



HAL
open science

Quelles sont les conséquences des évolutions des fondamentaux et de l'organisation du système électrique sur la construction tarifaire et les missions portées par le tarif?

Thomas Verderi

► To cite this version:

Thomas Verderi. Quelles sont les conséquences des évolutions des fondamentaux et de l'organisation du système électrique sur la construction tarifaire et les missions portées par le tarif?. Economies et finances. École des Ponts ParisTech, 2022. Français. NNT : 2022ENPC0035 . tel-04024031

HAL Id: tel-04024031

<https://pastel.hal.science/tel-04024031>

Submitted on 10 Mar 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Quelles sont les conséquences des évolutions des fondamentaux et de l'organisation du système électrique sur la construction tarifaire et les missions portées par le tarif ?

École doctorale N°528, École Doctorale Ville Transports et Territoires - ED VTT

Économie

Thèse préparée au CIREN UMR 8568

Thèse soutenue le 09/12/2022, par
Thomas Verderi

Composition du jury:

François-Mathieu, Poupeau Directeur de recherche, CNRS/LATTS	<i>Président</i>
Stéphanie, Monjon Maîtresse de Conférences, Paris- Dauphine, PSL	<i>Rapporteur</i>
Cédric, Clastres Professeur des Universités, Université Gre- noble Alpes	<i>Rapporteur</i>
Franck, Nadaud Ingénieur de recherche CNRS, CNRS, CIREN	<i>Examineur</i>
Marie, Petitet Chercheuse senior, KAPSARC	<i>Examineur</i>
Laurent, Lamy Ingénieur en Chef des Ponts, Eaux et Forêts, ENPC, CIREN	<i>Directeur de thèse</i>
Alain, Nadaï Directeur de Recherche, CNRS, CIREN	<i>Co-directeur de thèse</i>

Résumé en français

La thèse porte sur les évolutions possibles du modèle tarifaire français dans un contexte de transition énergétique : développement de la mobilité électrique, décentralisation de la production électrique. Elle analyse ces enjeux d'un point de vue économique et sociologique.

Elle traite des conséquences du développement des énergies renouvelables sur les courbes de charge résiduelles des postes sources de réseau de transport (différence entre la consommation et la production locale décentralisée). Un modèle qui prend en entrée des scénarios nationaux de prospective et qui effectue une descente d'échelle à la maille des postes sources a été développé, afin d'explorer les enjeux de calibrage du réseau dans un contexte de production plus ou moins décentralisée. Les résultats montrent que le développement des énergies renouvelables va fortement modifier les formes des courbes de charge résiduelle et les relations entre les variables utilisées pour construire le tarif du réseau de transport. Ces effets seront particulièrement importants sur les postes desservant des zones rurales : ce sont des postes caractérisés par de faibles consommations électriques mais qui sont destinés à accueillir des capacités de production électrique décentralisée.

Ensuite, les travaux portent sur les hétérogénéités des coûts réseaux. Le principe de solidarité territoriale et la péréquation tarifaire font que les fortes disparités géographiques de coûts réseaux ne sont actuellement pas retranscrites dans les tarifs électriques. Un travail important de constitution d'une base de données géographiques des coûts réseaux à l'horizon 2030, a été effectué. L'analyse de ces données met en évidence de très fortes disparités de coûts par habitant entre les communes urbaines et rurales. A horizon 2030, les investissements ont tendance à augmenter cet écart entre coût moyen urbain et rural : ils sont plus importants en volume par habitant dans les zones rurales. Cependant, les mouvements de population semblent contrarier cet effet si bien que la répartition semble plus égalitaire en 2030 qu'en 2020. Enfin, il semble que la répartition géographique des investissements ne remette pas en cause l'existence de la péréquation tarifaire.

Puis, elle poursuit l'analyse des différenciations géographiques en s'intéressant à l'autoconsommation collective, objet assez récent dans le système électrique et dont la définition est encore en train de se préciser. Un modèle d'autoconsommation collective à la maille communale a été développé. La rentabilité de l'autoconsommation collective communale sera différenciée selon les capacités disponibles au sein des communes. L'incertitude liée à la régulation est très importante, mais elle reste de deuxième ordre par rapport à l'incertitude sur les prix des combustibles fossiles.

Enfin, la thèse traite des attentes des acteurs vis-à-vis du tarif réglementé de vente, objet issu de nombreuses négociations et discussions entre les parties prenantes. L'émergence de nouveaux acteurs et le contexte de la transition énergétique pourraient conduire ce tarif à porter de nouvelles missions de politique publique. Les arguments mobilisés par les acteurs appartiennent à des champs différents : économiques, politiques, sociaux ou environnementaux. Ils mobilisent également des arguments relevant de la justice.

En conclusion, les méthodes de construction tarifaire doivent être modifiées pour traiter correctement de la nouvelle forme des courbes de charge sous peine de ne pas arriver à accomplir les missions qui seront visées par le tarif. Certains principes de tarification peuvent et doivent être conservés : les évolutions des coûts et de la demande ne justifient pas la remise en question de la péréquation tarifaire et elle reste également fondamentale pour un nombre important d'enquêtés. Enfin, les missions accomplies par le tarif devraient être décidées collectivement et s'inscrire dans une réflexion globale sur la politique énergétique.

Mots clés en français : Électricité, Tarif, Économie

Résumé en Anglais

This thesis focuses on the possible evolutions of the French tariff model in a context of energy transition : development of electric mobility, decentralization of electricity generation. It analyzes these issues from an economic and sociological point of view.

It deals with the consequences of the development of renewable energy on the net load curves of primary substations (difference between load and local decentralised generation). To explore how these changes effect network sizing, a modelling approach was used to downscale future generation and demand scenarios from the national level to the primary substation level. The results show that the development of decentralised renewable energy will strongly modify the shape of the residual load curves and the relationships between the variables used to construct the transmission system tariff. These effects will be particularly important for substations serving rural areas, characterised by low electricity demand and intended to accommodate decentralized electrical production capacities.

Secondly, the work focuses on the heterogeneities of network costs. The principle of territorial solidarity and tariff equalization means that the strong geographical disparities in network costs are not currently reflected in electricity tariffs. A major effort has been made to create a geographical database of network costs up to 2030. The analysis of this data shows very strong disparities in costs per capita between urban and rural communities. By 2030, network investments tend to increase the gap between the average urban and rural costs : they are greater in volume per capita in rural areas. However, population movements seem to counteract this effect, so that the distribution seems more equal in 2030 than in 2020. Finally, it seems that the geographical distribution of investments does not call into question the existence of tariff equalization.

The analysis of geographical differentiations is investigated further by focusing on collective self-generation, a fairly recent object in the electricity system the definition of which is still being clarified. A model of collective self-consumption at the communal level was developed, allowing the following conclusion to be drawn : the profitability of communal self-consumption will be differentiated according to the capacities available within the communes. The effect of regulation uncertainty on profitability is very important, but it remains of the second order compared to the uncertainty on fossil fuel prices.

Finally, the thesis discusses the expectations of the actors with respect to the regulated sales tariff, which is the subject of numerous negotiations and discussions between the stakeholders. The emergence of new actors and the context of the energy transition could lead this tariff to carry new public policy missions. The arguments mobilised by the stakeholders belong to different fields : economic, political, social or environmental. They also mobilise arguments related to justice.

In conclusion, tariff construction methods must be modified to deal correctly with the new shape of the load curves, otherwise the missions that will be targeted by the tariff will not be accomplished. Certain tariff principles can and should be retained : changes in costs and demand do not justify calling into question tariff equalization, which remains fundamental for a significant number of respondents. Finally, the missions accomplished by the tariff should be decided collectively and be part of a holistic reflection on energy policy.

Mots clés en anglais : Electricity, Tariff, Economy

*A mes grands-parents,
Qui sont partis de très loin,
Pour nous permettre d'être ici aujourd'hui*

Remerciements

Un grand merci à François-Mathieu Poupeau d'avoir accepté de présider mon jury de thèse. La lecture de ses travaux a été l'une des premières pierres utilisées dans la construction de mes travaux de recherche. C'est donc un grand honneur de le voir ainsi présider mon jury.

Je veux également remercier grandement Cédric Clastres et Stéphanie Monjon qui ont accepté d'être rapporteurs. La lecture de mon manuscrit a été très attentive et les questions posées lors de la soutenance ont été pointues, agréables et pertinentes. La qualité des échanges leur doit beaucoup.

Enfin, un grand merci à Marie Petitet et Frank Nadaud d'avoir accepté de compléter mon jury en tant qu'examineurs. La thèse de Franck a été l'un des premiers documents académiques que j'ai lu. Sa présence dans le jury revêt donc une importance symbolique toute particulière pour moi.

Les travaux qui ont donné naissance à ce manuscrit doivent beaucoup à l'encadrement, exigeant et bienveillant, académique et industriel qui a été de grande qualité.

Un grand merci à Laurent et Alain pour m'avoir initié, moi ingénieur, à la fois à l'économie et à la sociologie. J'ai grandement appris grâce à vous deux et ce projet interdisciplinaire doit beaucoup aux conditions de travail et d'échange que nous avons pu instaurer.

Ce projet a été également porté au sein de RTE par Sandrine et Virginie. J'aimerais remercier Sandrine pour le cadrage et l'accompagnement de la thèse à ses débuts, et Virginie pour le relais qu'elle a effectué et son aide très précieuse sur la finalisation des travaux et la rédaction du manuscrit. Ses nombreuses et pointilleuses relectures ont été plus que précieuses.

Mon insertion au sein du CIRED m'a permis d'adoucir ma découverte et ma confrontation au monde de la recherche académique. Heureusement pour moi, le CIRED est un environnement bienveillant et accueillant qui m'a donné l'opportunité d'apprendre et m'a accompagné tout au long de cette expérience. J'aimerais remercier tous les collègues que j'ai eu la chance de côtoyer et qui m'ont beaucoup appris.

J'ai aussi eu la chance de travailler au sein du département de R&D de RTE. Quelle n'a pas été ma surprise du niveau stratosphérique de connaissance et d'expertise du collectif auquel j'ai été intégré. Je vais pointer du doigt et remercier tout particulièrement, JYB, Virginie, Marc et H qui sont les principaux responsables de mon étonnement. La pertinence de leurs analyses et l'étendue de leur connaissance ont, me semble-t-il, la bonne propriété d'être infinies. RTE a de la chance de vous avoir.

J'en profite également pour remercier tous les collègues doctorants que j'ai pu côtoyés, notamment au sein de RTE. Nous avons tous pu partager nos expériences et nos étonnements liés à nos thèses respectives. La solidarité et l'entraide qui se sont dégagées de nos interactions m'ont beaucoup apporté humainement et ont joué un précieux rôle de boussole dans une mer agitée. Je vous souhaite le meilleur pour la suite et j'ai hâte de poser des questions à vos soutenances, donc préparez bien vos questions de recherche.

Merci beaucoup à mes amis qui m'ont énormément apporté. Mon cercle amical a une intersection non nulle avec le cercle professionnel. Je remercie ainsi Laurent et Mathieu qui m'ont mis le pied à l'étrier tarifaire lors de mon stage de fin d'étude et qui m'ont également fait découvrir l'économie de l'électricité. Merci à mes amis d'école d'ingénieur, qui ont toujours été là pour discuter et qui, mine de rien, font partie de ma vie depuis dix années. Merci à mes amis de Tours et de Caen qui m'ont accueilli dans leurs familles. Merci à mes amis d'Enedis, de m'avoir donné la force d'être *juste docteur*. Merci aux jacobins, au RTE Phd et à mes divers colocs en période de covid. Merci à Bernard, C(O/H) , M(O/H) , TH et EH pour tout.

Merci à ma famille qui m'a toujours soutenu, et notamment aux relecteurs qui ont eu la tâche ingrate de traquer les coquilles de ce manuscrit. Mention spéciale à mon père, ma mère et Marie-Rose pour leurs regards attentifs.

Enfin, merci à Marie pour sa douceur et son soutien sans faille lors de cette thèse. Je t'accompagnerai toujours.

Acronymes

AODE	Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie
ARENH	Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique
CEE	Certificats d'Économie d'Énergie
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Électricité
CTA	Contribution Tarifaire d'Acheminement
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EnR	Énergie Renouvelable
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
NOME	Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité
OPF	Optimal Power Flow
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SDDR	Schéma Décennal de Développement de Réseau
SNBC	Stratégie Nationale Bas-Carbone
TCFE	Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité
TICFE	Taxes Intérieures sur la Consommation Finale d'Électricité
TRVE	Tarif Réglementé de Vente d'électricité
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
VE	Véhicule Électrique
ZNI	Zones Non Interconnectées

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Contextualisation	1
1.1.1	Le marché de détail en France	2
1.1.2	Description du TRVE	3
1.1.3	Des prix de l'électricité très différents en Europe	6
1.1.4	De 1880 à 1945 : La construction par îlot du système électrique français	11
1.1.5	De 1946 à 1996 : La phase de nationalisation et d'uniformisation des tarifs	12
1.1.6	De 1996 à aujourd'hui : le passage d'une organisation de monopole français vers une organisation de marché européen	16
1.1.7	Des évolutions du système électrique qui vont se poursuivre	22
1.2	Revue de littérature	23
1.2.1	Synthèse des questions de recherches posées par la littérature	23
1.2.2	Revue de littérature sur la tarification de la consommation	26
1.2.3	Revue de littérature sur la tarification de l'autoconsommation	35
1.3	Questions de recherche traitées dans la thèse	45
2	L'impact de la transition énergétique sur la demande	48
2.1	Introduction	48
2.1.1	Contextualisation	48
2.1.2	Contenu du chapitre	50
2.2	Revue de littérature	51
2.3	Méthodologie	53
2.3.1	Descente d'échelle de la consommation hors VE	53
2.3.2	Descente d'échelle de la consommation du VE	57
2.3.3	Descente d'échelle de la production locale	58
2.3.4	Présentation du cas d'étude	60
2.3.5	Variables et modèles analysés	60
2.4	Résultats	62
2.4.1	Résultats à la maille nationale	62
2.4.2	Résultats à la maille locale	68
2.4.3	Impacts sur la construction du TURPE transport	71
2.5	Conclusion	74
3	Quantifier l'hétérogénéité géographique des coûts réseaux	76
3.1	Introduction	76

3.1.1	Contextualisation	76
3.1.2	Contenu du chapitre	78
3.2	Revue de littérature	78
3.3	Méthodologie	80
3.3.1	Vue générale de la méthodologie	80
3.3.2	Détermination des enveloppes tarifaires de 2020 et 2030	82
3.3.3	Clef de répartition de l'enveloppe tarifaire actuelle : Estimation de la valeur à neuf du réseau existant	84
3.3.4	Clef de répartition de l'augmentation de l'enveloppe tarifaire : Répartition géographique des investissements à horizon 2030	88
3.3.5	Indicateurs de l'hétérogénéité géographique	92
3.4	Résultats	94
3.4.1	Les différences géographiques des enveloppes tarifaires en 2020	95
3.4.2	Évolution de l'enveloppe tarifaire entre 2020 et 2030 selon la densité de population	98
3.4.3	La quantification de l'inégalité grâce aux coefficients de Gini	101
3.5	Conclusion	102
4	L'autoconsommation collective en France : analyse par fondamentaux et implications de la régulation	104
4.1	Introduction	105
4.1.1	Contextualisation	105
4.1.2	Contenu du chapitre	105
4.2	Revue de littérature	106
4.2.1	Positionnement par rapport à la littérature existante	106
4.2.2	Quelles sont les méthodologies employées ?	106
4.2.3	Choix de la méthodologie	107
4.3	Méthodologie	109
4.3.1	Estimation de la courbe de charge profilée des communes à horizon 2030	109
4.3.2	Ajout des courbes de charge du véhicule électrique	111
4.3.3	Détermination de la production locale	111
4.3.4	Calcul de la courbe de charge résiduelle	113
4.3.5	Calcul des indicateurs financiers	113
4.4	Résultats	121
4.4.1	Quel est l'effet des différences géographiques sur la rentabilité des opérations d'autoconsommations collectives dans le cadre français ?	121
4.4.2	Quelles conséquences financières peut-on tirer de l'analyse du cadre français ?	125
4.5	Conclusion	136
5	Comprendre les attentes des acteurs sur le tarif de l'électricité	139
5.1	Introduction	140
5.1.1	Contextualisation	140
5.1.2	Contenu du chapitre	140
5.2	Revue de littérature	140

5.3	Méthodologie	143
5.3.1	La question de recherche et l'hypothèse testée	143
5.3.2	Cadre d'Analyse	143
5.3.3	La justice est un élément important pour arbitrer sur la construction tarifaire	146
5.3.4	Construction du guide d'entretien	147
5.3.5	Présentation du terrain	150
5.3.6	Traitement du matériel en aval des entretiens	156
5.4	Résultats	156
5.4.1	Les principaux points qui ressortent des entretiens	156
5.4.2	La catégorisation des missions par les enquêtés	166
5.4.3	Les réactions aux scénarios de tarification de l'autoconsommation	172
5.4.4	Vision économique des acteurs vis-à-vis du tarif	175
5.4.5	Mettre en regard les parties économiques et sociologiques de la thèse	179
5.5	Conclusion	180
6	Conclusions	182
6.1	Contenu de la thèse	182
6.2	Conclusion générale	186

Table des figures

1.1	Diagramme de Sankey décomposant les postes de la facture d'un client résidentiel ayant choisi l'option base au tarif réglementé de vente et ayant souscrit 6 kVA de puissance souscrite. Le graphique a été réalisé pour des données de fin 2019	5
1.2	Prix moyens de l'électricité exercés auprès des ménages dans les pays de l'Union Européenne - données pour fin 2021 provenant d'Eurostat	7
1.3	Prix moyens de l'électricité exercés auprès des ménages hors taxes et avec taxes hors TVA - données pour fin 2021 provenant d'Eurostat . .	8
1.4	Prix du MWh des consommateurs non résidentiels en fonction des prix des consommateurs résidentiels en Europe - données pour fin 2021 provenant d'Eurostat	9
1.5	Évolutions historiques des tarifs réglementés de vente (Graphique disponible sur le site de la CRE)	20
1.6	Décomposition des factures entre 2010 et 2022. (Source des valeurs : CRE)	22
2.1	Illustration de la déformation d'une courbe de charge provoquée par le développement d'énergie renouvelable	50

