne permet pas d'en apprécier la pertinence. Ils nécessitent ainsi une mise en perspective au regard de l'ensemble des données. Pour compléter ces éléments de réponses qualitatifs, cette partie propose de confronter directement les ensembles de niveaux de consommation et de facteurs d'émissions, rangés par ordre décroissant et d'étudier leur niveau d'intersection selon la dimension des ensembles.

De la même façon, les mécanismes précédemment identifiés n'ont pas fait l'objet d'une caractérisation numérique. L'étude analysera donc dans un second temps l'intersection choisie afin d'en explorer le contenu. Cette dernière fera l'objet d'une procédure de classification automatique des données et reconnaitra les structures des combinaisons de production, d'imports, d'exports, de consommation et des facteurs d'émissions qui y sont associés, propres à chaque niveau de facteur d'émissions de la consommation.

4.1. Intersection des ensembles de niveaux de consommation et de niveaux de facteur d'émissions

A partir des données de consommation et de facteurs d'émissions rangées par ordre décroissant et des dates y étant associées, deux ensembles sont créés. Le taux d'intersection des ensembles mesure, pour chaque niveau de dimension des ensembles, le rapport entre le nombre de dates se trouvant simultanément dans les deux ensembles et le nombre de données de chaque ensemble, correspondant en fait à la dimension itérée.

Soit :

- $t \in \llbracket 1 ; 35\ 060 \rrbracket$: l'indice de la dimension des ensembles³³ ;
- F_t : l'ensemble de dimension t comprenant **les t plus grands facteurs d'émissions de la consommation rangés par ordre décroissant** et leur date-index associée ainsi que les niveaux de production, imports, exports et facteurs d'émissions associés ;
- C_t : l'ensemble de dimension t comprenant **les t plus grands niveaux de consommation rangés par ordre décroissant** et leur date-index associée ainsi que les niveaux de production, imports, exports et facteurs d'émissions associés ;
- x_n : le n -ième facteur d'émissions de la consommation de l'ensemble X_t , avec $n \leq t$;
- y_n : le n -ième niveau de consommation de l'ensemble Y_t , avec $n \leq t$;
- d_{x_n} : la date du n -ième facteur d'émissions de la consommation de l'ensemble X_t , avec $n \leq t$;
- d_{y_n} : la date du n -ième niveau de consommation de l'ensemble Y_t , avec $n \leq t$;

³³ 35 060 désigne le nombre d'heures correspondant aux quatre années consécutives

- $T_t = \{\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_t\}$: l'ensemble de dimension t comprenant les t taux d'intersection des ensembles X_t et Y_t ;
- μ : la variable de comptage.

Il convient de noter que les deux ensembles X_t et Y_t sont indépendants.

La procédure prend algorithmiquement la forme suivante.

"Pour t allant de 1 à 35 060 :
 Pour n allant de 1 à t :
 Si $d_{x_n} \in Y_t$:
 $\mu = \mu + 1$;
 Sinon :
 $\mu = \mu + 0$;
 $\rho_t = \frac{\mu}{t}$;
 $\mu = 0$;"

Pour chaque valeur de t, la procédure d'intersection établit le taux de dates se trouvant simultanément au sein des deux ensembles. S'il existait une relation parfaitement linéaire entre les niveaux de consommation et leur facteur d'émissions, alors le taux d'intersection selon la dimension des ensembles serait toujours égal à 100 %. Or, les travaux précédents ont établi que le niveau de consommation ne suffit pas à expliquer le facteur d'émissions de la consommation. **En effet, les plus grands facteurs d'émissions de la consommation ne sont pas nécessairement concomitants aux plus forts niveaux de consommation.** Il peut être ainsi postulé qu'à mesure que la dimension des deux ensembles augmente, le taux d'intersection s'accroît.

La courbe du taux d'intersection des deux ensembles selon leur dimension est présentée ci-dessous.

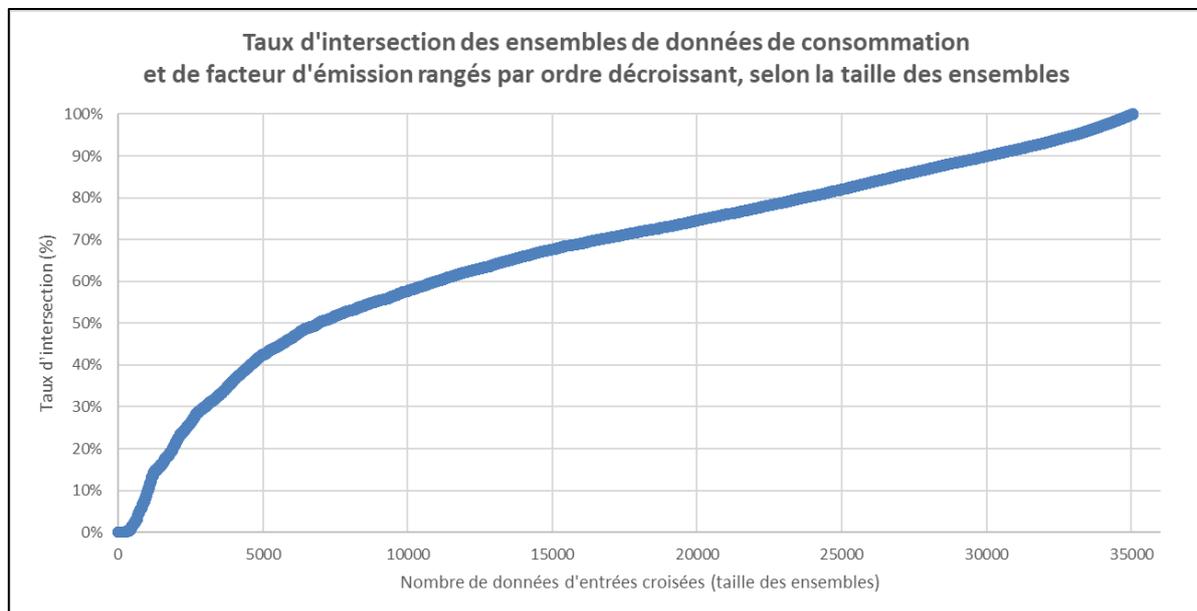


Figure 30 : Graphique du taux d'intersection des ensembles de niveau de consommation et de niveau de facteurs d'émissions, rangés par ordre décroissant, selon leur dimension

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La courbe précédente introduit un court pallier : pour une taille d'ensemble inférieure à 275 dates, les deux ensembles ne s'intersectent pas. Cela signifie qu'aucune donnée des 275 plus forts facteurs d'émissions n'est représentée parmi les 275 plus grands niveaux de consommation. Ce premier résultat est intéressant : bien que ces 275 données représentent moins de 1 % de l'échantillon global, il permet de démentir les assertions prouvant qu'un pic de consommation provoque nécessairement un pic de facteur d'émissions de la consommation.

Pour des dimensions d'ensemble variant entre 275 et 5000, les taux d'intersection varient entre 1 % et 42 %. Enfin, pour les dimensions d'ensembles restantes, les taux d'intersection de 42 % à 100 %.

Les dimensions d'ensembles situées entre 275 et 5000 sont les plus intéressantes à analyser. En effet, c'est entre ces dernières que les taux d'intersection varient le plus fortement. Ainsi :

- Les **275** heures de plus forts niveaux de facteurs d'émissions et de plus forts niveaux de consommation ne s'intersectent pas ;
- Les **1000** heures de plus forts facteurs d'émissions ne représentent pas plus de **9,5 %** des 1000 heures de plus forts niveaux de consommation ;
- Les **2000** heures de plus forts facteurs d'émissions ne représentent pas plus de **22 %** des 2000 heures de plus forts niveaux de consommation ;
- Les **5000** heures de plus forts facteurs d'émissions ne représentent pas plus de **42 %** des 5000 heures de plus forts niveaux de consommation.