2.2	Distribution du coefficient d'irrégularité représentée sous la forme de boîtes à moustache	55
2.3	Distribution du coefficient de thermosensibilité représentée sous la forme de boîtes à moustache	55
2.4	Schéma résumant la méthode de répartition des capacités solaires	59
2.5	Variation de l'énergie soutirée et injectée en fonction des capacités solaires et du scénario de répartition. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent les évolutions des variables nommées.	63
2.6	Variation des puissances souscrites et injectées en fonction des capacités PV installées et du niveau de décentralisation. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent la variation de la variable nommée par rapport aux capacités installées en 2018.	64
2.7	Variation de la puissance dimensionnante en fonction des capacités PV installées et du niveau de décentralisation. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent la variation de la variable nommée par rapport aux capacités installées en 2018.	65
2.8	Variation de l'énergie écrêtée en fonction des capacités PV installées et du niveau de décentralisation. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent la variation de la variable nommée par rapport aux capacités installées en 2018.	66
2.9	Distribution du ratio entre les capacités solaire et puissance souscrite. En abscisse, les catégories de postes desservants des zones du moins au plus denses. En ordonnée, le rapport entre la puissance installées et la puissance maximale - Dans le cas des capacités de la PPE en 2030 et T=50%	70
2.10	Distribution du ratio entre les capacités éoliennes et puissance souscrite. En abscisse, les catégories de postes desservants des zones du moins au plus denses. En ordonnée, le rapport entre la puissance installées et la puissance maximale- Dans le cas des capacités de la PPE en 2030 et T=50%	71
2.11	Distributions du ratio puissance sur énergie ramenée à la valeur moyenne historique pour 2016. Les distributions sont distinguées par catégorie de poste et sont représentées pour l'année 2016 et 2030 dans le scénario PPE et la valeur de T=50%	72
2.12	Évolutions de la facture et des coûts pour les différents postes distingués par type de zones desservies. Lecture : un point représente un poste et il est placé selon l'effet qu'ont les EnR sur sa facture et les coûts de renforcement calculés. Un point en haut à droite du cadran représente donc un poste pour lequel le coût de renforcement et la facture augment.	74
3.1	Exemple d'une courbe de Lorenz	93

3.2	Enveloppes tarifaires par ménage pour différents périmètres de péréquation tarifaire et rapportées à l'enveloppe tarifaire nationale dans un souci de normalisation. La ligne bleue correspond à la valeur 1, les points rouges à un périmètre départemental et les boxplots aux distributions intra-départementales de l'enveloppe tarifaire communale. Le graphique est tronqué à la valeur 10.	96
3.3	Répartition des enveloppes tarifaires RTE par usager d'Enedis pour différentes périmètres géographiques et horizons temporels	97
3.4	Carte des départements avec les enveloppes tarifaires unitaires RTE les plus élevées en 2020	98
3.5	Courbe de Lorenz des différences de contribution selon trois périmètres de péréquation tarifaire en 2020 et 2030.	101
4.1	Fonction de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture des énergies éoliennes. Lecture : une courbe d'une certaine couleur correspond à un taux de couverture annuelle. Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.	121
4.2	Fonction de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture des énergies solaires. Lecture : une courbe d'une certaine couleur correspond à un taux de couverture annuelle. Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.	122
4.3	Fonctions de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture de l'énergie éolienne pour un taux de couverture du 5% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.	123
4.4	Fonctions de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture de l'énergie éolienne pour un taux de couverture du 100% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.	123
4.5	Fonctions de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture de l'énergie solaire pour un taux de couverture du 5% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.	124
4.6	Fonctions de répartition du RPCNTC pour plusieurs taux de couverture de l'énergie solaire pour un taux de couverture du 100% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.	124

4.7	Carte des coûts de production des communes pour atteindre un taux de couverture annuelle de 100%. Les communes grisées sont des communes pour lesquelles nous n'avons pas les données ou des communes qui ne peuvent pas atteindre le taux de couverture annuelle souhaité .	126
4.8	Décomposition du bilan annuel par ménage. Les variantes comparées sont les variantes Coll_Eol_N_Gf , Coll_Sol_N_Gf et Ref_Conso. Lectur : Une ligne donne, pour un mode de production (texte) utilisée afin d'atteindre le taux de couverture (valeur en pourcentage), la décomposition de la facture des habitants de cette commune entre la part fourniture (vert), TURPE (bleu), Taxes (orange), Capex (Rose) et Opex (Violet).	127
4.9	Distribution des gains par ménage pour plusieurs taux de couverture atteints grâce à l'énergie éolienne. Les variantes comparées sont les variantes Coll_Eol_N_Gf .	128
4.10	Distribution des gains par ménage pour plusieurs taux de couverture atteints grâce à l'énergie solaire. Les variantes comparées sont les variantes Coll_Sol_N_Gf .	129
4.11	Écart entre plusieurs formes tarifaires et une tarification au coût marginal. Lecture : En abscisse, on trouve l'énergie choisie pour atteindre un taux de couverture, la variante dans laquelle on se place quant aux coûts des combustibles fossiles, et le taux de couverture atteint. La couleur de la barre représente le nombre de coefficient tarifaire (plus il y a de coefficient, et plus on s'approche de la courbe de coût marginal). Enfin, la hauteur de la barre représente l'écart entre une tarification au coût marginal et la facture de la forme tarifaire. S'il est positif, la forme tarifaire est moins chère pour la commune qu'une tarification au coût marginal.	132
4.12	Décomposition des gains par ménages pour la régulation de l'autoconsommation collective. Les variantes utilisées sont Coll_Sol_N_Gf (Cadre de régulation de l'autoconsommation collective avec de l'énergie solaire pour tous les taux de couverture et pour un prix faible des combustibles)	133
4.13	Décomposition des gains par ménages pour la régulation de l'autoconsommation individuelle. Les variantes utilisées sont Indiv_Sol_N_Gf (Cadre de régulation de l'autoconsommation individuelle avec de l'énergie solaire pour tous les taux de couverture et pour un prix faible des combustibles)	134
4.14	Effets des paramètres sur les bilans annuels pour quatre variantes. Lecture : On représente le bilan annuel pour plusieurs variantes. La variante est déterminée par les paramètres en abscisse et sont distinguées selon le type d'énergie utilisée, la variante des coûts des combustibles, la possibilité de revendre l'injection sur le réseau. Enfin, la couleur donne le taux de couverture annuelle atteint par les communes.	136

4.15	VAN selon plusieurs taux d'actualisation. Orange : prix des combustibles fossiles élevés, avec valorisation de l'injection. Rouge : Prix des combustibles fossiles élevés sans valorisation de l'injection. Vert : Prix des combustibles fossiles faibles avec valorisation de l'injection. Jaune : Prix des combustibles fossiles faibles sans valorisation de l'injection	137
5.1	Cartographie des acteurs interrogés– Source : auteur, adapté de Dégrement	150
5.2	Diagramme en bâton issu de la catégorisation des missions par les enquêtés. Les missions sont classées par ordre lexicographique d'adhésion.	166
5.3	Positionnement des acteurs en fonction de la nature du discours tenu en entretien – Les couleurs représentent les catégories d'acteurs attribuées au préalable	176

Liste des tableaux

1.1	Segments de clientèle en France pour fin mars 2022. A cette date, on compte environ 39.8 millions de sites pour 434 TWh de consommation - Les données proviennent du site de la CRE	3
1.2	Part de marché en nombre de sites des différentes offres - Les données proviennent du site de la CRE	3
2.1	Répartition des différentes catégories	55
2.2	Méthode de projection utilisée par catégorie	56
2.3	Cadre de référence de l'étude de cas	60
2.4	Coefficients du modèle de coûts	61
2.5	Modalité des postes RTE selon la grille communale de densité de l'INSEE	62
2.6	Scénario de répartition des capacités	63
2.7	Effet sur la puissance dimensionnante des énergies renouvelables en MW	69
2.8	Moyenne du renforcement par types de postes - Dans le cas des capacités de la PPE en 2030 et T=50%	69
2.9	Estimation des coûts de renforcement des transformateurs par poste	73
3.1	Montant des investissements réseaux entre 2021 et 2030 - Hors Immobiliers	83
3.2	Enveloppes tarifaires de RTE et Enedis entre 2020 et 2030	83
3.3	Hypothèses de coûts unitaires de matériel utilisées pour effectuer nos travaux	86

3.4	Tableau comparatif des indices de coûts. Lecture : dans la thèse de Nadaud, la clientèle urbaine représente 70% de la clientèle totale et son coût par usager est de 75% du coût par usager moyen national.	87
3.5	Coefficient du modèle de régression. $R^2 = 0.64$	87
3.6	Répartition des investissements annoncés par Enedis sur la période 2021-2024. Ces investissements représentent 3.855 milliards d'euro par an.	89
3.7	Hypothèses utilisées pour le calcul des clefs de répartition des investissements Enedis	90
3.8	Répartition des investissements annoncés par RTE sur la période 2021-2024. Ces investissements représentent 1.875 milliards d'euro par an. Hors investissements SI et Immobilier. RTE, 2020b	91
3.9	Clefs de répartition géographique des investissements RTE	92
3.10	Catégorisation des départements par densité de population	94
3.11	Enveloppes tarifaires Enedis communales moyennes par usager et augmentation moyenne par usager entre 2020 et 2030 distinguées selon le type de commune	99
3.12	Augmentation moyenne de l'enveloppe tarifaire de RTE distinguée par densité de population	100
3.13	Coefficient de Gini	102
4.1	Hypothèses des coûts de technologie utilisée	112
4.2	Coûts marginaux de différentes centrales dans le mix de production	115
4.3	Prix unitaire de la fourniture d'énergie	116
4.4	Coefficient à l'énergie et à la puissance de TURPE 6 pouvant s'appliquer aux participants d'une opération d'autoconsommation collective	117
4.5	Paramètres servant à construire les variantes étudiées dans la partie résultats	119
4.6	Liste des variantes étudiées dans la partie résultat	120
4.7	Quartile des CAPEX annualisés rapportés à la production annuelle	125
4.8	Coefficients à l'énergie du TURPE spécifique CU4	130
4.9	Taux de couverture par plage temporelle pour les taux de couverture annuelle de 100%. Les taux d'autonomie sont très importants puisque l'on raisonne en moyenne sans pondérer du volume consommé pour chacune des communes et que les communes qui ont accès à de l'énergie éolienne sont celles qui ont des consommations assez faibles	131
4.10	Gain médian par ménage pour trois modes de régulations et plusieurs taux de couverture annuelle	134
5.1	Tableau décrivant les scénarios de tarification montré aux enquêtés pendant l'entretien	149

Chapitre 1

Introduction

Table des matières

1.1	Contextualisation	1
1.1.1	Le marché de détail en France	2
1.1.2	Description du TRVE	3
1.1.3	Des prix de l'électricité très différents en Europe	6
1.1.4	De 1880 à 1945 : La construction par îlot du système électrique français	11
1.1.5	De 1946 à 1996 : La phase de nationalisation et d'uniformisation des tarifs	12
1.1.6	De 1996 à aujourd'hui : le passage d'une organisation de monopole français vers une organisation de marché européen . . .	16
1.1.7	Des évolutions du système électrique qui vont se poursuivre .	22
1.2	Revue de littérature	23
1.2.1	Synthèse des questions de recherches posées par la littérature .	23
1.2.2	Revue de littérature sur la tarification de la consommation . .	26
1.2.3	Revue de littérature sur la tarification de l'autoconsommation	35
1.3	Questions de recherche traitées dans la thèse	45

1.1 Contextualisation

La facture d'électricité est le principal lien économique entre les consommateurs et le système électrique. La facture résulte du comportement de consommation et du tarif souscrit par le consommateur. La facture et le tarif sont des objets économiques et techniques qui assurent des fonctions d'incitation et de couverture des coûts tout en incarnant une certaine vision de la solidarité territoriale. Ils sont ainsi un des héritages du développement industriel et social français du siècle dernier. L'évolution du contexte politique, technique et social européen ainsi que la remise à plat des fondamentaux par la transition énergétique ébranlent le socle sur lequel se construisait le tarif.

Le but de cette section est de donner une vision d'ensemble des éléments influençant la construction tarifaire passée, présente et future. Elle commence par présenter le marché de détail de l'électricité en France (1.1.1) et décompose le Tarif Réglementé de Vente d'électricité ou TRVE (1.1.2). Une comparaison avec les autres pays européens montrera pourquoi le cas français est une exception parmi tant d'autres (1.1.3). Les dates et éléments clefs donnant une compréhension du modèle tarifaire français seront ensuite expliqués en abordant d'abord la construction du système électrique dans la première moitié du XX^{ème} siècle (1.1.4) puis comment la nationalisation a apporté des fondements à la tarification (1.1.5). Enfin, les derniers éléments de contexte présentés (1.1.6) expliquent comment les événements récents remettent en cause ces fondamentaux de la tarification en France et comment les éléments futurs interrogent la construction tarifaire (1.1.7).

1.1.1 Le marché de détail en France

Le marché de détail est défini comme la vente d'électricité auprès du consommateur final. Il s'est ouvert progressivement à la concurrence à la suite de la directive européenne de 1996. Depuis 2007, tous les consommateurs sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité. Deux types d'offres cohabitent sur le marché de détail : les tarifs réglementés de vente et les offres de marchés.

Les tarifs réglementés de vente sont définis par les pouvoirs publics et construits par la Commission de Régulation de l'Énergie ou CRE. Ils sont proposés par les fournisseurs dits historiques ce qui comprend EDF et les ELD (ELD pour Entreprise Locale de Distribution). Ces dernières qui avaient le monopole de la commercialisation sont encore responsables de la distribution sur leurs zones de desserte historiques. Il en existe plus d'une centaine en France mais elles ne couvrent que 5% du territoire tandis que le reste est couvert par Enedis.

Les offres de marchés sont des offres proposées par les fournisseurs et sont définies librement : le fournisseur est libre de choisir la structure¹ et le niveau² de l'offre. En plus de la structure, le fournisseur est libre d'innover et de proposer des *premiums* sur la tarification comme par exemple une différenciation entre les jours de semaine et les jours de week-end³ ou des offres dites vertes⁴. Un fournisseur qui propose une offre de marché est appelé fournisseur alternatif en opposition avec les fournisseurs historiques. Cependant, contrairement au tarif réglementé de vente, tous les fournisseurs, y compris les fournisseurs historiques, sont libres de proposer des offres de marché.

La possibilité de souscrire à un tarif réglementé de vente dépend du segment de la clientèle. Le tableau 1.1 montre les différents segments de clientèles en France et donne leur répartition pour fin mars 2022.

1. La structure est la forme du tarif. Le fournisseur peut choisir de faire payer son client en fonction de plusieurs variables. Généralement, ces variables sont l'énergie soutirée et la puissance souscrite

2. Le niveau correspond au montant total auquel le fournisseur vend son énergie

3. <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/electricite-gaz/offres-electricite/offres-marche/electricite-weekend.html>

4. <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/electricite-gaz/offres-electricite/offres-marche.html>

Segment	Gamme de puissance souscrite	Part du nombre de sites	Part de la consommation
Grands sites non résidentiels	$P > 250 \text{ kW}$	0.1%	40%
Sites moyens non résidentiels	$250 \text{ kW} > P > 36 \text{ kW}$	1.2%	13%
Petits sites non résidentiels	$36 \text{ kW} > P$	12%	9%
Sites résidentiels	$36 \text{ kW} > P$	86.7%	38%

TABLE 1.1 – Segments de clientèle en France pour fin mars 2022. A cette date, on compte environ 39.8 millions de sites pour 434 TWh de consommation - Les données proviennent du site de la CRE

Seuls les petits sites non résidentiels et les sites résidentiels peuvent encore souscrire à des tarifs réglementés de vente. Ces offres concernent encore plus de 60% des sites résidentiels comme le montre le tableau 1.2. Ainsi, malgré la présence de près de 50 fournisseurs alternatifs, le marché reste très concentré.

Segment	Fournisseurs alternatifs	Fournisseurs historiques	
	Offre de marché	Offre de marché	Tarifs réglementés
Grands sites non résidentiels	51%	49%	-
Sites moyens non résidentiels	46%	54	-
Petits sites non résidentiels	34%	33%	33%
Sites résidentiels	31%	5%	64%
Total	31%	9%	60 %

TABLE 1.2 – Part de marché en nombre de sites des différentes offres - Les données proviennent du site de la CRE

Le poids du TRVE reste important dans les sites résidentiels. La sous-section suivante explique comment il est défini légalement, notamment parce que sa construction permet de comprendre la structure des coûts du système électrique.

1.1.2 Description du TRVE

Le tarif réglementé de vente est construit par la CRE selon des principes définis par la loi. Il est construit selon une logique d’empilement qui doit assurer sa *contestabilité*, c’est-à-dire qu’il doit servir de référence à battre pour les fournisseurs alternatifs (CRE, 2019b). La logique d’empilement signifie que, légalement, le TRVE doit prendre en compte les coûts de l’activité de fourniture des fournisseurs historiques ce qui est fait en ajoutant plusieurs composantes qui représentent des coûts du

système électrique. La loi décrit ainsi ces composantes à sommer : *le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture*⁵. Chacune de ces composantes est décrite individuellement dans la suite de la section.

La première composante est le coût de Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique ou ARENH. L'ARENH est un dispositif transitoire mis en place à partir de 2011 et qui provient de la loi dite NOME pour Nouvelle Organisation des Marchés de l'Électricité et qui permet à des fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité nucléaire à un prix régulé de 42 €/MWh. EDF doit ainsi fournir un certain volume d'électricité aux fournisseurs alternatifs. Ce volume était historiquement de 100 TWh, mais est passé à 120 TWh⁶ récemment et des discussions pour relever le plafond à 150 TWh sont en cours. Dans le cas où la demande totale des fournisseurs excède ce volume, les fournisseurs doivent se fournir sur le marché. Cela peut entraîner un surcoût de leur approvisionnement en cas d'atteinte du plafond. On dit alors qu'on est face à une situation d'écèlement de l'ARENH. Dans cette situation, les fournisseurs doivent trouver un complément d'approvisionnement.

La deuxième composante est celle du coût du complément d'approvisionnement sur le marché. Le volume total d'ARENH étant limité, les fournisseurs doivent trouver d'autres sources pour couvrir la consommation de leur portefeuille de clients. Cette part de la fourniture est donc dépendante des prix marchés à terme de l'électricité. Une partie des tarifs est ainsi dépendante des prix de marché et non pas uniquement des coûts de production.

Cette couverture doit aussi prendre en compte la troisième composante qui est la garantie de capacité : les fournisseurs doivent détenir des obligations de capacité qui s'achètent auprès des producteurs.

La quatrième composante concerne les coûts d'acheminement. Ceux-ci sont calculés par une formule tarifaire provenant du TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité). Le TURPE est déterminé par la CRE et sert à rémunérer les gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les ELD) et de transport (RTE).

Les coûts de commercialisation comprennent l'ensemble des coûts commerciaux nécessaires pour démarcher et contractualiser les clients. Ils comprennent également la vente des Certificats d'Économie d'Énergie qui sont des obligations légales des vendeurs d'énergie. En fonction de la nature et de la quantité de l'énergie vendue, les acteurs doivent acheter des CEE auprès de vendeurs de CEE. Ces CEE confirment que des démarches ont été entreprises afin d'économiser de l'énergie. Enfin, une marge vient récompenser le risque pris par le fournisseur.

En plus de ces postes de coûts, un ensemble de taxes et de contributions sont soumises à l'ensemble des consommateurs. Pour un consommateurs souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA, ces taxes sont :

- TICFE (ancienne CSPE) : Taxes Intérieures sur la Consommation Finale

5. https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000031749019/

6. <https://www.cre.fr/Lettres-d-information/mise-en-aeuvre-des-20-twh-additionnels-d-arenh-au-1er-avril-2022>

d'Électricité. Elle est reversée aux douanes

- CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les caisses de retraite du régime des industries électriques et gazières
- TCFE : Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité⁷ qui est versée aux communes
- TVA : Indexée à 5.5% sur l'abonnement et la CTA et 20% sur la part dite proportionnelle

Afin d'illustrer les flux financiers, la figure 1.1 représente les flux financiers identifiés dans les paragraphes précédents. Concrètement, la part fourniture, TURPE et Taxes et contribution comptent pour environ un tiers de la facture en 2019.