Les monotones des niveaux de consommation et des facteurs d'émissions de la consommation sont illustrées par la figure 31. Elles permettent d'apprécier les taux d'intersection des ensembles au regard des niveaux de chacune des deux variables.

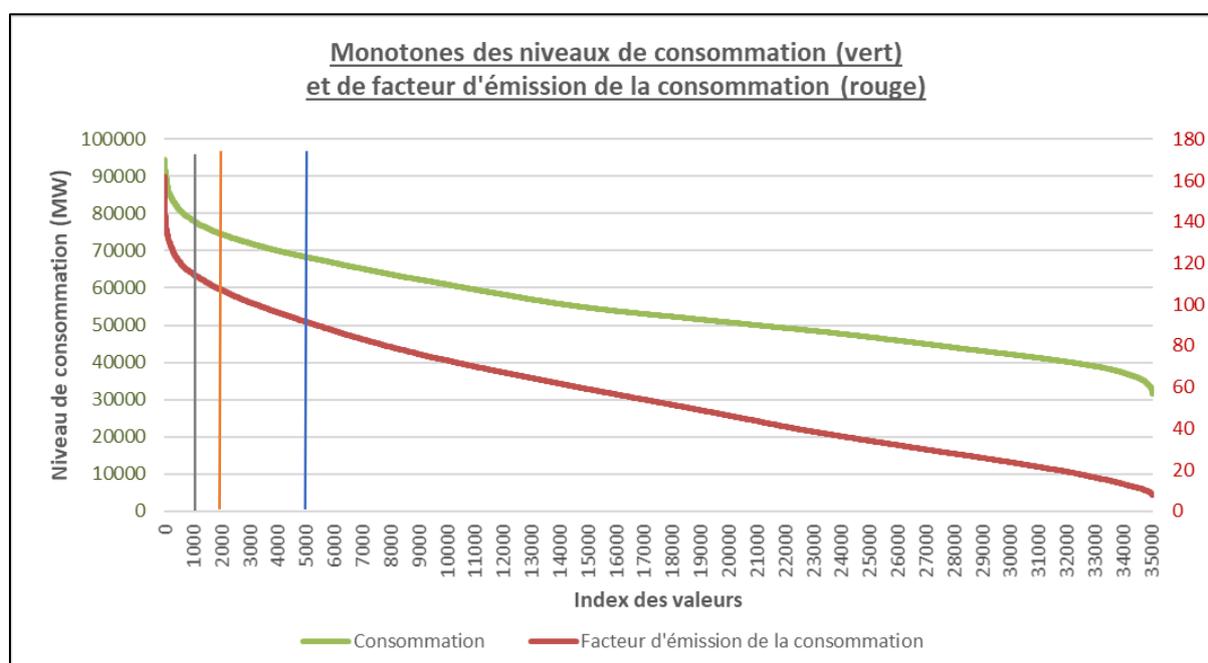


Figure 31 : Monotones des niveaux de consommation (vert) et des niveaux de facteurs d'émissions de la consommation (rouge)

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les 1000 plus forts facteurs d'émissions sont supérieurs à 115 gCO₂/kWh, tandis que les 1000 plus forts niveaux de consommation sont supérieurs à 78 250 MWh. La proportion précédente peut ainsi être mise en perspective de ces niveaux : les ensembles de facteurs d'émissions supérieurs à 115 gCO₂/kWh et de niveaux de consommation supérieurs à 78 250 MWh s'intersectent à hauteur de 9,5 %. De même, les ensembles de facteurs d'émissions supérieurs à 107 gCO₂/kWh et de niveaux de consommation supérieurs à 74 500 MWh (soit les 2000 plus grandes valeurs) s'intersectent à hauteur de 22 % : les écarts de 3 750 MWh et de 7 gCO₂/kWh pour chaque quantité expliquent 12,5 % du taux d'intersection. Enfin, les ensembles de facteurs d'émissions supérieurs à 92 gCO₂/kWh et de niveaux de consommation supérieurs à 68 270 MWh (soit les 5000 plus grandes valeurs) s'intersectent à hauteur de 42 %. Là encore, les écarts de 10 020 MWh et de 15 gCO₂/kWh pour chaque quantité explique 20 % de la variation du taux d'intersection.

Les informations précédentes peuvent être résumées dans le tableau suivant.

Dimensions des ensembles	Borne inférieure : niveaux de consommation	Borne inférieure : facteurs d'émissions	Taux d'intersection
275	83 771 MWh	126 gCO ₂ /kWh	0 %
1000	78 250 MWh	115 gCO ₂ /kWh	9,5 %
2000	74 500 MWh	107 gCO ₂ /kWh	22 %
5000	68 270 MWh	92 gCO ₂ /kWh	42 %

Tableau 12 : Résumé des caractéristiques déduites de l'analyse des courbes du taux d'intersection et des monotones selon la dimension des ensembles

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Ces éléments chiffrés démontrent l'exactitude de deux des deux postulats émis à l'issue de l'analyse de la partie 3 et en attestent, de fait, la pertinence. **Ils prouvent en effet que des niveaux élevés de consommation n'impliquent pas nécessairement des niveaux élevés de facteurs d'émissions, mais également que des niveaux élevés de facteurs d'émissions n'impliquent pas des niveaux élevés de niveaux de consommation.**

Pour démontrer le second postulat, selon lequel de faibles niveaux de consommation n'impliquent pas de faibles facteurs d'émissions, le même raisonnement peut être appliqué aux ensembles de données rangés dans l'ordre croissant. La courbe de l'évolution du taux d'intersection selon la dimension des ensembles est présentée ci-dessous.

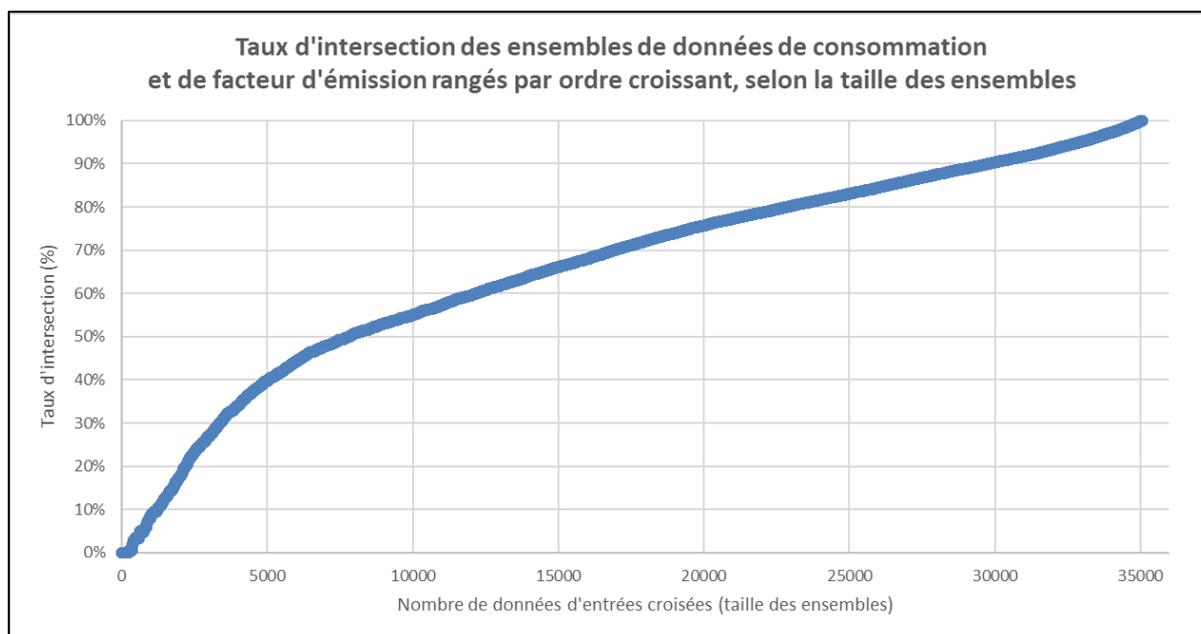


Figure 32 : Graphique du taux d'intersection des ensembles de niveau de consommation et de niveau de facteurs d'émissions, rangés par ordre croissant, selon leur dimension

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les courbes de la figure 30 partage la même allure d'évolution que la courbe ci-dessus. Cependant, c'est cette fois-ci pour une taille d'ensemble inférieure à 225 valeurs que les deux ensembles ne s'intersectent pas (soit 50 valeurs plus tôt que pour les ensembles rangés dans l'ordre décroissant). La pente de la courbe décrivant le taux d'intersection des données comprises entre les 225 et 5 000 données de plus faibles niveaux de consommation et de facteurs d'émissions est d'ailleurs moins forte que celle de la figure 30. Les résultats sont compilés au sein du tableau 13 figurant ci-dessous.

Dimension des ensembles	Borne inférieure : niveaux de consommation	Borne inférieure : facteurs d'émissions	Taux d'intersection
225	34 595 MWh	10 gCO ₂ /kWh	0 %
1000	37 150 MWh	13 gCO ₂ /kWh	8,5 %
2000	38 890 MWh	16 gCO ₂ /kWh	18 %
5000	42 100 MWh	24 gCO ₂ /kWh	40 %

Tableau 13 : Résumé des caractéristiques déduites de l'analyse des courbes du taux d'intersection et des monotones selon la dimension des ensembles

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

La comparaison des figures 30 et 32 montre que le facteur d'émissions décroît à un rythme plus soutenu qu'il ne croît. Le tableau ci-dessus, rendant compte des taux d'intersection selon la taille des ensembles, montre que les taux d'intersection des faibles facteurs d'émissions et des faibles niveaux de consommation sont plus faibles que les taux précédents. Une fois de plus, ces éléments démontrent l'exactitude du second postulat, selon lequel un faible niveau de consommation n'implique pas nécessairement un faible facteur d'émissions de la consommation. Si l'on considère qu'un facteur d'émissions élevé dispose d'une valeur seuil de 70 gCO₂/kWh, alors 24 080 heures sur les 4 années sont sous ce seuil (soit 65 % du temps). Le niveau de consommation maximal correspondant au 24 080 heures de plus faible consommation est quant à lui de 59 600 MW. Ces deux ensembles s'intersectent à hauteur de 82 %. Les 18 % de données restantes représentent environ 4 330 données, ce qui suffit à conclure que la seconde assertion est toujours vérifiée en proportion suffisante.

Les deux postulats ayant été démontrés, il convient dès lors de s'intéresser à la caractérisation numérique des différentes combinaisons amenant à des facteurs d'émissions de la consommation élevés, pour des niveaux de consommation élevés.

4.2. Etude du contenu de l'intersection

Pour caractériser numériquement les mécanismes qui ont été décrits qualitativement par l'analyse du facteur d'émissions de la consommation, cette partie propose d'étudier le contenu de l'intersection des ensembles de données précédents, au moyen d'algorithmes de classification automatique des données. Ces derniers ont pour but de révéler les structures des combinaisons existantes entre les données de production, imports, exports et consommation et les données de facteur d'émissions qui y sont associées. Puisque le débat public porte sur les données de plus forts niveaux de consommation et de plus forts niveaux de facteur d'émissions, alors l'intersection choisie sera l'intersection portant sur les ensembles constitués des 5 000 heures de plus forts facteurs d'émissions et de plus forts niveaux de consommation (soit l'équivalent de 208 jours sur les 4 années étudiées). Le taux d'intersection y était de 42,4 %, ce qui représente 2 120 combinaisons de données de production, consommation, imports, exports et de leur facteur d'émissions associés. Ce jeu de données dispose ainsi de 8*2 120 données, soit 16 960 données. Il fera l'objet de l'application d'une procédure de classification automatique des données, dont le mode de fonctionnement est décrit ci-après.

4.2.2. *Classification automatique des données*

Les algorithmes de classification automatique, autrement appelés algorithmes de clustering, sont des algorithmes permettant de regrouper des données numériques (ou objets spatiaux) non-étiquetées présentant des propriétés et des structures similaires. Dans le cas de cette étude, l'objectif de la classification est de former un nombre fini de sous-populations au sein desquelles les combinaisons de données de production, consommation, imports, exports et de facteur d'émissions de la consommation sont semblables. Deux types d'algorithmes sont présentés :

- l'algorithme d'apprentissage supervisé de partitionnement des données « K-moyens » ;
- l'algorithme hiérarchique de « classification ascendante hiérarchique » (CAH).

Ces algorithmes ont ainsi pour mission de regrouper les données de telles sortes que :

- les données regroupées au sein d'une même classe soient les plus semblables possibles ;
- les données présentes au sein de deux classes différentes soient les plus différents possibles.

Pour parvenir à de tels résultats, la stratégie d'agrégation qu'ils invoquent se base sur la notion de distance euclidienne. Du fait de leur différence du point de vue méthodologique, cette notion de distance n'est cependant pas utilisée de la même façon dans les deux algorithmes. La stratégie d'agrégation de la procédure itérative des k-moyens vise à comparer les distances euclidiennes entre les « poids » des combinaisons de données à classer et les k barycentres. D'une itération à la suivante, les k barycentres sont recalculés tels que la variance du groupe (c'est-à-dire les moyennes des écarts au barycentre) soit minimisée. Cette procédure est répétée itérativement jusqu'à la convergence de la position des k barycentres. Dans cette méthode, les données à classer sont comparés à une grandeur « vecteur » (le k-ième barycentre), autour de laquelle seront constitués les groupes.

La stratégie d'agrégation de la procédure de classification ascendante hiérarchique fait également appel aux distances euclidiennes, mais ces dernières sont appliquées directement entre les grandeurs à classer. A chaque itération, les données présentant les distances euclidiennes les plus faibles sont regroupées entre-elles. Le fonctionnement de chaque méthode est décrit au sein d'une note en annexe.

L'utilisation de la méthode de partitionnement aux K-moyens semble mieux adaptée à l'application souhaitée. En effet, pour un nombre k de groupes, les combinaisons doivent être les plus différenciées possibles. Or, grâce à l'introduction d'une variable « vecteur de comparaison » (les barycentres), la procédure converge naturellement vers une situation de maximisation interclasse. La méthode invoquée par la CAH est différente : elle compare les valeurs deux à deux et les rassemble sur le critère de leur ressemblance.

4.2.3. Application de la méthode des K-moyens à l'échantillon de données intersectées

4.2.3.1. Statistiques descriptives de l'échantillon de données étudié

L'échantillon de données intersecté contient les variables suivantes de production, consommation, imports, exports, ainsi que les facteurs d'émissions qui y sont associés. Le tableau récapitulatif ci-dessous contient les statistiques de l'échantillon traité.

	Production (MWh)	Consommation (MWh)	Imports (MWh)	Exports (MWh)	FE production (gCO ₂ /kWh)	FE consommation (gCO ₂ /kWh)	FE imports (gCO ₂ /kWh)	FE exports (gCO ₂ /kWh)
Minimum	60 508	68 277	2 175	-40	49,3	91,7	170	78,6
Maximum	91 074	94 565	13 772	-15 491	120	145	527	360
Médiane	72 852	74 740	7 081	-4 565	84,6	104	316	123
Moyenne	73 697	75 823	7 189	-5 063	84,7	106	322	132
Ecart-type	6 173	5 544	1 840	2 900	10,8	9,54	59,1	39,3

Tableau 14 : Statistiques conventionnelles des échantillons de données classifiées

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le facteur d'émissions le plus faible traité dans le cadre de l'étude de cette intersection d'ensemble vaut 91,7 gCO₂/kWh. Il convient de remarquer que les minima de consommation sont supérieurs aux minima de production : cela signifie que sur certaines situations, la production ne parvient pas à elle seule à subvenir aux besoins de consommation. Or, dans la première analyse, les situations remontées de dépassement n'étaient pas fréquentes. Ainsi, pour ces données intersectées, les niveaux d'imports et les facteurs d'émissions associés jouent un rôle important : ils sont d'ailleurs particulièrement élevés, comme en témoignent la moyenne et la valeur minimale, tous deux supérieurs au facteur d'émissions de la consommation française.