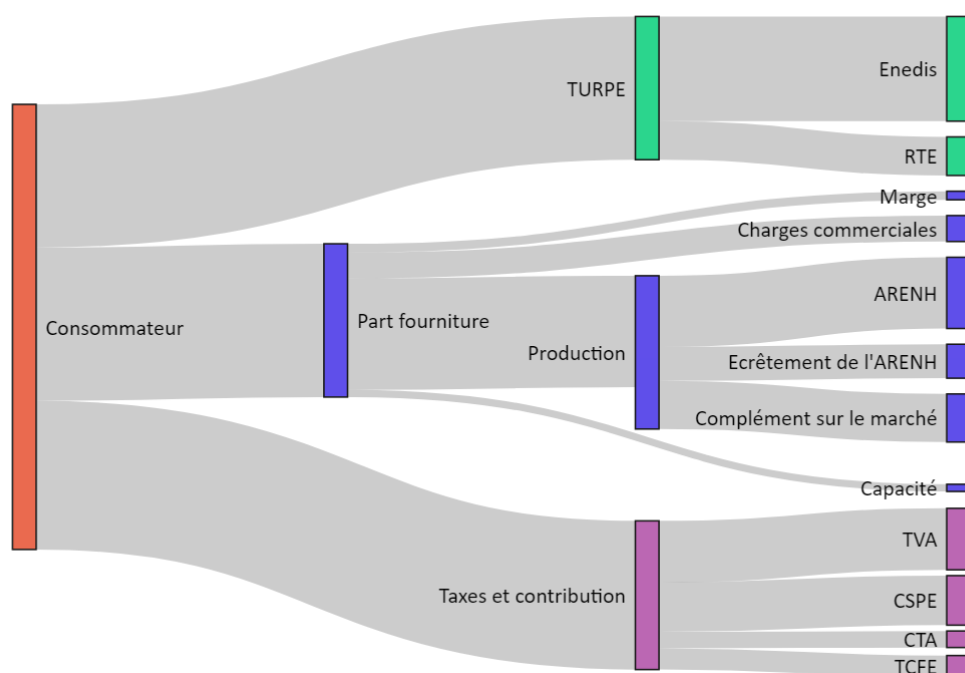


FIGURE 1.1 – Diagramme de Sankey décomposant les postes de la facture d'un client résidentiel ayant choisi l'option base au tarif réglementé de vente et ayant souscrit 6 kVA de puissance souscrite. Le graphique a été réalisé pour des données de fin 2019

La somme de l'ensemble des composantes identifiées permet de calculer le niveau du tarif, c'est à dire *combien* doivent payer les consommateurs. L'autre volet qui définit un tarif est sa structure, c'est à dire le *comment* va payer le consommateur en fonction de ses caractéristiques de consommation. Classiquement, la plupart des tarifs sont construits selon trois types de coefficients :

- Des coefficients fixes : un coefficient qui ne dépend pas de l'utilisation du réseau mais qui est lié à la seule existence du client.
- Des coefficients qui dépendent de la puissance souscrite
- Des coefficients qui dépendent de l'énergie soutirée

Le poids de ces différents coefficients dans la facture finale dépend des incitations que veulent donner les régulateurs. Par exemple si le coefficient à l'énergie est très

7. Attention à ne pas confondre TCFE et TICFE

élevé, cela peut être perçu comme une incitation à la sobriété énergétique. Ces coefficients peuvent varier selon la période de l'année et le moment de la journée pour signifier au consommateur quand il est le plus opportun de consommer.

Le texte légal définit ainsi des structures tarifaires différentes : les tarifs peuvent comporter plusieurs options et plusieurs versions.

Une option est caractérisée par une différenciation temporelle : le prix de l'énergie varie plus ou moins au cours de l'année selon l'option choisie.

Par exemple, les options tarifaires du TRVE disponibles pour les consommateurs résidentiels sont les options *Base* (un seul coefficient sur l'année), *Heures creuses* (deux coefficients) et *Tempo* (le prix varie selon la période et les heures de la journée).

En plus de ces variations temporelles, les versions tarifaires varient selon le poids des coefficients fixe, puissance et énergie.

Elles sont caractérisées par une durée d'utilisation. Il s'agit du ratio entre l'énergie soutirée sur l'année et la puissance souscrite sur l'année. Il s'agit donc de la durée qui égalise une consommation fictive qui résulterait de l'utilisation totale de la puissance souscrite pendant cette durée et la consommation réelle enregistrée. Un consommateur qui aurait une durée de 8760 heures correspondrait à un consommateur qui utilise toute sa puissance souscrite pendant toute l'année et dont la consommation ressemblerait à une bande de puissance souscrite.

Plusieurs versions tarifaires sont disponibles : plus la durée d'utilisation est courte, plus la valeur des coefficients à la puissance et des coefficients fixes sont faibles par rapport au coefficient l'énergie. La présence de plusieurs versions et options permet aux consommateurs d'effectuer le choix le plus économique pour eux tout en étant soumis à des incitations adaptées.

Enfin, le texte définit sans le dire une péréquation tarifaire. En effet, les tarifs dits bleus sont proposés à tous les consommateurs finaux d'électricité raccordés au réseau basse tension et situés en France métropolitaine (s'il a une puissance souscrite inférieure à 36kVA) ou à tous les clients situés en outre-mer. Ainsi, légalement, il existe une égalité des options et versions tarifaires sur l'ensemble du territoire.

1.1.3 Des prix de l'électricité très différents en Europe

Dans cette sous-section, on analysera d'une part les variations des prix moyens de l'électricité en Europe puis on examinera la diversité des structures tarifaires de réseaux.

1.1.3.1 Les différences de prix de l'électricité

Le niveau de prix de l'électricité dans un pays va dépendre des moyens de production, de la demande électrique et de la topographie des réseaux électriques. Le cas français est assez particulier : le nucléaire pèse pour 70% de sa production d'électricité et en 2020, la production nucléaire française comptait pour plus de la moitié de la production d'électricité nucléaire dans l'Union Européenne⁸. La forte présence du chauffage électrique (plus de 30% des ménages français en sont équipés) rend la consommation électrique française très sensible à la baisse de la température

8. <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220111-1>

en hiver : une baisse de 1°C conduit à une augmentation de la consommation de 2400 MW (RTE, 2020a) ce qui compte pour environ la moitié de la thermosensibilité électrique européenne⁹. La topographie du réseau de distribution a également deux caractéristiques importantes : il s'agit du deuxième plus long réseau de distribution (plus de 1.3 millions de km de lignes) d'Europe après l'Allemagne mais la densité de ligne est relativement faible par rapport aux autres pays (Environ 2.2 km de lignes par km²). Ces éléments font que le réseau de distribution français fournit une qualité de service parmi les meilleures d'Europe¹⁰. Ces quelques éléments servent à montrer que le système électrique français a des caractéristiques atypiques mais pourtant les prix de l'électricité sont proches de la moyenne européenne. Le graphique 1.2 montre les prix du MWh pour les consommateurs résidentiels en Europe hors taxes.

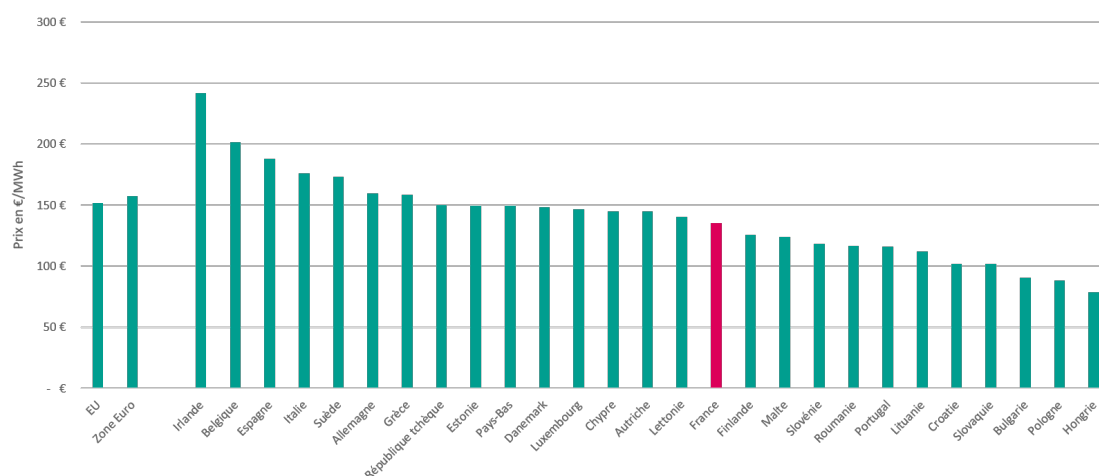


FIGURE 1.2 – Prix moyens de l'électricité exercés auprès des ménages dans les pays de l'Union Européenne - données pour fin 2021 provenant d'Eurostat

Il montre que le prix du MWh varie du simple au triple au sein des pays de l'union européenne. Le pays pour lequel le prix est le plus élevé est l'Irlande ce qui peut s'expliquer par le caractère insulaire (cela devrait être de moins en moins le cas avec le développement des interconnexions). Les pays pour lesquels les prix sont les moins élevés sont des pays disposant d'une forte part de charbon et de nucléaire dans leur mix énergétique. Cependant, certains des pays avec les prix les plus élevés sont aussi des pays avec ces deux conditions (la Belgique dispose d'une forte production nucléaire dans son mix). Ces différences de coûts proviennent d'une part des fondamentaux du système, mais aussi de la façon dont les coûts sont reportés sur les consommateurs.

Une façon d'illustrer cet argument est de comparer ces prix unitaires hors taxes avec les prix comprenant les taxes. Le graphique 1.3 montre cette comparaison hors TVA¹¹.

9. <https://energie-fr-de.eu/fr/manifestations/lecteur/conference-sur-la-securite-dapprovisionnement-en-electricite-regards-croises-france-allemande-120.html>

10. <https://www3.eurelectric.org/powerdistributionineurope/>

11. La TVA accentue la différence entre prix avec taxes et hors taxes. Ne pas l'inclure permet d'identifier les autres leviers fiscaux mis en place sur la consommation d'électricité.



FIGURE 1.3 – Prix moyens de l’électricité exercés auprès des ménages hors taxes et avec taxes hors TVA - données pour fin 2021 provenant d’Eurostat

Le poids de la fiscalité énergétique pesant sur les ménages varie d’un pays à l’autre. Ainsi les pays ayant le prix final de l’électricité le plus cher pour les ménages sont le Danemark et l’Allemagne, avec une part respective de la fiscalité qui compte pour plus de 50% du prix final en comprenant la TVA. Le cas du Pays-Bas est atypique puisque qu’il existe une taxe négative sur l’électricité : elle est appelée *heffingskorting* et est justifiée par le fait que l’électricité soit un bien de première nécessité. Ce poids de la fiscalité est défini par les gouvernements et montre un usage politique du prix de l’électricité pour financer le budget général et certaines politiques publiques.

Les politiques tarifaires sont également dépendantes du type de consommateur. Le graphique 1.4 montre les prix moyens des consommateurs hors ménage en fonction des prix moyens des ménages.

La bissectrice est tracée afin de comparer les différences de prix pratiquées entre les pays : plus un point est éloigné de cette droite et plus la politique de prix appliquée diffère entre les ménages et les autres consommateurs. Seuls 7 pays (Bulgarie, Grèce, Lituanie, Malte, Hongrie, Chypre, Pays-Bas) ont des prix de l’électricité plus avantageux pour les ménages que pour les entreprises. Les autres pays pratiquent la politique inverse. La différence de prix du MWh atteint plus de 100€ dans 5 pays (Danemark, Allemagne, Suède, Espagne, Belgique).

1.1.3.2 La construction des tarifs de réseau en Europe

Ces différences de principes de construction tarifaire se voient également sur la structure des tarifs des réseaux de transport et de distribution. Nous nous sommes appuyés sur des documents produits par les associations des différents régulateurs européens, des distributeurs et des transporteurs pour comparer les principes de

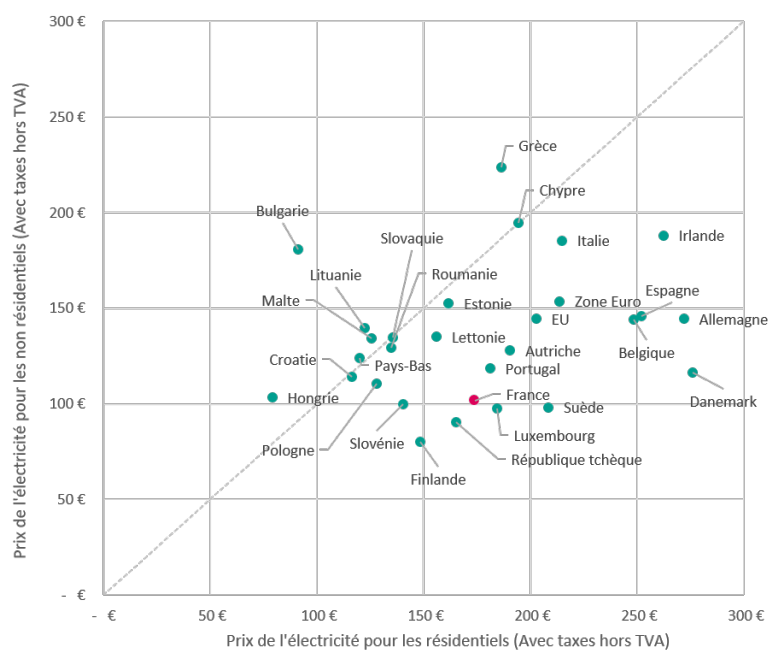


FIGURE 1.4 – Prix du MWh des consommateurs non résidentiels en fonction des prix des consommateurs résidentiels en Europe - données pour fin 2021 provenant d'Eurostat

tarification entre les pays ¹².

Une des premières étapes à effectuer lors de la construction d'un tarif est de définir les coûts qui seront couverts par celui-ci. Le périmètre tarifaire ne couvre pas les mêmes coûts selon les pays. Par exemple, les coûts liés aux réserves ¹³ ne sont pas couverts de la même façon par les tarifs des réseaux de transports en Europe (ENTSOE, 2019).

De plus, certains coûts peuvent être couverts partiellement. Par exemple, la part des coûts de raccordement au réseau de distribution couverte par le tarif varie d'un pays à l'autre (ACER, 2019b). Le choix d'un périmètre résulte d'un choix politique : dans le cas des raccordements, faire payer une part plus importante aux producteurs les sensibilise aux prix et les incite à se raccorder aux meilleurs endroits pour le réseau ; mais couvrir une plus grande partie des coûts de raccordement par le tarif permet de soulager financièrement les producteurs.

Ensuite, il faut déterminer quels usagers du réseau doivent contribuer à ces coûts. Une différence faite classiquement est la distinction entre producteur et consommateur. La répartition des charges entre ces catégories de consommateur est également un choix à la main du régulateur. En Europe, la contribution des producteurs au tarif du réseau de transport varie de 0% à 37% (ACER, 2019a). Le principal argument

12. Ces documents sont les plus complets et les plus pratiques pour effectuer des comparaisons du fait que l'activité soit régulée et que les acteurs procèdent assez régulièrement à des benchmarks pour détecter les bonnes pratiques. Il en résulte que les pratiques sont très variées en Europe.

13. Les réserves primaires, secondaires ou tertiaires sont des mécanismes de sauvegarde du système électrique lorsqu'un incident survient sur le réseau et perturbe l'équilibre production-consommation

en faveur de cette tarification est qu'il permet d'envoyer un signal prix auprès du producteur. Cependant, la part des coûts réseaux payés par le producteur se reportera au final sur le consommateur et la présence d'une tarification trop importante et non-uniforme dans les pays européens peut induire des différences de compétitivité entre les centrales de différents pays. En France, environ 3% des coûts du réseau de transport sont couverts par une tarification à l'injection. Elle ne s'applique que pour les producteurs connectés aux deux plus hauts niveaux de puissance et doivent couvrir les pertes liées à l'export d'électricité vers les pays voisins.

Il peut également exister une différenciation géographique. Les gestionnaires des réseaux de transport en Norvège, au Royaume-Uni, en Irlande et en Irlande du Nord pratiquent de tels tarifs. Le but est d'envoyer une information de localisation aux producteurs qui peuvent adapter l'emplacement de leurs futurs moyens de production ou de transmettre des informations sur les coûts des futurs renforcements. En France, cette incitation passe par un dispositif en dehors du tarif : les S3RENR. Les producteurs EnR contribuent aux coûts de renforcement de réseaux en payant une part de ces coûts localisés à la maille régionale et fixé par décret préfectoral.

Les différences géographiques sont plus marquées sur les réseaux de distribution et concernent cette fois-ci les consommateurs. Les GRD pratiquent en général une politique tarifaire sur leur zone de monopole. L'Allemagne a sur son territoire plus de 800 GRD en 2010 dont 75 desservent plus de 100 000 consommateurs (Eurelectric, 2013). Le Royaume-Uni est un cas intermédiaire avec 7 GRD qui desservent chacun plus de 100 000 consommateurs. En France, un GRD est en situation dominante sur 95% du territoire métropolitain et un seul gestionnaire de réseau de transport facilite l'application de la péréquation tarifaire.

La deuxième différenciation concerne une différenciation temporelle du tarif. Les tarifs peuvent varier selon le moment de la journée (jour ou nuit) selon la période (période de pic et hors pic. Le tarif heures-creuses rentre dans cette catégorie) et selon la saison (hiver ou été). En France, le tarif peut varier selon la période et selon la saison. Les consommateurs sont libres de choisir s'ils souhaitent souscrire à un tarif à variation temporelle ou non.

Enfin, la structure tarifaire est définie afin de déterminer la relation entre l'utilisation du réseau (caractérisée par la courbe de charge d'un utilisateur) et la facture payée par ce consommateur. Les indicateurs que peuvent extraire les régulateurs des courbes de charges dépendent des dispositifs de mesure qui sont présents dans les pays. Les principales variables utilisées ont déjà été présentées dans 1.1.2.

Évidemment, ces proportions varient fortement d'un pays à l'autre (ACER, 2019b ; ENTSOE, 2019). Aux deux extrémités du spectre on trouve d'un côté Chypre qui applique une tarification à 100% à l'énergie et l'autre l'Italie qui applique une tarification à 5% fixes et à 95% à la puissance. La France applique un tarif à 70% à l'énergie, à 16% à la puissance et à 14% fixe. La forme du tarif peut être justifiée par le type d'incitation qui peut être envoyée. Par exemple un tarif dépendant uniquement de l'énergie soutirée peut inciter à la maîtrise de la demande en énergie tandis qu'un tarif uniquement dépendant de la puissance souscrite incite à la maîtrise de la pointe. Ainsi, les prix et tarifs de l'électricité pratiqués en Europe sont très différents de par leurs valeurs finales, leurs périmètres et leurs structures tarifaires.

Ces structures tarifaires très variées peuvent être justifiées par des raisonnements

économiques mais sont avant tout motivées par des choix politiques : les différences fortes entre les pays montrent qu'il n'y a pas une solution unique qui soit applicable dans toutes les situations. La suite de la section revient sur des grandes étapes de la construction du système électrique français afin de comprendre pourquoi le tarif en France existe sous sa forme actuelle.

1.1.4 De 1880 à 1945 : La construction par îlot du système électrique français

Cette période structure l'organisation industrielle et institutionnelle du système électrique. Le système électrique français émerge à partir du début du XIX^{ème} siècle. L'exposition universelle de 1881 fait naître des volontés d'électrification rurale. L'électricité est vue comme une potentielle force motrice pouvant aider le développement du secteur agricole qui représentait une partie forte des emplois (24% de la population active) et de l'économie (32% du PIB) (Berthonnet, 2003).

Initialement, l'électrification s'est faite par îlots urbains successifs. La commune est donc le premier interlocuteur des installateurs. Leur rôle d'encadrement et de gestion de l'électrification est officialisé par la loi de 1906 qui érige la distribution d'énergie comme un service public local dont la gestion est confiée à la commune (Poupeau, 2007).

L'horizon de prise de décision reste communal jusqu'en 1920. C'est à cette échelle que se négocient et se construisent les projets. L'électrification est une affaire locale qui mobilise les citoyens : le rythme de diffusion fait l'objet de discussions locales et l'on n'hésite pas à dénoncer un certain favoritisme si un quartier est privilégié. Des groupements d'usagers se constituent pour faire front contre les concessionnaires en situation de force et les municipalités conniventes.

Aux alentours de 1920, plusieurs changements organisationnels font que l'horizon de la solidarité et des négociations évoluent. D'une part, les communes se regroupent en syndicats, legaux depuis une loi promulguée en 1919. Cela leur permet d'avoir plus de poids dans les discussions avec les industriels et dans les demandes de subventions auprès de l'Etat (Berthonnet, 2003).

Ce regroupement en syndicats est une réponse à l'évolution de l'organisation des industriels. Entre les années 1920 et 1930, leur modèle économique évolue fortement puisqu'ils rationalisent économiquement leurs procédés et les innovations comme le transport à longue distance et l'augmentation des capacités des centrales favorise la création de groupes verticaux plus concentrés (Poupeau, 2007). L'électrification prend du retard et se fait à des coûts plus élevés dans les communes rurales qui disposent alors de moins de poids de négociations.

L'état décide d'intervenir sous la forme d'un plan d'électrification rurale. Ce plan apporte des moyens financiers sous la forme d'études gratuites, de subventions ou d'emprunts à taux réduit et un cadre juridique très favorable (non-indemnisation des terrains réquisitionnés, difficultés d'obstruction). Ce plan se révèle très efficace : on passe de moins de 20% des communes électrifiées en 1914 à 96% des communes pour 90% de la population en 1941. Les disparités territoriales s'expliquent par une distance à la production, des communes de superficie très diverse, des prix très différenciés et des différences de revenu (Berthonnet, 2003).

Il est intéressant de noter que si la main est laissée aux communes, l'état agit en organisateur et facilitateur tout au long de la période. Ce dernier garde donc un certain contrôle en cherchant également à harmoniser le périmètre. Il recadre ce développement en construisant un référentiel commun pour toutes les communes. En effet, la loi du 17 janvier 1928 harmonise les cahiers des charges des concessions de distribution des services publics (Dégremont-Dorville (Dégremont), 2018).

Selon (Poupeau, 2007) le double mouvement d'extension du réseau et d'universalisation de l'accès à l'électricité met en avant la différence entre le découpage administratif et le découpage technique. La tarification n'est pas encore issue d'une réflexion politique ce qui induit des différences fortes en défaveur du milieu rural. Des demandes d'uniformisation départementale apparaissent, mais les villes se refusent à payer pour les campagnes. Par exemple, les élus du Rhône sont opposés à cette uniformisation (Poupeau, 2007). De même les industriels du système préfèrent continuer à négocier avec les communes plutôt qu'avec les départements.

En 1934, le rapport Génissieu fait ainsi état de fortes disparités tarifaires à la fois interdépartementales (qui correspondent à des départements plus ou moins proches des centres de productions) et intradépartementales (qui correspondent à des écarts entre l'urbain et le rural). L'exemple de la Haute-Savoie en 1933 montre que le prix domestiques pouvaient atteindre un facteur 5 entre urbain et rural (Poupeau, 2007). D'après (Stahl, 1986), ces écarts seraient dus en partie aux différences physiques qui existent entre les consommateurs raccordés en basse tension, mais sont surtout issus des négociations entre les communes et les installateurs.

1.1.5 De 1946 à 1996 : La phase de nationalisation et d'uniformisation des tarifs

Cette période de 50 ans est très fondatrice pour comprendre la forme du tarif actuelle. Elle est d'abord marquée par des mouvements institutionnels entraînant la conceptualisation et la mise en pratique de doctrines de tarification. En parallèle, les négociations entre l'Etat, les communes et EDF ont conduit à la mise en place progressive de la péréquation tarifaire. Enfin, le développement du parc nucléaire français a aussi eu de grandes conséquences sur les principes de la tarification.

1.1.5.1 Un principe fondateur du tarif français : le reflet des coûts marginaux

A partir des années 1930, le rôle pris par l'énergie dans l'économie et la société française est de plus en plus important. En sortie de guerre, l'Etat prend définitivement la main sur les questions d'énergie par le biais de la loi de 1946. Cette loi est issue d'un gouvernement à la fois communiste et gaulliste. Elle nationalise les services de production, transport, distribution, importation de l'électricité et du gaz combustible (« Journal officiel de la République française. Lois et décrets (version papier numérisée) n° 0084 du 09/04/1946 », 1946). Cette fusion des quelques milliers d'entreprises locales de distribution est vue par les communistes comme une plus grande prise de pouvoir par les ouvriers. La dimension politique du système électrique se fait de plus en plus sentir (Yon, 2014a).

EDF est ainsi créée et hérite des îlots communaux constitués tout du long de la première moitié du XX^{ème} siècle. La situation tarifaire est donc très disparate géographiquement. De plus, les tarifs n'ont pas été actualisés depuis la seconde guerre mondiale. Une modernisation est donc nécessaire.

Le choix de la doctrine tarifaire n'est pas défini dans la loi de nationalisation. Plusieurs visions s'affrontent au sein d'EDF. La première vision correspond à une continuité historique : le tarif doit toujours avoir un objectif de maximisation des profits de l'entreprise. Le tarif est vu comme un outil de libre entreprise et peut continuer d'être négocié individuellement entre les communes et EDF. Une deuxième vision est celle d'un outil de politique publique : l'Etat pourrait utiliser le tarif pour avantager certains usagers dans des buts d'aménagement du territoire ou de subventions des industriels. Une troisième vision est économique : le tarif doit être un outil d'optimisation de l'appareil productif (Poupeau, 2007).

Les débats tournent en faveur de la troisième vision. Malgré la portée politique de la tarification, c'est bien la rationalité économique qui guidera sa construction. A l'issue d'une commission organisée à Paris en mai 1949, Gabriel Dessus écrira dans un document traitant des principes généraux de la tarification que l'électricité est considérée comme un service public du type industriel, c'est-à-dire pour lequel le but poursuivi est essentiellement économique (Dessus, 1949). Le critère économique sera la référence et guidera le développement du système et de sa tarification.

Les ingénieurs économistes d'EDF seront très influencés par les travaux de Maurice Allais. Ses travaux sur le rendement social sont parallèles à la branche économique américaine de la maximisation du *social welfare* (Yon, 2014a). La théorie économique dit que pour maximiser ce rendement, il est nécessaire de vendre la production à son coût marginal de court terme (Boiteux, 1956). Au sein d'EDF, c'est Marcel Boiteux qui fut le porte-étendard et le principal bras-armé de cette théorie.

Le coût marginal de court terme est le coût supplémentaire de production, de transport et de distribution engendré par une fourniture supplémentaire, une année donnée, dans le cas où le parc de production et les différents réseaux sont fixés. Il convient de noter que cette valeur est appliquée à une fourniture dans son ensemble et peut correspondre à des demandes sur plusieurs moments de l'année.

La vente au coût marginal porte un principe fort défendu par Marcel Boiteux : elle permet d'inciter à adopter des bons comportements de consommation. Un consommateur soumis au coût marginal consomme la quantité d'électricité qui maximise son utilité et celle de la société dans son ensemble. Elle permet un certain ordonnancement de l'économie et une allocation optimale des ressources. C'est-à-dire, qu'elle se substitue à un marché parfait. Ce rôle d'organisateur de l'économie transparaît dans la citation de Marcel Boiteux : *EDF a réussi à progressivement faire admettre l'idée qu'un tarif de service public a pour mission de traduire les coûts dans les prix, de telle sorte que les gens sachent ce que coûte ce qu'ils consomment. Ainsi quand ils choisissent la solution la plus économique pour eux, c'est en même temps la plus économique pour la nation* (Yon, 2014a).

Ce concept de gestion court terme du parc disponible est couplé avec un concept de planification et d'expansion du réseau et des capacités de production : le coût marginal de long terme. Il s'agit aussi du coût supplémentaire engendré par une nouvelle fourniture mais cette fois-ci le producteur peut anticiper et investir dans

des nouvelles capacités de production ou de réseau.

Dans l'hypothèse où la demande de fourniture est une bande de puissance sur l'année, il montre que, pour un parc adapté, le coût marginal de court terme est égal au coût marginal de long terme. Un parc adapté est un parc qui satisfait la demande de façon optimale sans sur ou sous investissement. Grâce à cette égalité, la tarification au coût marginal est ainsi perçue comme un outil de rémunération des investissements (Boiteux, 1986).

Il est intéressant de noter que toute la doctrine marginaliste est issue d'une certaine notion de l'intérêt général (Yon, 2014b). Le point de vue des ingénieurs d'EDF est que le tarif est un outil d'ordonnement de l'économie et de maximisation de l'efficacité économique de court et long terme. Cette mission est perçue comme prévalant sur les autres et pourrait être résumée par cette citation de Marcel Boiteux : *Je suis persuadé que les tarifs sont faits pour dire les coûts comme les horloges pour dire l'heure* (Assemblée Nationale, 2014).

1.1.5.2 La mise en place de la solidarité territoriale par la péréquation tarifaire

Les ingénieurs économistes d'EDF ont donc pour objectif de construire un tarif qui reflète les coûts marginaux de court et long terme. Cependant, nous avons vu que la construction du système électrique a conduit à de grands écarts tarifaires géographiques. Ces écarts ont fait l'objet de discussions tout au long du XX^{ème} siècle et ont fini par aboutir à la mise en place de la solidarité territoriale sous la forme de la péréquation tarifaire. Cette mise en place de la péréquation tarifaire et ce jeu d'acteurs ont fait l'objet d'une analyse approfondie par (Poupeau, 2007) et c'est sur ces travaux que reposent cette section.

La solidarité territoriale du tarif a été portée principalement par les communes rurales. Ces communes créèrent en 1934 la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies ou FNCCR. Ce nouvel interlocuteur prendra le relais dans les négociations. La stratégie de la FNCCR pour prendre de l'envergure repose sur deux piliers : former une union départementale et une autorité de négociation nationale. La FNCCR développera au fur et à mesure de son existence une sérieuse expertise dans le système électrique. Elle se dote d'ingénieurs, de structures organisationnelles solides, de connaissances économiques qu'elle allie avec une très bonne connaissance des enjeux ruraux.

1936 est une année charnière pour la FNCCR qui remporte deux victoires importantes. Un premier mécanisme de péréquation urbain-rural majeur est créé sous la forme du Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrifications ou FACE. Son objectif est de financer une partie de l'électrification rurale. Il s'agit d'un mécanisme de péréquation des investissements qui aidait les communes rurales à rembourser une partie des emprunts contractés pendant la construction du réseau. Ce fond était et est alimenté par des prélèvements sur les ventes des distributeurs qui sont cinq fois plus élevés en zone urbaine qu'en zone rurale (Nadaud, 2005). D'autre part, l'Association des Maires de France désigne la FNCCR comme interlocuteur privilégié dans le traitement des questions relatives à l'électricité. C'est une victoire symbolique qui donne encore plus de poids politique à la fédération. Cette impor-

tante symbolique se caractérise aussi dans l'organisation : le président de la FNCCR est automatiquement vice-président de l'Association des Maires de France.

Sa crédibilité et son poids politique naissant font que la FNCCR est impliquée dans les négociations sur la construction du tarif. La construction tarifaire marginaliste pilotée par EDF est en parallèle aussi discutée entre trois principaux acteurs : l'État, EDF et la FNCCR. La première négociation tarifaire est extrêmement longue et politique. L'État cherche à limiter la hausse des prix de l'électricité sur le long terme. La FNCCR se positionne en conséquence en demandant un prix bas pour les usages domestiques et des tarifs péréqués à la maille départementale. Le problème est que cette péréquation ville-campagne est ce qui contrarie principalement les marginalistes puisque les écarts de coûts y sont justement très élevés.

Un chantier de réforme tarifaire est entamé en 1952. EDF propose un consensus se reposant sur une péréquation tarifaire pour certains usages domestiques. La FNCCR n'est pas satisfaite de ce qu'elle estimera être une mesure de façade qui ne comporte qu'une faible partie des tarifs. Les négociations finiront pas être remportées par la FNCCR. En 1959, EDF proposera un tarif qui peut être souscrit par tous les habitants d'un même département.

Cette uniformisation départementale sera suivie assez vite d'une uniformisation progressive en trois zones de prix France. En effet, puisque les plus gros écarts de coûts observés sont intra-départementaux, il n'est pas problématique d'unifier les tarifs sur des zones plus grandes. Tactiquement, une péréquation entre des zones géographiques plus étendues est aussi plus facile à défendre auprès des citoyens. La FNCCR se positionne plutôt contre une telle évolution : son périmètre d'intervention et d'influence est départemental. Un tel mouvement peut être perçu comme une perte de vitesse et de pouvoir de la fédération.

Les négociations et mouvements de nationalisation aboutiront en 1970 à la création du tarif universel : un même tarif de l'électricité est disponible sur l'ensemble du territoire. Ce tarif sera lui aussi proposé à tous les consommateurs et sera adopté progressivement. Pour donner une idée de la dynamique, on estime qu'en 1985, 85% des clients domestiques souscrivaient à ce tarif ; et qu'en 1990 l'ensemble des clients domestiques français peuvent souscrire aux mêmes formes tarifaires.

Ainsi, la péréquation tarifaire est quelque chose de récent. Contrairement aux idées reçues, elle ne date pas de la nationalisation de 1946. La péréquation fait son entrée dans la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 lors des premières étapes de libéralisation du marché, signe qu'elle est désormais un totem important pour les acteurs du système électrique.

Il est également important d'avoir en tête que ce principe n'est pas que du ressort d'EDF. Il a été construit et débattu via l'intervention de la FNCCR. Ce sont de ces échanges qu'est né ce concept de solidarité territoriale qui témoigne d'une autre conception de l'intérêt général que celle défendue par les ingénieurs économistes d'EDF.

1.1.5.3 Le développement du parc nucléaire français

Un point particulièrement important dans le mix de production et dans la structure des coûts est la part de la production d'électricité d'origine nucléaire. La phase

industrielle du nucléaire civil commence en France avec le plan Messmer de 1973. Le développement est décidé en partie du fait de la multiplication par quatre des prix du pétrole (Le Renard, 2017). La première conséquence de ce programme est le lancement de 13 tranches de 900 MW, puis un rapide développement de la filière a conduit à la construction de 60 réacteurs entre 1973 et 1998. Ce programme industriel a pu être réalisé grâce à un contexte institutionnel favorable (Finon & Staropoli, 2001). La présence d'un monopole public soutenu et possédé par l'état a permis à ce programme d'être le programme de nucléaire civil ayant le mieux réussi (Grubler, 2010). En revanche, (Grubler, 2010) montre que malgré cette organisation, les coûts par puissance des centrales ont progressivement augmenté. En conséquence, EDF dispose d'une électricité peu chère et en grande quantité. Aujourd'hui encore, le parc d'EDF est un des atouts de l'électricien. Conjointement, de nombreux usages s'électrifient dont le chauffage électrique. Ce mode de chauffage prendra de plus en plus d'ampleur en France. On estime qu'environ 30% des ménages disposent d'un chauffage électrique ce qui rend la consommation électrique de la France particulièrement sensible à une baisse de la température en hiver (RTE, 2020a).

1.1.6 De 1996 à aujourd'hui : le passage d'une organisation de monopole français vers une organisation de marché européen

1.1.6.1 La directive européenne de 1996 change l'organisation des marchés

La directive européenne de 1996 ouvre la porte à l'ouverture du marché de l'électricité. (Percebois, 2001) explique que cette ouverture peut se faire de trois manières :

- La dérégulation qui est l'ouverture à la concurrence sur les segments d'activité qui ne sont pas en situation de monopole naturel
- La dé-intégration qui consiste à séparer l'actionnariat des différentes activités du système électrique
- La privatisation qui est l'ouverture du capital des entreprises historiques à des capitaux privés.

Ainsi, EDF doit être remaniée à la suite de cette directive, puisqu'elle est verticalement intégrée et en situation de monopole sur chacun des segments d'activité, et que l'option de sa privatisation a été écartée au départ. Cependant, EDF voit cette ouverture des marchés comme une opportunité : l'ouverture des marchés se produit dans toute l'Europe et EDF dispose d'un fort appareil industriel et réalise déjà une partie de ses ventes à l'étranger (Reverdy, 2014).

En France, l'ouverture des marchés s'est principalement effectuée sous la forme de l'ouverture à la concurrence des marchés de production et de fourniture. En effet, les législateurs et régulateurs français s'appuient sur la théorie des marchés contestables pour éviter une privatisation. La théorie des marchés contestables montre que dans un marché sans barrière à l'entrée et à la sortie, sans coûts échoués et avec un niveau de technologie accessible à tous, un marché avec un nombre limité de firmes est néanmoins capable d'atteindre un équilibre. Ainsi, la crainte d'un nouvel entrant

plus efficace garantit que les entreprises pratiquent des prix concurrentiels (Percebois, 2001).

Une dé-intégration partielle a lieu avec la création d'Enedis et de RTE. Si dans les faits, EDF est toujours actionnaire majoritaire de RTE et d'Enedis, la régulation veille à ce que cette actionnariat n'ait pas d'incidence sur les décisions prises par ces gestionnaires de réseaux. Ces derniers garantissent un accès non discriminant à leurs réseaux pour ne pas favoriser leurs actionnaires. La CRE veille régulièrement et enquête en cas de situation douteuse.

Enfin, la privatisation des entreprises a été partielle. Une introduction en bourse d'EDF a été effectuée en 2005. Début 2022, EDF était encore possédée à 84% par l'état français. Cependant, courant 2022, le gouvernement a annoncé son attention d'augmenter sa participation au capital d'EDF avant de détenir 100% de l'énergéticien.

1.1.6.2 Le passage d'une organisation de monopole français vers une organisation de marché européen

La transcription en droit français de cette directive européenne signifie également que le système électrique français et européen ne peut plus être opéré par l'intervention de monopoles publics. Des marchés de l'électricité sont progressivement mis en place pour assurer la coordination de la production de façon optimale.

Les acteurs qui participent au marché sont des vendeurs et des acheteurs. Le dispositif des responsables d'équilibre fait que les producteurs et les fournisseurs sont responsables des écarts entre production et consommation sur leur périmètre. Ils doivent assurer sur leur périmètre contractuel qu'ils injectent ou font injecter autant d'énergie qu'ils en soutirent ou qu'ils en vendent.

Plusieurs échéances pour échanger de l'énergie existent. Les acteurs arbitrent entre agir en avance (en prenant des positions sur les marchés à terme et auprès des *traders*) ce qui revient à prendre un risque qui dépend de la capacité de l'acteur à effectuer une prévision (qui sera par nature imparfaite) ou agir plus tard pour avoir une meilleure prévision mais moins de marge de manœuvre. Les échanges permettent de coordonner les producteurs sur la quantité à produire par type de centrale et d'affiner cette coordination de la production au fur et à mesure.