4.2.3.2. Application de la méthode des k-moyens

L'application de la méthode des k-moyens à l'échantillon de données débute par le choix du nombre de groupes k. Conformément à la partie 2 de l'annexe 1 portant sur la détermination de la valeur optimale de k, le graphique du coefficient de silhouette est tracé.

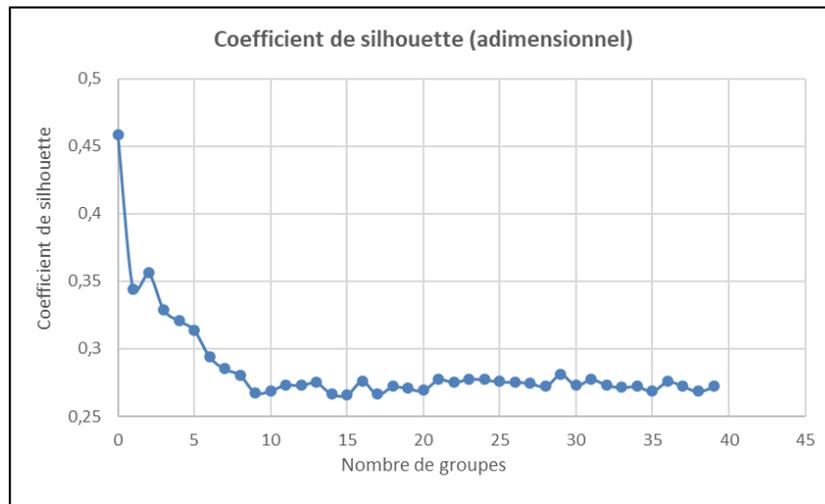


Figure 33 : Evolution du coefficient de silhouette pour la détermination du nombre optimal de groupe à constituer
Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

D'après la figure 33 ci-dessus, un nombre de groupes compris entre 9 et 11 est satisfaisant. Le nombre de 10 sera retenu.

4.2.4. Résultats de la classification

4.2.4.1. Structure des groupes constitués

La procédure a donc créé 10 groupes, qui disposent d'un nombre n de combinaisons.

Groupes	Nombre de combinaisons
0	349
1	106
2	265
3	155
4	292
5	168
6	103
7	247
8	257
9	178

Tableau 15 : Dimension des groupes constitués à partir de l'application de la procédure de classification K-moyens à l'échantillon de l'intersection des ensembles des 5000 plus forts niveaux de consommation et de plus forts facteurs d'émissions de la consommation.

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les 10 groupes sont édités selon les schémas de combinaison reconnus. En vertu des principes conditionnant les méthodes de classification, les combinaisons au sein d'un même groupe sont les plus semblables possibles, tandis que les groupes qu'elles constituent sont les plus dissemblables possibles. Chaque groupe ainsi créé est alors caractérisé par une « combinaison des valeurs moyennes caractéristique ». Ces dernières apparaissent dans le tableau ci-dessous et sont classées par ordre croissant de facteur d'émissions de la consommation.

Groupes	Production (MWh)	Consommation (MWh)	Imports (MWh)	Exports (MWh)	FE production (gCO ₂ /kWh)	FE consommation (gCO ₂ /kWh)	FE imports (gCO ₂ /kWh)	FE exports (gCO ₂ /kWh)
3	79 484	75 758	6 067	-9 793	77,0	98,5	373	95,4
4	73 039	71 541	6 643	-8 142	74,7	99,5	366	98,9
6	84 912	82 590	7 139	-9 462	80,8	101	335	100
5	76 941	78 867	7 934	-6 008	81,2	103	318	114
2	68 443	70 118	6 226	-4 552	85,5	103	307	119
9	80 027	83 272	6 442	-3 197	91,4	105	287	148
7	73 617	78 108	7 417	-2 928	86,6	106	307	153
0	70 261	74 468	7 457	-3 251	86,3	106	306	148
1	86 303	89 730	6 855	-3 428	96,8	110	283	143
8	64 913	70 657	9 086	-3 342	90,3	119	330	170

Tableau 16 : Combinaisons caractéristiques moyennes de chaque groupe créé par la procédure de classification K-moyens

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Le tableau ci-dessus comporte quatre types de « structure de groupes » :

- **Structure de groupes 1** : Les groupes 3, 4 et 6 sont caractérisés par des **niveaux moyens de production supérieurs aux niveaux moyens de la consommation**. Les niveaux moyens de production sont d'ailleurs élevés, au regard des autres niveaux moyens de la production. En valeur absolue, **les niveaux moyens d'exports sont supérieurs aux niveaux moyens d'imports**. En conséquence de ces niveaux moyens de production excédentaires, **les niveaux moyens de facteurs d'émissions des exports sont les plus faibles**. **Les niveaux des facteurs d'émissions moyens de la production et de la consommation sont également les plus faibles** de leur catégorie respective, tandis que **les niveaux de facteurs d'émissions moyens des imports sont les plus importants**.
- **Structure de groupes 2** : Les groupes 0, 2, 5 et 7 sont caractérisés par **des niveaux moyens de consommation supérieurs aux niveaux de production**. Les niveaux moyens d'imports sont supérieurs en valeur absolue aux niveaux moyens d'exports. Les **facteurs d'émissions associés à la production et à la consommation** disposent de valeurs moyennes (entre 81 gCO₂/kWh et 87 gCO₂/kWh) plus importantes que celles du groupe 1, de l'ordre de 10% supérieures. **Le niveau du facteur d'émissions moyen des imports est entre 10 % à 20 % plus faible** que le niveau des mêmes facteurs d'émissions moyens des groupes de la structure 1. Enfin, **le niveau moyen du facteur d'émissions des exports diffère selon le groupe** : les facteurs des groupes 0 et 7 figurent parmi deux des trois plus importants facteurs d'émissions de la catégorie.
- **Structure de groupes 3** : Les groupes 1 et 9 sont caractérisés par de **forts niveaux de consommation et de production** (les deux plus élevés dans chacune des catégories respectives) et par **des niveaux de consommation supérieurs aux niveaux de production**. Les facteurs d'émissions associés à la production sont également les deux plus importants (près de 10 % supérieur à ceux de la structure de groupes 2). En valeur absolue, **les imports sont plus de deux fois supérieurs aux exports**. Les facteurs d'émissions moyens des exports sont près de 50 % supérieur à ceux de la structure de groupes 1. En revanche, les niveaux de facteurs d'émissions moyens des imports sont les plus faibles de leur catégorie.
- **Structure de groupes 4** : Le groupe 8 s'oppose à tous les niveaux aux autres structures de groupe. Le niveau **moyen de consommation est certes plus élevé que le niveau moyen de production** (comme pour les structures de groupe 2 et 3), **mais leurs niveaux sont les plus faibles**. De plus, le groupe 9 est le groupe présentant les facteurs d'émissions moyens de la consommation et des exports les plus élevés de leur catégorie. Il est caractérisé par des **niveaux moyens de consommation supérieurs aux niveaux moyens de production**. Ils constituent en revanche les second et premier niveaux les plus faibles de leur catégorie respective. Ceci peut s'expliquer par le niveau moyen des imports élevé (en tête de sa catégorie) combiné à un niveau de facteur d'émissions moyen relativement élevé (près de 10 % supérieur à ceux de la structure de groupes 2 et 3). Enfin, le **niveau du facteur d'émissions moyen de la production est également élevé, pointant à la troisième place de sa catégorie**.