Les acteurs peuvent ainsi effectuer des échanges à long terme sur des produits annuels ou trimestriels. 80% des volumes échangés passent par des *brokers*. Le reste des transactions est effectué sur une bourse d'échange long terme. Les volumes échangés atteignent 757 TWh sur l'année 2019 (CRE, 2019b).

La veille de l'échéance, les acteurs peuvent échanger de l'énergie sur le marché dit J-1. Le fonctionnement de ce marché est une enchère en *pay-as-clear*. Le prix de l'ensemble des offres est fixé sur celui de la dernière offre acceptée. Par conception, selon la théorie et dans un monde parfaitement concurrentiel et dont les agents sont atomistiques, ce marché force les producteurs classiques à offrir leur production au coût marginal de production, c'est-à-dire au coût qu'il en coûterait de produire une unité supplémentaire. S'ils émettent une offre en dessous de ce coût ils risquent d'enregistrer une perte et s'ils émettent une offre à un coût supérieur, ils risquent de rater une vente et donc de subir un coût d'opportunité. Certains acteurs ne définissent pas

le prix de leurs offres selon ce coût marginal : les acteurs qui gèrent un stock comme les centrales hydrauliques ou, dans une certaine mesure, le parc nucléaire. La valeur proposée par ces acteurs sur le marché est une valeur d'usage : c'est une valeur qui dépend de l'espérance des gains futurs. Les opérateurs d'effacement peuvent également proposer des offres sur le marché. Ainsi, l'ensemble de l'énergie échangée l'est au prix de la dernière centrale appelée. Les acteurs qui ont vendu de l'énergie à un prix supérieur à leur coût marginal ont donc fait un bénéfice¹⁴. Les acteurs peuvent continuer d'échanger sur le même principe par le biais des marchés dits Infra-J, et ce jusqu'à 15 minutes avant l'échéance. L'Infra-J est un marché continu (il n'y a pas un clearing centralisé et les acteurs peuvent échanger de l'énergie en continu) qui fonctionne selon un principe de pay-as-bid : le prix est fixé en fonction du niveau de l'enchère formulée. Les volumes échangés sur les marchés J-1 et J sont de l'ordre de 144 TWh.

A la suite de cela, c'est RTE en France qui est responsable d'assurer l'équilibre offre-demande. Une série de mécanismes permet à RTE d'activer les leviers de flexibilité disponibles pour assurer cet équilibre. Des mécanismes de compensation financière dédommagent et sanctionnent les acteurs qui se sont trouvés en écart, c'est-à-dire qui n'avaient pas assuré l'équilibre entre production et consommation sur leur périmètre.

Cette coordination par les marchés est un phénomène nouveau qui a aussi une autre conséquence : les prix sur les marchés français sont dépendants des prix de production des pays voisins. En effet, un couplage progressif et de plus en plus large des marchés permettent aux pays européens de s'échanger de l'énergie. A titre d'exemple, le *taux de couplage*¹⁵ des marchés a atteint en 2019 44.8% avec la Belgique et 44.1% avec l'Allemagne (CRE, 2019b). Les prix sur les marchés français sont ainsi de plus en plus liés aux prix sur les marchés européens. En 2018 et 2019, les prix ont été fixés par les échanges aux frontières pendant 27% du temps. Ce couplage et cette extension des marchés sont justifiés par une augmentation du bien-être social européen. Cependant, il ne peut se faire que sous réserve que les capacités d'interconnexion entre les pays soient disponibles. Des travaux sont menés pour optimiser cette gestion des capacités inter-frontalières de plus en plus finement (Little et al., 2021).

1.1.6.3 La régulation et l'État restent toujours très présents dans ce nouveau système électrique

Même après la libéralisation, la négociation et la politique ont toujours joué un rôle important dans la fixation des prix de l'électricité. (Reverdy & Breslau, 2019) montrent les différentes étapes qui ont conduit à une régulation du prix de vente pour les industriels. Ces derniers ont souhaité se protéger des prix qui ont augmenté

14. Ce mode de fixation des prix a fait naître de nombreuses critiques du fait des épisodes de prix élevés en France. La faible disponibilité des centrales nucléaires et la forte hausse des prix des combustibles fossiles a fait s'élever plus fortement les prix de marchés que les coûts de production de l'électricité.

15. Le taux de couplage des marchés correspond à la part du temps pendant laquelle les prix dans un pays sont égaux aux prix dans l'autre pays. Cela veut dire que l'échange peut se faire sans saturation de la capacité d'interconnexion et que c'est lui qui fixe les prix.

quelques années après l'ouverture des marchés. Pour cela, plusieurs mécanismes ont été envisagés : la création d'un consortium pour pouvoir passer des contrats plus importants ou la mise en place d'un tarif préférentiel appelé TaRTAM. Ces différents outils sont systématiquement observés et évalués par la DG concurrence qui doit s'assurer que ces mesures ne constituent pas du favoritisme étatique mais qu'elles sont également économiquement viables pour EDF.

En plus de la coordination par les marchés, des mécanismes hors-marché permettent de réguler une partie de la production. Les fournisseurs peuvent se fournir en partie via le mécanisme de l'ARENH. Il s'agit d'un dispositif permettant aux fournisseurs d'acquérir de l'électricité auprès d'EDF pour un prix fixé historiquement à 42€/MWh et qui a été rehaussé à 46.2€/MWh. Le volume d'ARENH était historiquement limité à 100 TWh mais a été rehaussé à 120 TWh. Ce dispositif transitoire doit prendre fin en 2025 mais des réflexions sont en cours pour produire un autre mécanisme d'encadrement de la production nucléaire.

Pour aider à leur intégration, les producteurs d'énergies renouvelables peuvent utiliser un mécanisme d'obligation d'achats ou de complément de rémunération. Le mécanisme d'obligation d'achat consiste à ce qu'un acteur obligé, EDF, acquiert l'énergie auprès des producteurs à un tarif garanti sur une durée allant de 10 à 20 ans. EDF est ensuite libre de valoriser cette énergie sur les marchés. Le complément de rémunération consiste à verser une prime à un producteur d'énergie renouvelable en complément d'une vente qu'il a lui-même effectué sur les marchés de l'énergie. Ce complément est calculé entre le bénéfice du producteur et une rémunération de référence. Un mécanisme permet de compenser les coûts supportés par EDF lors de cette opération.

1.1.6.4 Du point de vue des fondamentaux : Une évolution profonde du mix en réponse à la transition énergétique qui impacte les coûts de production

Ces mécanismes de soutien s'inscrivent dans la stratégie gouvernementale de lutte contre le changement climatique et dans sa programmation pluriannuelle de l'énergie. Les énergies renouvelables occupent une place de plus en plus importante dans le mix énergétique et devraient atteindre 44 GW de capacité solaire et 34.7 GW d'éolien en 2028 (MTES, 2020).

L'intégration de ces énergies sous leur forme actuelle modifie le fonctionnement du système énergétique français. Les unités de production sont de puissance plus faible que les centrales classiques. Elles sont alors raccordées sur des niveaux de tension relativement faible. De plus, leurs emplacements dépendent des potentiels solaires ou éoliens qui sont très diffus. Elles sont réparties de façon très hétérogène sur le territoire.

Les gestionnaires de réseaux investissent pour accueillir cette transition ce qui représente de nouveaux coûts à couvrir et dont une partie est couverte par les tarifs d'utilisation des réseaux (CRE, 2020a).

1.1.6.5 L'évolution du tarif réglementé de vente dans ce nouveau contexte

Dans le but de réguler l'action des fournisseurs historiques, des tarifs réglementés de vente ont été mis en place. Le graphique 1.5 montre que les tarifs ont connu deux tendances : une première baissière puis une haussière à partir de 2008.

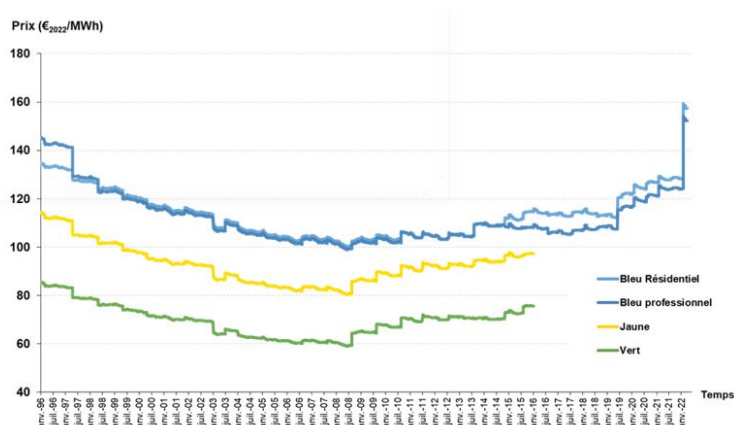


FIGURE 1.5 – Évolutions historiques des tarifs réglementés de vente (Graphique disponible sur le site de la CRE)

La première phase s'explique par une demande historiquement assez faible et un mode de calcul avantageux : le TRVE se calculait sur la base des coûts comptables d'EDF. La seconde phase est plus intrigante et semble assez durable. Les hausses provoquées s'expliquent par plusieurs facteurs. Le premier point concerne l'augmentation des coûts réseaux. Les financements sont couverts par le tarif et le périmètre des réseaux s'étend puisqu'ils doivent assurer le raccordement des énergies renouvelables et numériser l'instrumentation du réseau (qui se traduit pour Enedis en développement du programme Linky qui a conduit à remplacer plus de 30 millions de compteurs et à mettre en place les architectures informatiques adaptées). Cette augmentation de périmètre augmente mécaniquement le tarif final.

Cette hausse est également liée à une hausse de la fiscalité énergétique. Les obligations d'achat mises en place pour soutenir les énergies renouvelables ont été un temps financées directement par la CSPE. Il s'agit d'une contribution et non d'une taxe puisqu'elle finançait directement des comptes d'affectations spéciaux avec différents objectifs comme le financement du médiateur de l'énergie, les compensations au titre de la péréquation tarifaire avec les ZNI et les obligations d'achats. Ainsi, si le montant à financer devait augmenter, la contribution augmenterait mécaniquement. Cette contribution a progressivement cru jusqu'à atteindre 22.5 €/MWh. Fin 2019, il a été décidé que la CSPE deviendrait une taxe TICFE qui alimente désormais le budget général de l'état. Elle a cependant augmenté une dernière fois puisque son périmètre s'est élargi et qu'elle comprend désormais une taxe départementale qui était avant cela calculée séparément.

Enfin, les récentes hausses de tarif sont partiellement imputables à son mode de calcul : la méthode de construction et la nature même du TRVE ont beaucoup évolué. Dans un premier temps, le tarif réglementé de vente devait refléter les coûts complets d'EDF. Les coûts de fourniture ne prenaient donc en compte que les coûts

de production, sans intégrer de logique de marché. La conséquence à cela est que les fournisseurs alternatifs ne pouvaient pas concurrencer les tarifs réglementés notamment en l'absence d'accès à de l'électricité aux coûts des moyens de base¹⁶.

La loi NOME de 2010 et la commission Champsaur changent cette situation via deux mécanismes. Le premier mécanisme est celui de l'ARENH (qui a déjà été décrit) qui permet aux fournisseurs d'avoir accès à une proportion de l'énergie nucléaire produite pas EDF à un tarif fixé. Le second mécanisme consiste à revoir la façon dont le tarif est calculé. Il ne s'agit plus de calculer un tarif qui reflète une logique de coût complet, mais d'appliquer une logique d'empilement (CRE, 2019a), déjà détaillée dans 1.1.2. Le tarif est désormais calculé sur la base d'un empilement des coûts de production, des prix des marchés, des coûts d'acheminement et de commercialisation. Le tarif est donc en partie dépendant des prix de marché, et donc des prix des combustibles fossiles.

Fin 2019, les prix des combustibles fossiles ont augmenté fortement ce qui a conduit à une augmentation des prix de marchés du fait de la forte marginalité des centrales au gaz. Un autre facteur est l'atteinte du plafond de l'ARENH par les fournisseurs alternatifs. Ainsi, les fournisseurs alternatifs se sont retrouvés pour la première fois dans l'obligation de se fournir sans pouvoir avoir accès à l'intégralité de leur demande d'ARENH. Cela les a conduit à acheter de l'énergie sur les marchés à des prix élevés, car non anticipés. Ce coût dit de «l'écêtement de l'ARENH» a été inclus dans la méthodologie de calcul du TRVE.

Fin 2021, la faible disponibilité du parc nucléaire français et le fort prix des combustibles fossiles a produit des effets d'écêtement de l'ARENH et de surenchérissement des prix. En effet, les prix des combustibles fossiles ont connu une augmentation sans précédent du fait de multiples facteurs (stock de gaz anormalement bas, guerre en Ukraine). Si cette hausse avait été répercutée selon la méthodologie de calcul, cela aurait conduit à une hausse de près de 44% des tarifs bleus résidentiels. Le gouvernement français a mis en place un *bouclier tarifaire* pour limiter cette hausse à 4%. Une des mesures pour limiter cette hausse a été de revoir à la baisse le niveau de CSPE. Celle-ci est désormais de 1€/MWh en 2022.

Cette récente histoire du tarif nous montre que l'objectif de reflet des coûts marginaux de production n'est pas une de ces missions actuelles. Légalement, il possède un rôle de référence pour les fournisseurs alternatifs qui s'est renforcé avec l'évolution de son mode de calcul. Les événements récents rappellent qu'il est aussi un outil de protection des consommateurs lors des crises. Par ailleurs, le contenu de cette introduction est valable à la date d'écriture du manuscrit, c'est-à-dire début en 2022. Le contexte de la régulation tarifaire est passionnant parce qu'extrêmement volatil. Le corollaire de cette proposition est que la description d'un tarif n'est jamais valable très longtemps. A titre d'exemple, le graphique 1.6 montre l'évolution de sa décomposition pour plusieurs dates entre 2010 à 2022.

16. <https://www.autoritedelaconcurrence.fr/fr/communiqués-de-presse/28-juin-2007-marche-de-la-fourniture-delectricite-saisine-de-direct-energie>

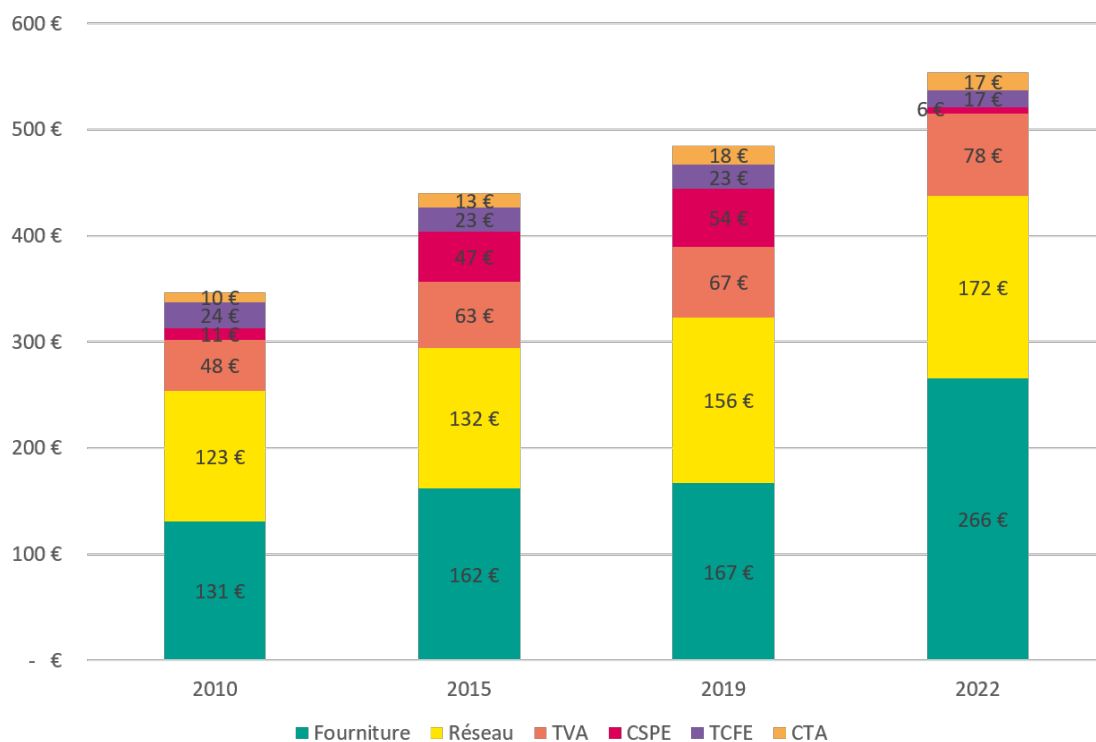


FIGURE 1.6 – Décomposition des factures entre 2010 et 2022. (Source des valeurs : CRE)

1.1.7 Des évolutions du système électrique qui vont se poursuivre

La partie de présentation du contexte a dressé un portrait du marché de détail en France et du TRVE. Elle a montré l'importance du poids du passé dans la forme du tarif actuel. En revanche, de nombreuses évolutions futures font que le tarif pourrait évoluer fortement. Les changements qui traversent le système électrique peuvent remettre en cause les principes sur lesquels le tarif est construit. Ces évolutions vont modifier les coûts pris en compte dans le calcul du tarif, la forme de la demande à couvrir et le contexte dans lequel le tarif se construit.

Les coûts du système électrique vont ainsi beaucoup évoluer. Pour pallier à notre dépendance aux énergies fossiles, une transition énergétique devrait être engagée. Une des pistes envisagées est de rendre notre parc de production décarbonné de manière pérenne. Les scénarios (ADEME, 2016 ; Negawatt, 2017 ; RTE, 2021) envisagent une part croissante d'énergies renouvelables dans le parc de production électrique ce qui modifie la structure des coûts de production. De plus, les annonces gouvernementales suggèrent que les investissements dans le parc nucléaire devrait être relancés ce qui va représenter des coûts importants. Ces nouveaux modes de production auront également des conséquences pour les réseaux électriques qui doivent s'adapter de façon à les accueillir. Cela demande une transformation des réseaux qui se traduit par des investissements importants (RTE, 2020b).

La consommation va également connaître plusieurs évolutions. Tout d'abord, la

consommation énergétique des particuliers doit baisser pour contrer l'urgence climatique (MTES, 2020). La consommation électrique devrait subir deux mouvements opposés : une baisse de consommation en lien avec le développement de la sobriété et une hausse liée à l'électrification de certains usages dont celui du VE (RTE, 2021). Enfin, le développement du VE et de l'autoconsommation donnent de nouvelles flexibilités aux consommateurs, ce qui questionnent les structures tarifaires classiques : ces structures tarifaires arriveront-elles à accomplir leurs objectifs avec des modifications importantes des courbes de charge ?

Finalement, le contexte dans lequel se définit le tarif est en profonde évolution. Un questionnement sur les règles de marchés émerge de la crise énergétique actuelle à cause de la dépendance des prix de l'électricité aux prix des combustibles fossiles. Pourtant, ce marché de l'électricité s'étend à la maille européenne et connecte de plus en plus les pays entre eux afin d'optimiser la production à une plus grande échelle. La question de la gouvernance d'EDF se pose aussi avec les investissements annoncés dans le parc nucléaire français et l'annonce de sa nationalisation complète. A la maille plus locale, le développement des initiatives citoyennes de production d'énergie remettent en question la façon dont les coûts sont partagés entre les consommateurs. Enfin, l'existence même du TRVE est menacée : le TRVE est un dispositif qui est défini comme étant transitoire par le droit européen¹⁷. La durée de cette période n'est pas définie et dans le contexte des tensions sur les prix de l'énergie, il est possible qu'elle dure plus longtemps que prévu.

1.2 Revue de littérature

La partie contextualisation a montré que l'environnement dans lequel évolue le tarif est en constante mutation. Cette partie revue de littérature va nous servir à identifier les champs de recherche qui traitent du tarif et des questions de recherche associées. Dans le manuscrit, on s'intéresse à la tarification des consommateurs finaux d'électricité. La première raison est avant tout une question de périmètre d'étude : le travail concernant les consommateurs est déjà très conséquent. La deuxième raison est liée au cadre institutionnel français : la tarification française fait porter une part très réduite des coûts aux producteurs. On fait l'hypothèse que ce cadre se maintiendra et on centre la revue de littérature sur les consommateurs individuels.

1.2.1 Synthèse des questions de recherches posées par la littérature

Le sujet de la tarification des consommateurs est un sujet vastement traité par la littérature. Il est possible de l'attaquer par des angles très différents ce qui le rend assez difficile à synthétiser. Nous essayons de proposer une description formelle du calcul de la facture pour l'ensemble des consommateurs d'un système électrique.

17. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=NL>

Pour cela, nous considérons que la facture finale d'un consommateur est la somme des composants fourniture, taxes et réseaux. Ces factures peuvent être dépendantes de l'endroit où se situe le consommateur et du moment où il utilise le réseau. Enfin, la forme de la structure tarifaire détermine combien le consommateur va payer en fonction de ses caractéristiques de consommation.

En considérant ces différents éléments, un premier formalisme inspiré de l'approche de (Hirth et al., 2016) est proposé dans l'équation 1.1.

$$\sum_a^A \text{Facture}_a = \sum_a \sum_c \sum_g \sum_t f_{a,c,g,t}(\text{Conso}_{c,t}) \quad (1.1)$$

Avec :

- A = les activités du système électrique
- c = la catégorie du consommateur
- g = le lieu où se situe le consommateur
- t = les pas de temps sur lesquels la facture est calculée
- $f_{a,c,g,t}$ = la fonction qui donne la facture selon les paramètres identifiés

Cette formule permet de calculer l'ensemble des factures des consommateurs raccordés au système électrique selon les différents éléments évoqués.

Bien souvent, les travaux traitent de deux questions de recherche : un modèle développé pour traiter une question permet de répondre à une autre question et il est parfois obligatoire de répondre à une des questions avant d'en traiter une seconde. La classification proposée n'est donc pas exclusive. Elle sert avant tout à identifier les grandes questions traitées.

Elle permet également de proposer une classification des travaux réalisés par la littérature académique. En économie, les travaux portent souvent sur la façon d'atteindre une meilleure efficacité en proposant des formes tarifaires qui varient selon des critères géographiques (1.2.2.1) et temporelles (1.2.2.2).

Cette recherche de l'efficacité peut se faire par un autre levier : la forme de la structure tarifaire (1.2.2.3). La facture des consommateurs se calcule en fonction de variables extraites de la courbe de charge des consommateurs. Ces variables sont choisies parce qu'elles sont représentatives de l'utilisation du système électrique des consommateurs et parce qu'elles sont mesurables avec les systèmes de relève actuels. Certains travaux traitent de la forme de la structure tarifaire pour atteindre une meilleure efficacité.

L'efficacité économique n'est pas le seul but poursuivi lors de la construction tarifaire (1.2.2.4). Les régulateurs doivent composer avec certains éléments comme la péréquation tarifaire où les contraintes techniques des compteurs et sont donc limités dans leur champ d'action. Une composante importante de la construction tarifaire est la prise en compte des attentes sociales des consommateurs qui s'attendent à ce que la tarification soit juste (1.2.2.5). Un tarif juste peut s'interpréter différemment selon les époques et les pays et la littérature a identifié certains liens entre justice et tarif.

L'autoconsommation a suscité de nombreux travaux de recherches en lien avec la tarification. En effet, un consommateur qui devient autoconsommateur s'équipe d'un

moyen de production (individuel ou collectif) et parfois d'un moyen de stockage afin d'adapter son utilisation du réseau électrique. Ce nouveau mode d'utilisation crée des consommateurs avec une plus grande flexibilité et une plus grande possibilité d'adaptation aux structures tarifaires. Si l'on distingue les consommateurs et les autoconsommateurs des consommateurs classiques, la formule 1.1 est modifiée et s'écrit désormais comme 1.2

$$\sum_a^A F_{acture}_a = \sum_a \sum_g \sum_c \sum_t f_{a,g,C,t}(Conso_{C,t}) + \sum_a \sum_g \sum_{p_i} \sum_t f_{a,g,p_i,t}(Conso_{p_i,t}, Prod_{p_i,t}, Stockage_{p_i,t}) + \sum_a \sum_g \sum_{Oac} \sum_t f_{a,g,Oac,t}(Conso_{Oac,t}, Prod_{Oac,t}, Stockage_{Oac,t}) \quad (1.2)$$

Avec :

- A = les activités du système électrique
- c = la catégorie du consommateur
- p_i = la catégorie de l'autoconsommateur individuel
- Oac = la catégorie du participant à des opérations d'autoconsommation collectives
- g = le lieu où se situe le consommateur
- $f_{a,g,n,t}$ = la fonction qui donne la facture selon les paramètres identifiés

La principale différence est que l'on fait apparaître les nouveaux types d'utilisateurs du réseau qui sont les autoconsommateurs et que l'on montre qu'ils disposent de deux moyens de flexibilités supplémentaires : la production et le stockage. Plusieurs questions de recherches émergent de cette écriture. La méthode de construction tarifaire doit être robuste à la possibilité qu'ont les consommateurs de modifier leurs courbes de charge. Il faut que l'objectif que l'on se fixe soit accompli malgré cette nouvelle possibilité. La question porte donc sur l'interaction entre la courbe de charge des autoconsommateurs avec la structure tarifaire (1.2.3.1).

Si les autoconsommateurs disposent de plus de leviers que les autres consommateurs pour réduire leurs factures, il est possible qu'une partie des coûts de fonctionnement des différentes activités du système électrique ne soit pas complètement couverte par l'ensemble des factures. Dès lors, ces charges devront être couvertes par d'autres consommateurs ou par l'Etat. La deuxième question de recherche porte sur les modifications de la contribution aux coûts du système provoqués par l'autoconsommation (1.2.3.2).

Les autoconsommateurs changent des consommateurs classiques par une plus grande possibilité d'investissement dans des appareils qui permettent de minimiser leurs coûts individuels énergétiques. Cette rentabilité dépend de la régulation, des coûts des technologie et des soutiens en place. Une partie de la littérature traite de cette évaluation économique des installations d'autoconsommation individuelle (1.2.3.3).

Le cas de l'*autoconsommation collective* est un peu différent. L'objet est moins clairement défini que l'autoconsommation individuelle : la maille géographique de

l'opération n'est pas aussi simple à décrire, elle peut prendre des formes variées entre les pays et le cadre juridique est encore en train de se définir. Dans la littérature, on trouve plus souvent la dénomination de *communautés locales d'énergie* que celle d'*autoconsommations collectives*. Les questions de recherches traitent plutôt de la forme que peut prendre ce nouvel objet.

Une partie des travaux se concentrent sur des organisations de marchés locaux et essaient d'en déterminer la rentabilité. L'organisation est en général fondée sur des échanges de gré à gré entre autoproducteurs individuels (*Peer-to-peer* ou *P2P*). Les travaux académiques déterminent l'organisation du marché local et essaient d'en déterminer la rentabilité (1.2.3.4).

Enfin, des travaux en dehors du champ économique étudient les expériences pratiques de communautés locales d'énergie. Ces travaux relèvent de la sociologie et consistent en des enquêtes de terrain et des analyses rétrospectives sur des expériences de communautés locales d'énergie en France et en Europe. Ils essaient de comprendre le mode de fonctionnement de ces communautés (1.2.3.5).

La suite de la section détaille une partie de la littérature qui traite de ces questions.

1.2.2 Revue de littérature sur la tarification de la consommation

1.2.2.1 Jouer sur g pour atteindre une meilleure efficacité économique

La distinction géographique de la tarification peut intervenir sur la part fourniture ou le tarif de réseau. Lorsque la différenciation a lieu sur la part fourniture, il s'agit généralement de renvoyer une information géographique sur les coûts de production. Ces signaux économiques localisés sont envoyés aux producteurs et aux gestionnaires de réseaux de transport. Le concept le plus connu est celui du prix nodal qui, à chaque point du réseau, attribue une valeur à l'électricité produite. Ce mode d'organisation et de renvoi des prix est démontré comme optimal par (Hogan, 1990) sous condition d'information parfaite, de concurrence parfaite, et de convexité de l'ensemble des leviers du système électrique. Les marchés nodaux, en internalisant la contrainte réseau, pourraient aider à l'intégration des énergies renouvelables (S. J. Brown & Rowlands, 2009 ; Leuthold et al., 2008). Cependant, ce mode d'organisation est mis à mal par plusieurs travaux qui critiquent l'impossibilité d'intégrer des parades topologiques¹⁸ et la mauvaise prise en compte de certaines centrales hydrauliques (Green, 2007). Le choix d'un marché zonal ou nodal est avant tout un choix d'intégration ou non des contraintes de congestion dans les prix de l'électricité. Ce prix est déjà intégré dans les échanges entre zones et résulte du couplage des marchés. Il existe des discussions pour redéfinir les zones de marchés en Europe afin de s'approcher de marchés nodaux (Borowski, 2020). Au sein des pays, l'organisation varie : la France, le Royaume-Uni ou l'Allemagne ne disposent que d'une zone de formation des prix de production tandis que l'Italie, la Suède ou la Norvège en ont plusieurs. Ces différenciations géographiques des prix sur le marché de gros

18. Les parades topologiques sont les moyens à disposition du gestionnaire de réseau qui lui permettent de réguler les flux.

ne sont pas nécessairement transmises sur le marché de détail : en Italie un système de péréquation permet aux consommateurs de disposer du même tarif de fourniture sur l'ensemble du territoire malgré la présence de plusieurs zones de prix (Di Gaetano, 2011). Les différenciations existent sur le tarif de réseau. En Allemagne par exemple, les tarifs de réseaux sont fixés par DSO ce qui introduit des coûts de l'électricité différenciés géographiquement, ceux-ci sont notamment étudiés par (Hinz et al., 2018).

En France, la péréquation tarifaire et l'existence d'une zone de prix unique font qu'il semble peu probable qu'une différenciation du prix de fourniture soit pratiquée à grande échelle. Les tarifs de réseaux semblent également plutôt protégés même si certains rapports provenant d'institutions publiques évoquent la possibilité de mettre en place des zones de prix à l'injection (CRE, 2020b) voire même préconisent d'étudier les coûts différenciés du réseau et l'intérêt une tarification nodale (Conseil supérieur de l'économie, 2020).

Les travaux de la littérature traite donc avant tout de la question du périmètre de calcul des coûts de production. Les conséquences pour les consommateurs d'une telle tarification semblent plutôt liées aux différenciations de coûts réseaux. Dans la suite, on ne traitera pas des marchés nodaux mais on traitera de la différence géographique de coûts réseaux.

1.2.2.2 Jouer sur t pour atteindre une meilleure efficacité économique

Les tarifs traditionnels sont assez peu différenciés temporellement. En France, les offres régulées d'EDF comprennent une offre base (un seul coefficient à l'énergie par an), une offre heures creuses (deux coefficients à l'énergie par an) et une offre TEMPO (une offre avec des coefficients à l'énergie en heures pleines et en heures creuses mais qui varient selon le niveau de consommation nationale attendue sur la journée).

Un tarif différencié permet au fournisseur d'inciter les comportements de consommation de ses clients afin de réaliser des gains d'efficacité. Deux pistes d'améliorations sont identifiées dans la littérature : rendre le tarif plus dynamique (augmenter la résolution temporelle) ou mieux asservir les usages des consommateurs (rendre les consommateurs plus flexibles) (Dutta & Mitra, 2017).

La tarification dynamique est une tarification qui peut varier assez finement (jusqu'à une variation horaire). Elle apporte des gains de *bien-être social* par rapport à une tarification en base (Allcott, 2011 ; Borenstein, 2005 ; Gambardella & Pahle, 2018 ; Jessoe & Rapson, 2015). (Borenstein, 2005) calcule l'augmentation de *bien-être social* en Californie pour des consommateurs qui passent d'un tarif sans distinction temporelle à un tarif dynamique. En utilisant des données historiques agrégées et un coefficient d'élasticité, il montre que les gains sont plus importants lorsque de gros consommateurs font cette transition plutôt que des petits consommateurs. Il montre également que, dans le cas de consommateurs très élastiques, un système heure creuse ne capte que 20% de la valeur d'une tarification dynamique. (Allcott, 2011) estime lui aussi les gains de *welfare* provoqués par un passage à une tarification dynamique. Il exploite des données réelles de consommateurs aux USA qui participent à un programme de tarification dynamique. Il montre que les

consommateurs réduisent leur consommation en période de prix élevés mais ne compense pas cette diminution en augmentant leur consommation d'autant en période de prix bas. Il montre également que les gains sont assez réduits pour les consommateurs (de l'ordre de 10\$ par an) ce qui limite son intérêt. (Gambardella & Pahle, 2018) traitent des effets distributifs provoqués par le passage d'une partie seulement des consommateurs vers des tarifs dynamiques : les gains peuvent être captés par les consommateurs les plus flexibles (les industriels dans le cas de ces travaux) ce qui provoquerait des hausses de facture pour les résidentiels. (Jessoe & Rapson, 2015) font un retour d'expérience sur la mise en place obligatoire d'une tarification différenciée sur les bâtiments commerciaux et industriels et constatent que les changements de consommation ont été assez limités. Les auteurs concluent que ces consommateurs sont inélastiques ou que l'information n'a pas été envoyée de manière efficace.

La mise en place de ces signaux est en effet un point important de la réussite d'un programme de tarification dynamique. (Borenstein, 2013) souligne que la fréquence à laquelle les prix changent et l'échéance à laquelle les consommateurs sont tenus au courant de ces changements de prix sont deux facteurs cruciaux pour capter un maximum de valeur. (Nijhuis et al., 2017) traitent de cet arbitrage pour les tarifs de réseaux en comparant plusieurs structures tarifaires¹⁹ selon une liste de critères dont notamment la facilité à anticiper le tarif et son efficacité à refléter les coûts. Ils concluent que pour un tarif de réseau, une tarification proportionnelle à la puissance reflète de façon acceptable les coûts tout en étant suffisamment prévisible par les consommateurs.

(Borenstein, 2013) note aussi qu'il faut arbitrer entre les risques pour le consommateur et le fournisseur. Ce sujet est aussi regardé par la littérature grise en France puisque le droit européen imposera aux fournisseurs desservant plus de 200 000 fournisseurs de proposer une option avec tarification dynamique à leur consommateur. La CRE a proposé une consultation publique en ce sens qui propose d'indexer une partie des tarifs sur les consommateurs finaux avec un mécanisme de protection : la facture ne peut pas excéder deux fois la somme qu'aurait payé le consommateur s'il avait souscrit à l'offre base du TRVE (CRE, 2021d). Cet arbitrage est aussi dépendant des volontés des consommateurs : (Dütschke & Paetz, 2013) ont questionné les consommateurs allemands sur leurs préférences quant aux structures tarifaires proposées. Les consommateurs les moins 'experts' préfèrent s'en tenir aux structures plus stables dont ils maîtrisent mieux les tenants et aboutissants. Le passage vers des structures dynamiques doit s'accompagner de pédagogie pour à la fois s'assurer que les consommateurs ne soient pas touchés négativement par la modification de structure et pour qu'ils puissent activer leurs leviers de flexibilité à bon escient. L'élasticité des consommateurs est en effet un élément clef d'autant qu'elle prend des valeurs très différentes dans la littérature (Labandeira et al., 2017).

Une façon d'activer ces leviers est de mettre en place un asservissement partiel ou total de la consommation. Un levier très répandu en France est l'asservissement de l'Eau Chaude Sanitaire ou ECS. Les appareils peuvent se déclencher selon le signal tarifaire envoyé par le gestionnaire de réseau de distribution. Des modèles plus complexes de gestion de la consommation sont étudiés. (Shareef et al., 2018) et

19. Ces structures seront décrites un peu plus en détail dans le paragraphe suivant

(Newsham & Bowker, 2010) effectuent une revue des différents modes de contrôle de la consommation domestique. Il existe une grande variété de modèles et de méthodes utilisés pour mener de tels travaux. De nombreux articles optimisent la consommation pour limiter la facture énergétique d'un consommateur (Joe-Wong et al., 2012; Sou et al., 2011). Par exemple, (Newsham & Bowker, 2010) optimisent le placement de la consommation des consommateurs soumis à une tarification dynamique en été. (De Sa Ferreira et al., 2013) proposent une optimisation qui prend en compte une incertitude sur la consommation et sur son élasticité. On peut également citer (Subramanian & Das, 2019) qui incorporent la flexibilité apportée au véhicule électrique pour permettre des gains supplémentaires. Enfin, certains modèles exploitent la théorie des jeux pour proposer une gestion optimale de la consommation (Soliman & Leon-Garcia, 2014).

Il ressort de cette revue de littérature que ces domaines sont plutôt bien couverts par de multiples aspects. L'acceptabilité de la tarification dynamique et de l'asservissement complet de la consommation nous font penser que ces modèles ne se développeront pas immédiatement mais qu'ils semblent avoir des potentiels économiques. Cela en fait un objet intéressant à questionner auprès des acteurs du système électrique. Dans la suite des travaux, on analysera le système en place actuellement en appliquant des signaux heures-creuses sur les différents profils de charge.

1.2.2.3 Jouer sur la forme de $f_{a,g,c,t}$

La structure tarifaire est une fonction qui donne la facture que doit payer le consommateur en fonction de certaines caractéristiques de sa courbe de charge. Traditionnellement, trois types de coefficients sont utilisés : des coefficients proportionnels à l'énergie, des coefficients proportionnels à la puissance et une part fixe. Il est possible d'imaginer d'autres fonctions qui prendraient en entrée d'autres données pour déterminer une facture.

Une possibilité est la mise en place d'une tarification dépendant de la présence à la pointe (Herter, 2007). Cette tarification consiste à faire payer aux consommateurs des coûts qui dépendent de sa consommation au moment où la pointe de consommation est atteinte.