Les données montrent qu'il y a un lien entre la situation du dépassement de la consommation sur la production et le niveau du facteur d'émissions des imports. En effet, pour les groupes de la structure 2, 3 et 4, à supposer qu'il soit possible de produire plus, la situation de dépassement peut s'expliquer par le fait que pour un niveau de consommation donné, il est parfois plus avantageux économiquement pour les fournisseurs de s'approvisionner auprès des producteurs étrangers, lesquels proposent des modes de production moins chers à tout horizon de temps³⁴ que les modes de production français. En vertu du mécanisme d'imputation des prix du carbone, ces quantités d'énergies importées sont ainsi moins émissives que les imports que réalisent les fournisseurs français dans le cas où le niveau de production français est excédentaire sur la consommation (structure de groupes 1). Dans ce dernier cas, les fournisseurs français importent alors par **contrainte** à des prix plus élevés et non par optimisation économique, ce qui caractérise bien les contenus plus émissifs rencontrés dans cette situation.

Le constat inverse peut être établi pour les niveaux moyens des facteurs d'émissions de la production et de la consommation et des exports (structures de groupes 2, 3 et 4). En effet, lors d'une situation de dépassement du niveau moyen de la consommation sur le niveau moyen de production, les niveaux moyens des facteurs d'émissions de la production, de la consommation et des exports revêtent des niveaux moyens plus importants. Le fait que les facteurs d'émissions de la production soient élevés signifie que les modes de production appelés sont carbonés. Ces modes, dans l'ordre de mérite, sont plus chers car les prix du carbone sont imputés aux coûts marginaux de fonctionnement des centrales de production. Une telle situation peut être due à une conjonction de facteurs, tels que la moindre production des énergies renouvelables variables avec des prix de marchés moins élevés et poussant ainsi les fournisseurs à compléter leur portefeuille avec de l'électricité importée. Ils ont donc nécessairement recours à des modes de production qui demeurent carbonés, mais dont les prix sur le marché sont moins chers. Ainsi, on comprend de ces imports qu'ils sont moins chers car moins carbonés dans leur catégorie qu'ils peuvent l'être à d'autres instants de l'année.

La même analyse peut être conduite à l'égard de la structure de groupes 1 caractérisée par des situations de dépassement de la production sur la consommation. Lorsque la production excède la consommation, cela signifie que la France dispose de l'intégralité de ces modes de production bas-carbone, reflétant des prix sur le marché très faibles. Ainsi, elle produit plus qu'elle n'a besoin pour répondre à la demande des pays voisins cherchant leur optimum économique. En ce sens, les facteurs d'émissions de la production, de la consommation et des exports, qui pondèrent fortement la production, sont plus faibles. En revanche, puisque la France importe par contrainte, elle importe indépendamment de son choix auprès de pays dont les prix reflètent l'état de mobilisation des centrales carbonées. Ceci vient expliquer, comme précédemment, les raisons pour lesquelles ces imports présentent des facteurs d'émissions aussi élevés.

Le groupe 8, quatrième groupe le plus important en termes de dimension (avec 257 combinaisons), est le groupe qui présente en moyenne les facteurs d'émissions les plus élevés. Les facteurs d'émissions de la production sont élevés, tandis que les facteurs d'émissions des exports et des imports statuent respectivement à la première et à la quatrième place du classement. Les valeurs moyennes associées de production et de consommation pointent aux premières places des valeurs les plus faibles de leur catégorie. En revanche, le niveau d'imports et d'exports figurent parmi les niveaux les plus élevés. Ce groupe confirme ainsi la thèse développée jusqu'alors : **si les niveaux de consommation suffisaient à expliquer le niveau du facteur d'émissions, alors ce groupe devrait être celui dont les valeurs de facteurs d'émissions sont les plus faibles. Les données ci-dessus démontrent que ce n'est pas le cas et que le premier niveau moyen de consommation le plus faible désigne de surcroît le facteur d'émissions moyen le plus élevé.** Cette situation est due à un dépassement moyen conséquent de la consommation sur la production, associé à un niveau moyen du facteur d'émissions des imports élevé. Il est également intéressant de constater qu'un niveau de production élevé n'implique pas nécessairement un niveau du facteur d'émissions de la consommation excessif. Bien qu'élevé (101 gCO₂/kWh), le niveau moyen du facteur d'émissions du groupe 6 témoigne de cette assertion.

La répartition temporelle des combinaisons permet de bénéficier d'un complément d'informations sur les structures des groupes. Elle est étudiée ci-après à l'échelle mensuelle.

³⁴ Le recours au gré-à-gré se fait sur la base d'une anticipation des prix SPOT sur la période considérée.

Groupes	Janvier	Février	Mars	Novembre	Décembre
0	70			140	139
1	77	29			
2	44	6	6	76	133
3	62	83	2		8
4	81	70	32	20	89
5	75	20	17	2	54
6	39	64			
7	88			37	122
8	10			197	50
9	163	13		2	

Tableau 17 : Distribution mensuelle des combinaisons classées dans chaque groupe

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Comme il a été démontré à la figure 4, les dépassements de la consommation sur la production se produisent majoritairement lors des mois de janvier, février, novembre et décembre. Ces quatre mois réfèrent tous à des périodes de chauffe. Les combinaisons caractéristiques des groupes appartenant à la structure de groupes n°2 (groupes 0, 2, 5 et 7) disposent ainsi de la majorité de leurs combinaisons réparties au sein de ces mois. Le groupe 8, si particulier, dispose de près de 77 % de ses combinaisons au sein du mois de novembre.

Les horaires d'occurrence de ces combinaisons sont également intéressants à étudier. Le tableau 18 rend compte de leur distribution.

		Groupes									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Heures	0	9		17	11	11	2		7	6	7
	1	6		12	4	12	3		5	5	5
	2	4		9	2	12	4		4	5	3
	3	5		2		12	6		3	1	
	4	4		2		14	6		2	1	
	5	6		7		14	5		3	1	3
	6	11		14	8	14	5		5	11	8
	7	21	7	6	2	3	11	6	17	22	8
	8	16	13	3	6	7	11	4	23	23	10
	9	20	13	6	5	7	10	8	23	14	10
	10	22	12	2	7	7	10	6	18	14	10
	11	28	11	1	7	8	11	6	14	15	11
	12	32	9	5	5	5	6	7	13	14	11
	13	18	7	16	7	8	8	8	13	15	9
	14	10	2	17	7	16	6	14	10	9	4
	15	9	1	19	8	19	5	11	3	9	3
	16	11	1	21	17	19	4	5	3	9	3
	17	19	2	14	8	18	12	7	9	9	7
	18	24	11	12	6	5	16	6	21	8	12
	19	25	11	7	5	9	12	6	20	10	15
	20	25	6	13	7	19	9	4	7	15	10
	21	6		22	13	20	3	2	5	9	9
	22	6		16	10	19	1	2	9	14	9
	23	12		22	10	14	2	1	10	18	11

Tableau 18 : Distribution horaire des combinaisons classées dans chaque groupe

Source : UFE, à partir des données open-data d'ENTSO-E

Les périodes de pointes journalières de la consommation d'électricité se produisent le matin entre 07 heures et 09 heures et le soir entre 18 heures et 20 heures. La distribution des combinaisons varie ici de façon importante d'un groupe à l'autre. En effet, les groupes 0, 7 et 8 semblent répartir leurs combinaisons de façon priorisée autour de ces heures de pointes. Le groupe 8 dont il était question précédemment dispose d'un nombre important de combinaisons réparties entre 07 heures et 13 heures et entre 22 heures et 23 heures. Les groupes 1, 2 et 4 distribuent leurs combinaisons en dehors des périodes de pointe. Cette répartition peut globalement expliquer les origines des thèses de l'opinion publique, affirmant que les consommations de pointe justifient des facteurs d'émissions de la consommation élevés. Or, ceci n'est pas toujours le cas : comme le démontrent les groupes de la structure n°1, il peut arriver que des combinaisons soient responsables de facteurs d'émissions élevés (car supérieurs à 110 gCO₂/kWh), sans qu'elles ne soient rattachées à des heures de pointes.

4.3. Synthèse et dépassement

A l'issue de cette analyse numérique, certains mécanismes ayant été relevés grâce à l'analyse qualitative précédente ont pu être caractérisés numériquement. Les postulats ont de même été démontrés au moyen de chiffres, lesquels certifient leur pertinence vis-à-vis de la proportion de leur occurrence. **Tous ces résultats amènent finalement à conclure qu'il n'y a pas de corrélation entre le facteur d'émissions de la consommation et le niveau de consommation associé.** Les mécanismes en cause impliquent les phénomènes de marché (variant eux-mêmes selon des facteurs exogènes), la disponibilité des énergies renouvelables variables et la gestion de l'équilibre propre des fournisseurs, en France comme à l'étranger. Le niveau de consommation régule cependant les niveaux d'impacts qu'induisent chaque variation de ces variables. A titre d'exemple, la configuration du mois de janvier 2018 implique que sur la base d'un fort niveau de consommation, une baisse locale de 20 % traduit un effondrement de près de 80 % du facteur d'émissions de la consommation. Cette baisse entraîne la diminution du recours aux modes de production carbonés et un arrêt des imports. Une même baisse de la consommation imputée à d'autres périodes de l'année ne saurait fournir le même résultat. En effet, si les imports s'arrêtaient à nouveau, les modes de production carbonés, qui n'auraient probablement pas été en fonctionnement à cet instant, n'auraient alors pas eu d'influence sur le facteur d'émissions de la consommation. En conséquence, la diminution aurait pu être moins importante.

Ces méthodes d'analyse n'ont de sens que grâce à la forte part qu'occupent les modes de production pilotables dans le mix électrique. En effet, les productions pilotables présentent la particularité de pouvoir réduire voire interrompre leur production lorsque le niveau de consommation diminue ou bien lorsque le réseau électrique bénéficie d'une forte disponibilité d'électricité renouvelable. De même, ils peuvent être activés lorsque les moyens de production variables ne sont plus satisfaisants. L'évaluation du facteur d'émissions s'effectue donc à posteriori et se résume à analyser de façon déterministe les écarts entre les facteurs d'émissions, sur la base de l'interruption des modes carbonés ou des imports, lesquels sont régis à l'heure actuelle par l'adéquation production – consommation. A cette évaluation du facteur d'émissions, il demeure cependant certaines variables qui évoluent encore de manière « aléatoire » : l'évolution des prix de marché en temps réel, par exemple, régulera le contenu carbone d'une part des imports, car les fournisseurs, amenés à établir leur propre équilibre doivent interférer sur le marché et arbitrer entre production locale et imports étrangers.

Ainsi, alors qu'un niveau de production pilotable élevé permettait de réguler l'équilibre grâce à l'activation (ou l'arrêt) des modes de production, l'évaluation du facteur d'émissions portait essentiellement sur l'adéquation entre la consommation et la production, laquelle était plus simplement garantie par les niveaux de production modulables. Cette modularité permet en effet de réduire les impacts associés aux imports, car les modes de production français peuvent à tout moment apparaître dans le merit-order et être choisis par les fournisseurs. En ce sens, les méthodes d'analyse du facteur d'émissions de la consommation reposent sur l'analyse de la modularité des modes de production pilotables, de l'activation des modes carbonés dans ce contexte et des recours aux imports, eux-mêmes pouvant être réduits dans cette optique. Ces méthodes ont pour axiome principal la mobilisation des modes de production pilotables, lesquels pilotent à la fois l'adéquation production – consommation et le recours aux imports.

Si l'analyse présentée au sein de ce rapport apporte des arguments statuant en défaveur d'une corrélation potentielle entre le facteur d'émissions de la consommation et le niveau de consommation, il est très probable que l'intégration croissante des énergies renouvelables variables au sein du mix électrique ait pour effet de renforcer ce phénomène. En effet, en considérant une part d'électricité produite à partir de mode de production variables majoritaire, le facteur d'émissions de la consommation ne sera plus régulé selon les évolutions des situations de la consommation et sur les conséquences que cela implique, mais bel et bien sur la façon dont les variabilités seront complétées pour subvenir au besoin de la consommation. Ainsi, à l'entropie des mécanismes qui régissent l'adéquation de la production – consommation (mécanismes de marché, évolution de l'équilibre des fournisseurs etc), responsable pour une part de la variation du facteur d'émissions, il s'ajoutera l'entropie de la variation de la production des modes variables, lesquels devront être compensés par des solutions de production pouvant en partie être carbonés. L'axiome de la méthode d'évaluation sera ainsi différent : il sera relatif à la manière dont la variabilité sera complétée. **Dans la perspective d'une forte intégration des énergies renouvelables variables au sein du futur mix électrique, les méthodes d'analyse et de modélisation du facteur d'émissions de la consommation devraient ainsi être réévaluées.**