(Nijhuis et al., 2017) évaluent des formes tarifaires du tarif de réseau selon plusieurs critères (capacité à anticiper, efficacité). Il compare :

- un tarif proportionnel à l'énergie
- un tarif fixe
- un tarif proportionnel à la puissance
- un tarif dépendant de la présence à la pointe
- un tarif fixe dépendant de la classe de la puissance dans laquelle se trouve le consommateur²⁰

Dans le cas des tarifs de réseaux, la tarification la plus efficace est une tarification au coût marginal. Cependant, une telle tarification ne permet pas de couvrir les coûts puisqu'une tarification au coût marginal est inférieure au coût moyen dans le cas d'un réseau qui est une infrastructure avec un rendement d'échelle croissant. Dans

20. Le consommateur paye un abonnement à l'année dont la valeur dépend de l'intervalle de puissance dans laquelle sa puissance souscrite se trouve.

ce cas, il faut mettre en place des mécanismes de compensation qui permettent de couvrir les coûts avec pour objectif de ne pas trop détériorer le signal économique. (T. Brown et al., 2015) présentent plusieurs méthodes pour recouvrir ces coûts fixes. Des travaux similaires sont effectués par (S. P. Burger et al., 2020) qui montrent qu'une part fixe par consommateur est la meilleure option pour couvrir ces coûts fixes sans trop impacter la qualité du signal tarifaire marginal.

La structure tarifaire semble avoir un rôle primordial dans l'atteinte de l'efficacité économique et du reflet des coûts. Il semble qu'il y ait un consensus économique sur la forme de la tarification qui permette d'atteindre ces objectifs pour la partie fourniture et pour la partie réseau dans un cadre de coût et de consommation classique.

1.2.2.4 La littérature identifie plusieurs missions que peuvent porter le tarif

Les rapports des régulateurs proposent une liste de principes que doit essayer de respecter la construction tarifaire. Ainsi, le rapport sur les bonnes pratiques des méthodologies de construction tarifaire des réseaux de distribution (ACER, 2019a) propose un ensemble de principes à respecter dans l'élaboration du tarif. Il y est écrit que les tarifs doivent en général couvrir les coûts des opérateurs tout en essayant d'être efficaces au sens du reflet des coûts et des incitations économiques. En plus de ces principes, des critères doivent être aussi respectés par les régulateurs : le tarif doit, dans l'idéal, être non-discriminatoire (traiter de la même façon deux organismes de même nature) ; il ne doit pas engendrer de distorsion (refléter au mieux les coûts pour ne pas envoyer de mauvaise incitation économique) ; il doit être simple, stable, prévisible et durable. Le rapport préconise enfin que les régulateurs soient transparents dans leurs méthodologies de construction tarifaire et dans leur façon de fixer le tarif. Des préconisations analogues ont été établies pour le réseau de transport (ACER, 2019b). Les principes recommandés sont quasiment identiques.

En France, ces directives et principes sont repris par la CRE lorsqu'elle construit le TRVE ou les TURPE. Dans son rapport sur la construction du tarif réglementé de vente de l'électricité, la CRE (CRE, 2014) cite un ensemble de principes légaux auxquels doit répondre le tarif. Le principe de construction du TRVE doit permettre de garantir sa contestabilité qui est définie comme la capacité pour un concurrent d'EDF de proposer des offres à des prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés. En plus de cet objectif, l'existence du TRVE est également censée participer à la stabilité des prix, c'est-à-dire à limiter la variabilité des prix sur le long terme.

Les principes de construction tarifaire des TURPE sont différents de ceux des TRVE. Cela s'explique du fait de la finalité très différente de ces deux tarifs. La finalité des TRVE est de garantir la concurrence et d'assurer la stabilité des prix tandis que celle des tarifs de réseaux est de couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux qui sont en situation de monopole. Les différents principes et méthodologies sont décrits dans les documents établis par la CRE (CRE, 2021a, 2021c). Les tarifs de réseaux doivent légalement couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux sous réserve qu'ils soient ceux de gestionnaires de réseaux efficaces. Les tarifs doivent également être en accord avec les orientations de la politique énergétique. De ce

fait, la structure du tarif est amenée à évoluer assez fortement pour mieux refléter les coûts des nouveaux usages, de la production décentralisée ou de l'isolation des logements (CRE, 2021a).

Ces grandes orientations sont complétées par une liste de principes que la structure du tarif doit respecter, à savoir :

- timbre-poste : le tarif doit être indépendant de la distance entre le point de soutirage et le point d'injection),
- péréquation tarifaire : les tarifs de réseaux proposés sont les mêmes sur l'ensemble du territoire,
- reflet des coûts : les tarifs doivent refléter les coûts générés par les consommateurs,
- non-discrimination : le reflet des coûts doit être indépendant de l'usage final qui est fait de l'électricité,
- horo-saisonnalité : les tarifs peuvent être distingués selon les heures de la journée.

LA CRE distingue ensuite des objectifs qui doivent être accomplis par les tarifs. Ceux-ci doivent être :

- efficaces (refléter les coûts engendrés par l'utilisateur),
- lisibles (conserver un niveau de complexité simple),
- faisables (techniquement réalisables avec les modes de comptage actuels),
- acceptables (les parties prenantes doivent adhérer au mode de calcul et aux résultats et les évolutions tarifaires ne doivent pas être trop brutales).

L'analyse de ces premières missions montre que certaines d'entre elles sont en tension. Un tarif complètement efficace et qui varierait à chaque heure de la journée ne serait pas lisible et prévisible pour les consommateurs. Il faut donc parvenir à une situation de compromis. La littérature économique attache une forte importance à la notion d'efficacité. On a vu dans la partie précédente que les objectifs poursuivis en pratique par le tarif sont multiples et de nature différentes. Une partie des travaux essayent d'atteindre plusieurs objectifs.

(Batlle et al., 2020) traitent de l'allocation des coûts résiduels²¹ de réseau entre les utilisateurs et proposent des méthodologies pour allouer ces coûts de façon à atteindre l'efficacité (au sens de ne pas distordre le signal au coût marginal envoyé par les autres parts du tarif), l'équité (dans ce document, il s'agit de faire en sorte que les modifications engendrées par la méthodologie proposée dans l'article n'engendrent pas d'effets distributifs trop importants sur l'ensemble des consommateurs et spécifiquement sur les consommateurs les plus sensibles) et de couvrir les coûts. Les coûts résiduels sont particuliers parce qu'ils ne dépendent pas des comportements d'utilisation des réseaux. L'article effectue une revue des différentes méthodes d'allocation de ces coûts puis propose une méthodologie qui remplit les trois critères évoqués plus haut. La nouvelle méthodologie consiste à facturer les coûts résiduels via une charge fixe. Cette charge fixe serait calculée selon des inducteurs des coûts résiduels. Par exemple, si les coûts résiduels sont dépendants de la pointe, la tarification peut

21. Les coûts résiduels sont les coûts qu'il reste à attribuer une fois que la tarification au coût marginal d'un monopole avec un rendement d'échelle croissant a été effectuée. Une telle tarification conduit à facturer le service rendu à un coût inférieur au coût moyen, ce qui veut dire qu'il reste des coûts à attribuer.

être dépendante de la présence en pointe du consommateur.

(Nijhuis et al., 2017) comparent plusieurs tarifs des réseaux de distribution dans un contexte de transition énergétique qui conduit les consommateurs à modifier leurs courbes de charge. L'article discute un ensemble de principes et d'objectifs que peut accomplir un tarif de réseau de distribution : le reflet des coûts, l'adéquation entre valeur perçue et valeur tarifée (la valeur que paye le consommateur doit correspondre à l'utilité qu'accorde le consommateur au service rendu par le réseau), l'accès à l'électricité (les utilisateurs doivent tous avoir accès au réseau), la transparence (la façon dont les utilisateurs sont mis à contribution doit être claire), la simplicité (les tarifs doivent être compréhensibles par tous), la prédictibilité (les utilisateurs doivent être capables de réaliser une estimation de leur facture), la robustesse (le tarif doit être capable de prendre en compte les changements provoqués par la transition énergétique). Les auteurs cherchent à évaluer la capacité des tarifs à refléter les coûts et la prédictibilité (au sens du nombre de changements que va subir l'utilisateur dans les années à venir). Les auteurs concluent notamment que le tarif dépendant de la présence à la pointe a des performances convenables en termes de reflet des coûts mais pas en termes de prédictibilité. Il ne semble pas possible de concilier les deux objectifs avec des tarifs reposant exclusivement sur une tarification proportionnelle à l'énergie soutirée ou proportionnelle à la puissance souscrite. Les auteurs préconisent de tester des solutions hybrides.

Les objectifs classiques doivent être adaptés à la transition énergétique. (Picciarriello, Reneses et al., 2015) traitent dans leur papier de l'adaptation des méthodes de tarification dans un monde avec de plus en plus d'énergie renouvelable distribuée. Ils classent les différents objectifs que peuvent accomplir un tarif dans trois catégories : des principes de pérennités du système (il comprend l'accès universel au réseau, le recouvrement des coûts), des principes d'efficacité économique (qui comprennent une production efficace, une allocation de la tarification selon la valeur qu'apporte l'usager à son usage de l'électricité, une tarification qui reflète les coûts engendrés par les utilisateurs, des principes d'équité au sens que la tarification de l'électricité doit être indépendante des caractéristiques du consommateurs et de l'usage final qui est fait de l'électricité) et enfin des principes de protection des consommateurs (qui comprennent la transparence et le partage de la méthodologie de tarification, la simplicité du tarif et sa stabilité). Les auteurs précisent que certains de ces principes sont en contradiction. Ils prennent l'exemple de la simplicité et du reflet des coûts qui sont très difficiles à atteindre en même temps. Les auteurs décrivent ensuite en quoi le développement des énergies renouvelables décentralisées va impacter ces principes de tarification et notamment comment adapter la tarification.

Les principes de tarification doivent ainsi évoluer pour prendre en compte ces nouveaux objets dans le système électrique. (Schleesewsky & Winter, 2018) étudient économiquement la structure tarifaire du réseau de distribution dans un environnement avec beaucoup d'autoconsommateurs. Le but de son étude est notamment de tester si les anciennes façons de construire le tarif permettent encore de recouvrir les coûts dans un contexte avec des autoconsommateurs. (Ansarin et al., 2020a) et (Ansarin et al., 2020b) effectuent également des études ayant un but similaire.

Certains de ces nouveaux objectifs semblent également en contradiction. (Hoarau & Perez, 2019) évaluent les impacts de plusieurs structures tarifaires du réseau de

distribution sur le développement du véhicule électrique et de l'autoconsommation individuelle. Ils déterminent comment la répartition entre les coefficients à l'énergie et à la puissance favorise le développement ou l'influence de l'un ou l'autre de ces objets. Leur modèle simule l'interaction entre un gestionnaire de réseau qui construit ses tarifs et des utilisateurs qui minimisent leurs factures. Ils concluent que les structures tarifaires qui favorisent l'autoconsommation sont celles qui freinent le développement du véhicule électrique. Il existe ainsi une « incompatibilité » entre les missions de développement de l'autoconsommation et du véhicule électrique.

Certaines missions sont rendues possibles par la transition et notamment par une plus grande flexibilité des consommateurs résidentiels. Ainsi, (Abdelmotteleb et al., 2018) abordent de nouvelles missions qui sont rendues possibles par la transition énergétique. Ils abordent le cas des consommateurs qui sont désormais des consommateurs actifs et qui peuvent donc mieux moduler leur consommation pour répondre aux différents signaux tarifaires, en s'intéressant à la construction tarifaire des réseaux de distribution. Ils s'appuient sur les mêmes principes qui sont catégorisés dans (Picciariello, Reneses et al., 2015). Les auteurs construisent ensuite un modèle dans lesquels des consommateurs minimisent leurs factures sous différentes structures tarifaires. Les consommateurs peuvent investir dans des centrales de production locale et peuvent également soutirer de l'électricité sur le réseau à un prix exogène. Les auteurs montrent que dans ces conditions, les coûts du système calculés sont inférieurs pour une tarification qui dépend de la pointe de la consommation et des coûts fixes. Les auteurs parviennent ainsi à construire un tarif qui à la fois couvre les coûts du réseau de distribution et qui diminue les coûts du système en incitant à des bons comportements.

Cette revue de littérature a montré que les tarifs de l'électricité et notamment les tarifs de distribution peuvent porter des objectifs très différents et parfois contradictoires. La transition énergétique oblige également les régulateurs à adapter leurs méthodes soit pour profiter de nouvelles opportunités, soit pour permettre au tarif de continuer d'assurer certaines de ses missions.

1.2.2.5 Un lien fort entre tarif et justice

Une des missions qui revient assez fréquemment est que le tarif doit assurer une certaine équité. La définition d'un tarif équitable et par extension d'un tarif juste n'est pas forcément partagé. C'est un sujet discuté également dans la littérature économique.

Le passage d'une structure tarifaire à une autre peut être source d'injustice. (Borenstein, 2012) étudie les effets distributifs qui sont créés par une structure tarifaire non linéaire. On entend par cela une offre par bloc : l'électricité est de plus en chère au fur et à mesure que la consommation augmente. Le but de ce genre de tarif est incitatif au sens de maîtrise de la demande en énergie. En plus de cet effet, l'auteur montre également qu'un tarif incrémental par bloc entraîne des subventions croisées modérées en faveur des foyers les plus modestes.

Similairement, (S. P. Burger et al., 2020) évaluent économiquement les effets distributifs provoqués par la mise en place de nouvelles structures tarifaires dues à une forte pénétration des énergies décentralisées. Les auteurs montrent qu'instaurer

une composante fixe dans le tarif permet d'augmenter son efficacité définie ici comme sa capacité à couvrir les coûts sans impacter l'équité distributive (au sens d'allouer les gains et les pertes aux responsables de ces gains et ces pertes).

(Simshauser & Downer, 2016) traitent du cas dans lequel un régulateur décide de construire une structure tarifaire qui soit plus proche du temps réel. Les effets du passage d'une structure tarifaire proportionnelle à l'énergie soutirée sur l'année vers une tarification dynamique sont étudiés sur plusieurs profils de consommateurs. Les auteurs concluent que les tarifs dépendants de l'énergie soutirée traditionnels sont moins efficaces et plus injustes que des tarifs dynamiques. L'article considère qu'un passage à une tarification dynamique engendrerait 64% de gagnants et 36% de perdants en prenant en compte une élasticité des consommateurs. Les auteurs montrent également que les effets sont différents selon les profils de consommation considérés.

Dans ses travaux de 2020, (Schittekatte, 2020) traite de l'équilibre entre assurer l'efficacité et assurer la «fairness»²². Il traite notamment de l'impossibilité de conserver des tarifs qui dépendent de l'énergie soutirée dans un monde avec de nombreux autoconsommateurs : cela permet aux consommateurs d'éviter de payer certains coûts réseaux ce qui rend le tarif de réseau inefficace au sens d'incapable de couvrir les coûts. De plus, le fait que ces consommateurs contribuent moins que les autres, alors que les coûts réseaux à récupérer sont inchangés, oblige les autres consommateurs à contribuer plus. Une solution fréquemment utilisée par les régulateurs est de mettre en place des coûts fixes qui se répercutent identiquement sur les consommateurs. Une telle solution est inéquitable parce que tous les consommateurs sont touchés de la même manière : il s'agit d'un instrument régressif. Les auteurs concluent que les outils classiques de structures tarifaires ne permettent pas encore de construire des tarifs qui arrivent à des objectifs d'efficacité (au sens de couverture des coûts) et de justice (au sens de limiter les effets distributifs). Une des solutions préconisées par l'auteur est de mettre en place des mécanismes complémentaires.

Des travaux économiques poussent cette réflexion plus loin et tentent de proposer un cadre pour déterminer ce qu'est un tarif juste. Dans (S. Burger et al., 2019), les auteurs traitent de la question du design des tarifs des réseaux de distribution dans le cas d'un monde avec beaucoup d'énergies renouvelables. Les travaux se focalisent ici sur des questions de justice et d'équité soulevées par ces tarifs. Les auteurs proposent d'évaluer les tarifs selon trois critères d'équité : équité d'allocation (allocative equity), équité distributive (distributive equity) et équité de transition (transitionnal equity). Chacun de ces critères adresse une question relative à l'équité. Un tarif qui respecte l'équité d'allocation est un tarif qui traite identiquement des consommateurs égaux. Les auteurs tirent deux conclusions de cette définition : un tel tarif fait payer à une consommation marginale le coût marginal de cette consommation et les coûts résiduels sont alloués selon leurs profils de consommation. L'équité distributive oblige un tarif à respecter la définition locale de la justice sociale, notamment en faisant attention à la distribution des coûts à payer entre les consommateurs vulnérables et les autres consommateurs. Enfin, l'équité de transition traite du passage d'une structure tarifaire à une autre : une telle situation engendre nécessairement

22. Le mot est laissé tel quel ici puisque ce mot peut être traduit par justice et équité selon le contexte.

des gagnants et des perdants.

La perception qu'ont les utilisateurs du tarif intéresse au-delà du champ de l'économie. (Neuteleers et al., 2017) proposent des travaux qui relèvent à la fois du champ de la philosophie et de l'économie et qui cherchent à évaluer la perception qu'ont des utilisateurs de plusieurs formes tarifaires. La méthodologie suit plusieurs étapes. La première consiste à évaluer, via une analyse théorique, la performance de plusieurs structures tarifaires selon des critères économiques, des critères liés à l'économie comportementale et des critères liés à l'éthique. Ensuite, les auteurs demandent à des consommateurs de noter les structures tarifaires selon qu'elles leur paraissent juste ou injuste. Cette enquête est réalisée en ligne auprès d'un panel néerlandais constitué par une association de protection de consommateurs. Les notes sont ensuite comparées avec l'analyse théorique. Les auteurs trouvent que dans les deux analyses, la tarification à la Ramsey²³ est perçue comme étant la plus injuste, tandis que des tarifs utilisant des tarifs proportionnels à l'énergie ou à la puissance (dépendant de la capacité souscrite par le consommateur) sont perçus comme les plus justes à la fois par l'analyse théorique et la réponse des enquêtés. Cette revue de littérature montre que la prise en compte de l'équité est un point important à intégrer dans la construction tarifaire et dans les arbitrages qui doivent être exercés par les régulateurs.

1.2.3 Revue de littérature sur la tarification de l'autoconsommation

Les sous-parties suivantes exposent les travaux de recherche qui traitent de l'autoconsommation individuelle. Les différentes questions de recherche se recoupent de façon assez significative ce qui fait que certains des travaux se retrouvent dans plusieurs catégories.

1.2.3.1 Quelle interaction entre $f_{a,g,P,t}$ et $Conso_{p,t}, Prod_{p,t}, Stockage_{p,t}$?

L'interaction entre autoconsommation et structure tarifaire se pose à plusieurs titres. Un premier champ de la littérature s'intéresse aux coûts provoqués par le développement d'énergie renouvelable localisée. Une seconde partie de la littérature étudie les interactions entre la structure tarifaire et la forme de la courbe de charge. Enfin, certains auteurs s'intéressent à l'impact de la structure tarifaire sur la diffusion de l'autoconsommation.

En ce qui concerne l'étude des coûts liés aux développement des ENRs en lien avec l'autoconsommation, elle semble se concentrer sur les réseaux de distribution. Ainsi (Picciariello, Reneses et al., 2015) effectuent une revue des questions qui sont posées par le développement des énergies renouvelables raccordées aux réseaux de distribution. Ils étudient notamment les liens entre ce développement et la construction tarifaire et identifient trois modifications fortes : les volumes d'investissements vont augmenter, les coûts opérationnels n'auront plus la même structure et le développement long terme des réseaux aura de nouveaux inducteurs de coûts. Ces trois

23. C'est une tarification qui tarifie via une tarification inversement proportionnelle à l'élasticité des consommateurs

modifications auront des répercussions sur la tarification. Les auteurs proposent d'adapter la construction tarifaire en présentant une modélisation des coûts réseaux qui permet de calculer les coûts imputables aux énergies décentralisées afin de mieux les répercuter dans le tarif de réseau. Similairement à (Picciariello, Reneses et al., 2015), (Cohen & Callaway, 2016) proposent une modélisation physique du réseau de distribution. A l'aide d'un modèle d'Optimal Power Flow (OPF), ils identifient comment la présence de panneaux PV influence des grandeurs caractéristiques du réseau électrique en Californie. Ils concluent que la localisation du PV a des impacts forts et marqués sur la forme de la courbe de charge agrégée du réseau. De plus, selon la configuration des réseaux (c'est à dire selon le type et le nombre de clients desservis), les conséquences électrotechniques sont plus ou moins marquées.