Conclusion

Le travail effectué lors de ce stage a ainsi montré que le niveau de consommation seul ne permet pas d'expliquer le niveau du facteur d'émissions. A l'origine de ce constat se trouve l'équilibre production-consommation, exerçant une contrainte permanente sur le réseau de transport et sur les équilibres que prévoient la multitude d'acteurs intervenant dans la chaîne de valeur de l'électricité. La consommation, comme fonction de besoin, doit être, selon ce principe, couverte en permanence par la production nationale et par les imports que réalisent les fournisseurs auprès des producteurs étrangers. Pour arbitrer entre le recours à la production nationale et les importations, les fournisseurs ont recours aux marchés de l'énergie. Différentes structures d'échanges, à différentes échéances de temps, existent. Les stratégies mises en place par les fournisseurs pour se couvrir reposent en revanche sur la notion d'ordre de mérite, à l'origine du fonctionnement des marchés court-terme de l'électricité. Selon ce dernier, les centrales sont classées par ordre de mérite économique selon leur coût marginal de production et reflètent, par l'imputation des prix du carbone, le caractère émissif de chacune d'entre elles. Les fournisseurs y ont recours pour adapter leur portefeuille client, sans que toutefois les proportions ne soient connues. Ainsi, les contrats conclus entre un fournisseur et un producteur aux échéances précédentes reposent sur le fait que le recours à cet ordre de mérite, par anticipation, pourrait leur coûter ultérieurement plus cher s'ils attendaient le jour précédant la livraison pour rétablir leur équilibre. Le facteur d'émissions de la consommation, dépendant de cette logique d'ordre de mérite, varie selon les modes sollicités à l'instant présent par les fournisseurs. Cet ordre de mérite est également très sensible aux aléas divers rencontrés dans un pays ou un autre : en cas d'augmentation brutale des prix du gaz, par exemple, les centrales à gaz peuvent subitement se décaler vers la droite de l'ordre de mérite, laissant les centrales à charbon plus susceptibles d'être mobilisées. Ainsi, le facteur d'émissions de la production, des imports (car il peut en être de même dans les autres pays) et de la consommation s'en verront affectés. Devant autant d'aléas auxquels sont soumis les marchés de l'énergie, il est alors impossible de conclure que les niveaux de facteurs d'émissions évoluent de façon linéaire avec le niveau de consommation. Il y a, entre ces deux grandeurs, une diversité de structures qui s'intercalent et qui varient selon des paramètres évoluant de façon indépendante et aléatoire. Ainsi, le système électrique dispose d'une trop forte entropie pour pouvoir être modélisé à long-terme. D'une manière générale, bien que des niveaux élevés de consommation tendent à solliciter des modes de production plus carbonés, les imports et leur contenu carbone sont susceptibles d'expliquer entre 10 % et 80 % de la variation du facteur d'émissions, y compris à des périodes de l'année durant lesquelles les niveaux de consommation sont peu élevés. L'analyse conduite dans ce rapport a donc permis de prouver numériquement que la thèse selon laquelle le niveau de consommation explique le niveau du facteur d'émissions est fautive. En étudiant le contenu de l'intersection des 5 000 données de plus forts facteurs d'émissions et de plus forts niveaux de consommation, l'analyse rend compte que les facteurs d'émissions les plus élevés sont atteints lors des épisodes de consommation et de production les plus faibles de leur catégorie. De même, elle prouve que les plus faibles niveaux de consommation ne reflètent pas les plus faibles niveaux de facteur d'émissions de la consommation. **Il montre en effet que ce sont davantage les écarts entre les niveaux de production et de consommation qui expliquent le facteur d'émissions de la consommation, que ledit niveau de consommation seul.** Ce travail contient tout de même certaines limites. Tout d'abord, il considère que la production à partir de la biomasse repose sur un facteur d'émissions nul, ce qui peut être discuté selon l'hypothèse admise de la gestion durable des ressources. Lors du calcul du facteur d'émissions de la consommation, la méthode considère que le facteur d'émissions des imports est calculé à partir de la simple production de chacun des pays auprès desquels la France importe. Elle ne tient pas compte des imports des pays dans l'empreinte de leurs exports (donc des imports français). Bien que la revue de la littérature effectuée souligne que cela n'entache pas l'empreinte carbone dans de grandes proportions, la méthode pourrait être améliorée à l'aide de méthode itérative portant sur l'intégration des imports. Enfin, la clé de répartition choisie pour arbitrer les quantités de production et d'imports allouées à la consommation (le pass-through) est considérée invariante dans le temps. Cette approche, bien que conservatrice, ne reflète nécessairement pas la réalité des flux économiques et physiques que ce travail s'est essayé à approcher. Ces limites constituent autant de points qui pourraient être améliorés lors d'une prochaine étude portant sur le sujet. Dans la perspective d'une forte intégration des énergies renouvelables variables dans le mix de production, les méthodes d'analyse conduites dans cette étude ne seront certainement plus valables. En effet, les variations du facteur d'émissions de la consommation ne porteront plus prioritairement sur les variabilités des facteurs conditionnant l'évolution du marché, mais davantage à la variabilité de ladite production d'énergie renouvelable, laquelle sollicitera plus de flexibilités, parmi lesquelles peuvent figurer des solutions de stockages ou bien des capacités thermiques pilotables.

Annexes

Annexe 1 : Fonctionnement de la méthode des K-moyens	74
Annexe 2 : Fonctionnement de la méthode de la classification ascendante hiérarchique CAH.....	76

Annexe 1 : Fonctionnement de la méthode des K-moyens

1. Principe de la méthode des K-moyens

La méthode de partitionnement des données K-moyens propose de classier les données au sein d'un nombre k de clusters déterminé en amont de la procédure. Pour en décrire précisément le fonctionnement, il convient de définir les grandeurs suivantes.

Soit :

- $X = (x_1, x_2, \dots, x_{2080})$: un ensemble des 2 083 combinaisons de données à classier en k groupes ;
- $C = (C_1, C_2, \dots, C_k)$: l'ensemble des k groupes considérés ;
- $\mu = (\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_k)$: l'ensemble des k barycentres associés aux k groupes ;
- U le barycentre des barycentres des k groupes.

Mathématiquement, l'optimisation de la classification revient à :

- minimiser la fonction somme des carrés des distances euclidiennes entre les points d'un même groupe et le barycentre du groupe associé ;
- maximiser la fonction somme des carrées des distances euclidiennes entre les barycentres des clusters et le barycentre des barycentres.

Physiquement, les termes de distance euclidienne au carré renvoient à la notion d'inertie d'un système. Selon cette appellation, le principe fondamental du partitionnement de données repose alors intégralement sur la formulation du théorème de Huygens, que l'on exprime de la façon suivante :

Inertie totale = Inertie interclasse + Inertie intraclasse

$$\sum_{i=1}^n d^2(x_i, U) = \sum_{j=1}^k n_j \cdot d^2(\mu_j, U) + \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} d^2(x_i, \mu_j)$$

Équation 21 : Expression de la formulation de l'inertie totale, selon l'inertie interclasse et l'inertie intraclasse
Méthode des K-moyens

Où :

- n_j désigne le nombre de combinaisons de points contenus dans l'un des groupes de l'ensemble C ,
 $\forall j \in \llbracket 1, k \rrbracket$;
- $d()$ désigne la distance euclidienne.

2. Phases de la méthode des K-moyens

La méthode est constituée de trois phases : l'initialisation, l'assignation et la réévaluation des barycentres.

a. L'initialisation

L'utilisateur renseigne le nombre k de groupes souhaité. S'agissant de l'initialisation, l'indice d'itération t vaut $t = 1$. La procédure définit dès lors aléatoirement la valeur des k barycentres :
 $\mu^{(t=1)} = (\mu_1^{(t=1)}, \mu_2^{(t=1)}, \dots, \mu_k^{(t=1)})$.

b. L'assignation

L'opération d'assignation consiste à classer les 2 080 combinaisons dans les clusters, sur la base des distances euclidiennes qui les séparent des barycentres de chaque groupe.

$$C_i^{(t=1)} = \{x_i : \|x_i - \mu_j^{(t=1)}\| \leq \|x_i - \mu_{j^*}^{(t=1)}\|, \quad \forall i \in \llbracket 1, 2083 \rrbracket, \quad \forall j \in \llbracket 1, k \rrbracket$$

Équation 22 : Formulation de l'étape d'assignation de la méthode des K-moyens

Le groupe i contient à ce stade l'intégralité des combinaisons dont les distances euclidiennes au barycentre i sont inférieures aux distances qui les séparent aux autres barycentres.

c. Réévaluation des barycentres

À l'issue de l'étape d'assignation, les barycentres sont réévalués selon le principe de minimisation de la variance au sein du groupe constitué. Pour rappel, la variance statistique s'évalue comme la moyenne des écarts à la moyenne. Dans notre cas, elle est minimale si la position du barycentre est calculée selon la moyenne.

$$\mu_i^{(t+1=2)} = \frac{1}{|C_i^{(t=1)}|} \sum_{x_j \in C_i^{(t=1)}} x_j$$

Équation 23 : Formulation de la revalorisation du barycentre du groupe i formé entre les itérations 1 et 2

La procédure itère les étapes b et c jusqu'à l'obtention d'un niveau de convergence satisfaisant de la valeur de chaque barycentre.

La pertinence de la méthode des K-moyens repose sur la pertinence du choix du nombre de classe à constituer. Bien qu'il n'existe aucune règle définissant un nombre de classe optimal, plusieurs indicateurs peuvent aider à sa définition. Dans le cas de cette étude, l'indicateur utilisé est le « coefficient de silhouette ». Il permet de mesurer la qualité de l'apprentissage supervisé. Pour une observation i , le coefficient de silhouette est donné par la formule suivante :

$$s_i = \frac{b_i - a_i}{\max(b_i)}$$

Équation 24 : Expression du coefficient de silhouette

Où :

- a_i désigne la distance moyenne de la combinaison i aux autres combinaisons du groupe ;
- b_i désigne la distance minimale de la combinaison i aux combinaisons d'un autre groupe.

Ainsi, pour un groupe donné, le coefficient de silhouette est égal à la moyenne des coefficients des objets du groupe. Pour le partitionnement, il correspond à la moyenne des coefficients de tous les objets. Il est donc compris entre -1 et 1 et d'autant plus proche de 1 que l'assignation de i à son groupe est satisfaisante.

Annexe 2 : Fonctionnement de la méthode de la classification ascendante hiérarchique CAH

1. Principe de la méthode de la CAH

Le principe général de fonctionnement de la CAH est similaire au principe de fonctionnement de K-means. Il s'agit en effet de regrouper au sein d'une même classe les combinaisons présentant les mêmes modalités (homogénéité intraclasse), tandis que les classes doivent être le plus dissemblable possible (hétérogénéité interclasse). Elle est dite « ascendante » car elle part de l'échelle de l'individu ; elle est dite « hiérarchique », car elle regroupe les combinaisons au sein de classes de plus en plus larges, selon une logique d'emboîtement.

Bien que le principe soit semblable, la méthode utilisée pour clusteriser les combinaisons n'est pas fondée sur la même théorie mathématique. En effet, dans le cas de la classification K-means, les itérations portent sur le calcul de nouvelles positions des K barycentres et cherchent à mesurer les distances de toutes les combinaisons par rapport à ces nouvelles positions. Dans la classification ascendante, les itérations portent sur les données entre elles. L'itération ne cherche alors pas à tester les combinaisons vis-à-vis des barycentres, mais plutôt à tester les classes agrégées à l'itération précédente de façon à rassembler celles qui se ressemblent.

2. Méthode de calcul de la CAH

Mathématiquement, les conditions d'optimisation de la classification sont identiques à la méthode des k-moyens. Il s'agit d'obtenir :

- un minimum de distance entre les combinaisons d'une même classe ;
- un maximum de distance entre les classes.

Pour rechercher l'optimisation des conditions, la méthode de Ward définit un indice de dissimilarité entre deux classes, égal à la perte d'inertie interclasse résultant de leur groupement. En effet, plus les classes sont proches, moins la dissimilarité est grande et plus le maximum d'inertie interclasse est faible, ce qui constitue alors un bon critère de fusion des classes. Dans cette méthode, les distances euclidiennes, servant à calculer les pertes d'inertie sont calculées selon le centre de gravité des combinaisons (et des classes qu'elles constituent à chaque itération supplémentaires).

Soit :

- $E = (e_1, e_2, \dots, e_n)$: un ensemble de combinaisons à classer ;
- $C_i = (c_1^i, c_2^i, \dots, c_n^i)$: l'ensemble des n classes conçues après l'itération i ;
- $G_i = (g_1^i, g_2^i, \dots, g_n^i)$: l'ensemble des n classes conçues après l'itération i ;
- g_j^i : le centre de gravité de la j-ième classe à la i-ème itération, de poids p_j^i ;
- g_k^i : le centre de gravité de la k-ième classe à la i-ème itération, de poids p_k^i ;
- g_{jk}^i : le centre de gravité de la réunion de la j-ème classe et de la k-ième classe.

Conformément aux théorèmes portant sur le calcul des centres de gravité d'une structure en Génie Civil, le centre de gravité de la réunion des classes j et k s'exprime ainsi :

$$g_{jk}^i = \frac{p_j^i \cdot g_j^i + p_k^i \cdot g_k^i}{p_j^i + p_k^i}$$

Équation 25 : Formulation de l'expression du centre de gravité de la réunion de deux classes, selon leurs centres de gravité et leurs poids respectifs

L'inertie interclasse s'exprime comme la moyenne des distances au carré entre les centres de gravité des classes et le centre de gravité total. Ainsi, la variation de l'inertie interclasse du groupement des classes j et k vaut :

$$\delta(i, j) = p_j^i \cdot d^2(g_j^i, g) + p_k^i \cdot d^2(g_k^i, g) - (p_j^i + p_k^i) \cdot d^2(g_{jk}^i, g)$$

Équation 26 : Formulation de l'expression de la variation de l'inertie interclasse

Où :

- g désigne le centre de gravité du système ;
- $d()$ désigne la distance euclidienne.

A l'issue d'une série de développement non présenté ici, la variation d'inertie interclasse exprimée ci-dessus vaut :

$$\delta(i, j) = \frac{p_j^i \cdot p_k^i}{p_j^i + p_k^i} \cdot d^2(g_j^i, g_k^i)$$

Équation 27 : Formulation canonique de la variation de l'inertie interclasse

A la fin de l'itération, après comparaison de toute les classes, l'algorithme classe deux à deux les classes disposant d'une inertie interclasse minimale. Cette garantie permet d'assurer la minimisation de l'inertie intraclasse de l'itération suivante.

Bibliographie

IPCC, 2021: "Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", In Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.), Cambridge University Press.

NATIONS UNIES, 2015 : « Accord de Paris », In 21ème Conférence des Parties, pp.1-18.

COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS, « Ajustement à l'objectif 55 » : atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique.

Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, (J.O. 9 novembre 2019).

MINISTERE DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE ET SOLIDAIRE, 2020 : Stratégie Nationale Bas-Carbone 2. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf

MINISTERE DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE ET SOLIDAIRE, 2020 : Programmation Pluriannuelle de l'Energie. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422_%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%20CC%81nergie.pdf

Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, (J.O. 18 août 2015).

Code de l'Energie, Article L. 321-11, (05 mars 2021).

Réseau de Transport d'Electricité, RTE, 2021 : Futurs énergétiques 2050. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

ANTWEILER, W., 2016: Cross-border trade in electricity. *Journal of International Economics* (101), pp. 42-51.

CAI, W. et WANG, C., 2013: Quantifying baseline emission factors of air pollutants in China's regional power grids, *Environmental Sciences and Technologies* (47), pp. 3590-3597.

HAWKES, A.D., 2010: Estimating marginal CO₂ emissions rates for national electricity systems, *Energy Policy* (38), pp. 5977-5987.

HAWKES, A.D., 2014: Long-run marginal CO₂ emissions factors in national electricity systems, *Applied Energy* (125), pp. 197-205.

LEAN, H.H. et SMYTH, R., 2010: CO₂ emissions, electricity consumption and output in ASEAN, *Applied Energy* (87), pp. 1858-1864.

ZHANG, M. et LIU, X., 2013: Decomposition analysis of CO₂ emissions from electricity generation in China, *Energy Policy* (52), pp. 159-165.

VUARNOZ, D. et JUSSELME, T., 2018: Temporal variations in the primary energy use and greenhouse gas emissions of electricity provided by the Swiss grid. *Energy*.

Jl, L. et LIANG, S., 2016: Greenhouse gas emission factors of purchased electricity from interconnected grids, *Applied Energy* (184), pp. 751-758.

France Stratégie, 2019: *Document de travail : Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique*.

Observatoire de l'Industrie Electrique, OIE, Mai 2017 : *Les prix de l'électricité négatifs*.

Observatoire de l'Industrie Electrique, OIE, Mai 2017 : *La gestion de l'équilibre du système électrique*.

Commission de Régulation de l'Energie, CRE, 2020 : *Rapport de surveillance : Les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel*.

Réseau de Transport d'Electricité, RTE, 2016 : *Bilan Electrique 2016*.

Réseau de Transport d'Electricité, RTE, 2020 : *Bilan Electrique 2020*.

LARMARANGE, (s. d.) : Classification Ascendante Hiérarchique. Consulté à l'adresse : <https://larmarange.github.io/analyse-R/classification-ascendante-hierarchique.html>

HUSSON, F. « *Classification Ascendante Hiérarchique* » [notes fournies dans le cours du campus Agrocampus Rennes].

Wikipedias contributors. Regroupement Hiérarchique. Consulté à l'adresse : https://fr.wikipedia.org/wiki/Regroupement_hi%C3%A9rarchique

Wikipedias contributors. K-moyennes. Consulté à l'adresse : <https://fr.wikipedia.org/wiki/K-moyennes>