Concernant les questions entre efficacité et tarif de réseau, (Ansarin et al., 2020b) répondent à la question de comment établir un tarif de réseau efficace dans un monde avec beaucoup d'énergie renouvelable décentralisée. Ils répondent à cette question en testant l'efficacité de structures tarifaires quant elles sont appliquées à des autoconsommateurs. Efficace étant définie ici comme une augmentation du surplus social. Ils concluent qu'un tarif plus proche du temps réel permet d'accomplir cet objectif.

Cette question de l'efficacité se pose également dans le cas de micro-grid. Une micro-grid étant définie ici comme un ensemble de consommateurs et de producteurs raccordés à un réseau et qui gèrent l'énergie en commun. (Fridgen et al., 2018) montrent que les structures tarifaires proportionnelles à l'énergie soutirée annuellement ne sont pas adaptées aux micro-grid puisqu'il ne permet pas de limiter les pointes de consommation. Les auteurs simulent le comportement des consommateurs raccordés afin de calculer comment la facture et les revenus du gestionnaire sont impactés. La modélisation intègre des échanges P2P d'énergie, le stockage et le véhicule électrique. Une partie de la consommation des ménages est considérée comme flexible et ils peuvent optimiser cette partie ainsi que leur vente et stockage d'énergie avec comme objectif de minimiser leurs factures. Les auteurs conseillent plutôt d'appliquer un tarif différencié temporellement pour mieux optimiser les comportements de consommation.

C'est dans ces termes que (Schittekatte et al., 2018) constatent que les tarifs qui déterminent la facture comme étant proportionnelle à la différence entre énergie consommée et énergie produite sur l'année sont inefficaces en présence d'autoconsommateurs pouvant disposer de batterie²⁴. Ils essayent donc d'évaluer le recouvrement des coûts fixes permis par un tarif proportionnel à la puissance souscrite. Ils utilisent un modèle issu de la théorie des jeux qui consiste à répéter une phase de prise de décision suivi d'une étape d'ajustement des coefficients tarifaires jusqu'à atteindre une convergence sur la forme du tarif. A chaque itération, les consommateurs minimisent leurs coûts de fourniture, de réseaux et d'investissements en PV et en batterie. Ensuite, les coefficients tarifaires du tarif de réseau sont ajustés de façon à couvrir les coûts de réseaux. Les auteurs concluent qu'une tarification proportionnelle à la puissance est plus efficace qu'une solution en énergie pour le recouvrement des coûts, mais qu'elle est insuffisante à résoudre ce problème si le coût des batteries est particulièrement faible. Ils préconisent une autre solution qui est d'appliquer une

24. De tels tarifs sont appelés des tarifs net-metering.

tarification à l'injection symétrique à la tarification au soutirage.

(Strielkowski et al., 2017) traitent également de la mise en place d'un tarif proportionnel à la puissance pour recouvrir les coûts de réseau en présence d'autoconsommateurs. Ils ne travaillent pas via une optimisation des comportements de consommateurs mais utilisent des données de consommations désagrégées par usage provenant de consommateurs réels. 10% de ces consommateurs sont équipés de panneaux solaires. Les auteurs évaluent la contribution des consommateurs via un tarif proportionnel à l'énergie soutirée sur l'année défalquée de l'énergie produite puis via un tarif proportionnel à la puissance. Ils concluent que les consommateurs disposant d'un panneau solaire contribuent relativement moins que les autres.

Enfin, la diffusion des autoconsommateurs est également dépendante de la forme de la structure tarifaire. (Villena et al., 2021) étudient cette relation à l'aide d'un modèle de dynamique des systèmes. Les auteurs montrent que le net-metering influence la diffusion de la production PV sans trop encourager celle des batteries. Ils tirent également comme recommandation politique de ne pas financer le PV via le tarif puisque cela peut entraîner des augmentations de contribution pour les autres consommateurs.

Un consommateur qui dispose d'un véhicule électrique peut associer le potentiel de flexibilité de son véhicule à sa production personnelle. Dans (Hoarau & Perez, 2019), l'influence du tarif du réseau de distribution sur l'adoption du PV et du VE est étudié. Le but des travaux est de déterminer si certaines structures tarifaires sont plus ou moins favorables à ces deux technologies. Les auteurs calculent les factures de quatre profils de consommateurs : ceux qui disposent du PV et du VE, ceux qui ne disposent que l'un des deux et ceux qui n'en dispose d'aucun. Ils étudient la répartition des contributions aux coûts réseaux de chacun des profils selon trois tarifs : un tarif uniquement proportionnel à l'énergie, un tarif uniquement proportionnel à la puissance et un tarif fixe. Les factures sont calculées sur deux jours représentatifs puis ramenées sur l'année avec un système de pondérations. Les auteurs concluent, pour une distribution du PV et du VE donnée, que les structures tarifaires qui incitent le développement du PV sont celles qui n'incitent pas au développement du VE. Cette conclusion est à nuancer puisqu'elle dépend du mode de calcul qui a été choisi : les coefficients tarifaires ne sont pas différenciés temporellement (ce qui ne permet pas de valoriser la flexibilité du VE) et les factures sont calculées par du net-metering.

Ces travaux poursuivent les analyses sur les structures tarifaires présentées dans 1.2.2.3. Elles montrent qu'il est important de connaître la structure de la courbe de charge pour construire un tarif capable d'accomplir les objectifs fixés. La littérature s'accorde pour dire qu'un tarif dépendant de l'énergie soutirée, qui était une forme très répandue, n'est pas un bon choix pour recouvrir les coûts.

1.2.3.2 Comment l'autoproduction modifie la contribution aux coûts du système ?

Une partie de la littérature adresse la question des subventions croisées. Ces travaux montrent pour la plupart qu'un tarif dépendant de l'énergie soutirée provoque des subventions croisées provenant des consommateurs classiques en faveur

des autoconsommateurs²⁵.

(Ansarin et al., 2020b) et (Ansarin et al., 2020a) testent les conséquences de plusieurs formes tarifaires sur l'équité au sens de l'augmentation des subventions croisées. Celles-ci sont définies comme étant l'augmentation de facture des consommateurs passifs provoquée par la diffusion des énergies renouvelables. Un tarif plus proche du temps réel permet de diminuer ces subventions croisées. Celles-ci augmentent avec l'élasticité des consommateurs, ce qui signifie que l'augmentation de la proportion d'autoconsommateurs plus flexibles a tendance à les augmenter

(Picciariello, Vergara et al., 2015) estiment également des subventions croisées avec une méthodologie différente : ils utilisent des réseaux représentatifs pour calculer les coûts imputables aux consommateurs et aux autoconsommateurs ainsi que les subventions croisées (au sens d'écart entre coûts et revenus du tarifs) pour plusieurs structures tarifaires²⁶. L'auteur conclut qu'un tarif volumétrique augmente avec les subventions croisées entre les utilisateurs.

(Schittekatte et al., 2018) traitent une seconde question de recherche qui consiste à évaluer les influences des comportements des acteurs rendus possibles par l'investissement dans le PV et le stockage. Dans le cas d'une tarification à la puissance et à l'énergie, les investissements dans le PV et le VE des consommateurs sont effectués de façon à profiter des économies de coûts réseaux et donc à "pousser"²⁷ les coûts fixes sur les autres consommateurs.

Certains travaux font également le lien entre ces subventions croisées et les revenus des ménages (Borenstein, 2017). Les travaux sont réalisés en Californie en utilisant des données de particuliers qui sont croisées statistiquement avec les bases de données fiscales. (Borenstein, 2017) montre que la structure tarifaire incrémentale par bloc²⁸ utilisée en Californie incite fortement au développement de l'autoconsommation dans le cas d'un comptage net-metering sur l'année. Il poursuit l'analyse en constatant que les aides financières utilisées pour financer le PV résidentiel en Californie, et donc profiter des effets de réduction de la facture, ont été destinées aux consommateurs les plus aisés. Il montre ainsi un aspect régressif des subventions croisées provoquées par l'autoconsommation. (Strielkowski et al., 2017) confirment également ce côté régressif des subventions croisées dans ses travaux : les consommateurs disposant de meilleurs revenus sont bénéficiaires de ces subventions.

(Strielkowski et al., 2017) cite d'ailleurs comme référence (Simshauser, 2016) qui effectue des travaux similaires en Australie. Ce dernier estime les subventions croisées entre quatre types de consommateurs qui représentent chacun une part de la population. Le calcul des factures pour plusieurs formes tarifaires montre que les subventions croisées augmentent avec un tarif volumétrique.

Le cas le plus extrême des subventions croisées est la réalisation d'une *Utility death spiral*. Il s'agit d'un phénomène d'emballement dans lequel l'assiette qui per-

25. Il convient de noter que ces subventions croisées émergent de la relation entre la forme de la courbe de charge et de la structure tarifaire. Ainsi, (Ansarin et al., 2020b) et (Strielkowski et al., 2017) et (Schittekatte et al., 2018) qui sont déjà cités dans la partie précédente estiment également des subventions croisées.

26. Le bouclage entre coûts et revenus tarifaires est probablement le plus abouti de la littérature.

27. Le titre anglais de l'article fait mention explicite de ce terme

28. Dans cette structure, le coût par kWh augmente en fonction du nombre de kWh déjà consommé

met de recouvrir les coûts réseaux diminue du fait du développement de l'autoconsommation ce qui conduit à une augmentation du tarif à l'énergie qui conduit à un plus fort investissement dans le PV et ainsi de suite. (Castaneda et al., 2017) élaborent une modélisation de dynamique des systèmes pour comprendre quelles sont les conditions qui peuvent faire apparaître cette spirale. Il montre que la structure tarifaire uniquement à l'énergie est un risque potentiel. Cependant, il montre également que la situation peut être corrigée si elle est prise à temps. (Costello & Hemphill, 2014) vont également dans ce sens en montrant que l'attentisme du régulateur est une condition importante pour qu'une telle spirale se réalise. L'adaptation de la structure tarifaire en anticipation de la diffusion des EnR permet d'éviter ce risque assez aisément.

(Johnson et al., 2017) apportent un éclairage supplémentaire de deux manières : ils intègrent plusieurs catégories de consommateurs (résidentielle, commerciale et industrielle) et considèrent que l'adoption du PV est exogène et qu'elle peut se faire sous plusieurs formes (centrales solaires au sol ou PV sur toiture). Ils montrent notamment que dans le cas où la pointe de consommation est méridienne, une pénétration du PV peut réduire cette pointe totale et faire que le nouveau pic de consommation a lieu en soirée. Dans le cas d'une tarification dépendant de la présence à la pointe de consommation, les consommateurs résidentiels se trouvent désavantagés puisqu'ils sont relativement plus présents à ce moment de la journée que les autres catégories de consommateur.

(Eid et al., 2014) estiment les impacts financiers pour le réseau de distribution de ces subventions croisées. Ils utilisent quatre profils de consommations journaliers et estiment les baisses de revenus et les subventions croisées en Espagne. Ainsi, si 20% des consommateurs deviennent des autoconsommateurs, les subventions croisées peuvent atteindre 19.9% des revenus tarifaires.

Ce travail a aussi été réalisé dans le cadre français par (Clastres et al., 2019) et (Rebenaque, 2020). Ils évaluent l'ampleur des subventions croisées en 2021 sur les charges de réseaux dues à l'autoconsommation en France. Ils utilisent des profils de consommateurs produits par Enedis et formulent des hypothèses sur le niveau d'autoconsommation à horizon 2021. Ils concluent que les transferts devraient être limités à cet horizon de temps notamment du fait du faible nombre d'autoconsommateurs : la perte de revenus pour le gestionnaire de réseaux s'élèverait à 32.6 M€ à comparer avec les plus de 13 Mds € de revenu.

En plus de ces nombreux travaux sur les subventions croisées, la littérature étudie comment varie le tarif en fonction de la présence d'autoconsommateurs. (Küfeoğlu & Pollitt, 2019) traitent de l'effet qu'ont le développement du VE et du PV sur les tarifs de réseaux au Royaume-Uni. Ils effectuent un travail de prospective et utilisent quatre profils (qui correspondent aux quatre combinaisons possibles de présence ou d'absence de VE ou PV) qui ne sont identifiés que par leurs soutirage annuel. Les auteurs font varier la présence de VE et de PV et montrent que, dans le cas d'un tarif dépendant de l'énergie soutirée et en considérant que le périmètre des charges à couvrir reste le même, le tarif de réseau a tendance à baisser avec le développement du VE et à baisser avec celui du PV.

Un autre exercice de prospective est effectuée par (Hinz et al., 2018) sur l'ensemble du territoire allemand. A l'aide d'un modèle de description des coûts présents

et d'hypothèses de répartition des coûts futurs, les effets de plusieurs structures tarifaires sur la contribution des consommateurs est effectuée. Les auteurs montrent qu'un tarif corridor²⁹ permet de contrôler les écarts et les effets pour l'ensemble des consommateurs.

Enfin, une partie de la littérature s'intéresse aux conséquences pour les parties prenantes du système électrique. (Abdelmottaleb et al., 2018) analysent également le jeu d'acteurs dans leur travaux. Le but principal de ces travaux est de construire un tarif de réseau de distribution efficace au sens du recouvrement des coûts réseaux. La méthodologie consiste à optimiser le comportement des consommateurs qui peuvent investir dans du PV ou du stockage. Les consommateurs sont représentés par une courbe de charge en dix pas de temps. Ils optimisent également leurs investissements en PV et en stockage sous plusieurs structures tarifaires. Plusieurs scénarios de coûts de technologie et de niveaux de consommations sont étudiés. Les auteurs concluent qu'une tarification avec une part fixe et un coefficient indexé sur la présence à la pointe donne les meilleurs résultats pour l'ensemble du système. Ils concluent également qu'un tarif volumétrique avantage les autoconsommateurs et les producteurs PV locaux, tandis qu'un tarif dépendant des pointes des consommations avantage les producteurs locaux de pointe (donc les groupes électrogènes). Avoir la vision de l'intérêt collectif et par acteur permet ainsi d'affiner l'analyse.

(Roulot & Raineri, 2018) réalisent des travaux exploitant les mêmes données d'entrée et ayant le même périmètre mais visant un objectif différent. L'objectif des travaux est d'identifier les impacts pour les parties prenantes du développement de l'autoconsommation en France. Ils n'étudient pas que le tarif de réseau mais étendent l'analyse à l'ensemble de la facture. Ils concluent que l'état, les collectivités, fournisseurs et réseaux perdent une partie de leur revenu tandis que les promoteurs solaires et les autoconsommateurs gagnent sur le plan financier. Cette analyse par partie prenante permet d'identifier les intérêts des acteurs.

L'autoproduction est capable de diminuer la contribution aux coûts du réseau des autoconsommateurs. S'ils optimisent leurs comportements, les gains pour eux peuvent être importants. Il semble y avoir consensus sur le fait que la tarification à l'énergie favorise les autoconsommateurs par rapport aux autres consommateurs mais il y a moins consensus sur les solutions à appliquer, qui dépendent notamment des transferts regardés : catégories de consommateurs, revenus, type de moyens PV, VE etc.

1.2.3.3 Quelle rentabilité économique pour les opérations d'autoconsommation ?

La rentabilité de l'autoconsommation individuelle est dépendante du coût des technologies utilisées. (Günther et al., 2021) simulent l'interaction entre des autoconsommateurs qui peuvent investir dans du PV et des batteries et le système électrique. Les autoconsommateurs optimisent leurs factures et leurs investissements sous plusieurs structures tarifaires à horizon 2030. Les auteurs concluent que l'autoconsommation avec stockage devient rentable sans tarif de rachat en 2030 si les prix du PV déclinent fortement.

29. C'est à dire un tarif différencié mais qui serait borné à +/- 20% autour d'une valeur moyenne.

(Khalilpour & Vassallo, 2016) effectuent une analyse technico-économique du lien entre PV et batterie. Une optimisation sur 10 ans de la valeur actualisée nette permet de montrer que les scénarios de prix des technologies aura un impact important sur la rentabilité et donc sur le développement de celles-ci. Les scénarios sont testés pour six profils de foyers australiens. Le niveau et la structure tarifaire jouent également fortement sur les résultats.

La rentabilité des installations PV joue également un rôle important dans la décision d'investissement des autoconsommateurs individuels en Irlande. (Bertsch et al., 2017) traite de la question de la rentabilité de l'autoconsommation dans plusieurs pays. Les autoconsommateurs peuvent installer des batteries de façon à augmenter leurs taux d'autoproduction. La rentabilité économique est calculée sur quatre types de foyers dont la consommation est issue d'un logiciel de simulation. Les auteurs concluent que la rentabilité est dépendante au premier ordre du coût des PV et du soutien disponible. En Irlande, le feed-in-tariff rend une partie des opérations rentables.

(Kubli, 2018) évalue le potentiel de développement à horizon 2030 de l'autoconsommation grâce à un modèle de dynamique des systèmes. Il montre notamment que la rentabilité et l'ampleur du développement de l'autoconsommation sont très dépendantes du coût des technologies PV et de stockage ainsi qu'à la structure tarifaire.

Dans le cas où les coûts sont trop importants et où les gouvernements veulent accélérer le développement du PV, les mécanismes de soutien ont une grande importance dans la diffusion du PV. Plusieurs modes de soutiens ont été testés avec des efficacités différentes (Ossenbrink, 2017). Dans ces travaux, l'auteur estime comment le mode de soutien interagit avec le dimensionnement optimal du PV chez des consommateurs résidentiels. Il en résulte que le mode de soutien détermine la façon dont ces consommateurs vont adapter leurs consommations : ils peuvent devenir de simples producteurs dans le cas d'une prime à l'injection trop élevée ou maximiser leur taux d'autoconsommation si cette prime à l'injection est inférieure au prix de vente de l'électricité. Ils montrent comment les mécanismes de soutien en Californie ont évolué d'une situation favorisant uniquement à maximiser la production vers un système incitant à réduire sa souscription d'énergie sur le réseau entre 2006 et 2016. Un autre exercice rétrospective a été effectué par (Vaishnav et al., 2017) pour l'ensemble des mécanismes de soutien à l'énergie solaire. Il compare comment les déductions d'impôts et les mécanismes de soutien par rapport aux gains économiques et environnementaux. Il émet une conclusion assez critique des mécanismes de soutien qui ont été dirigés vers les foyers les plus aisés sans pour autant permettre une réduction importante des émissions.

Des travaux évaluent la rentabilité de l'autoconsommation pour plusieurs localisations géographiques. (De Boeck et al., 2016) effectuent cet exercice pour l'Allemagne, la France et l'Irlande. Un taux d'autoconsommation de 30% est fixé et avec un même profil de consommation. Les auteurs montrent que la rentabilité dépend de la localisation puisque ces différences de localisation ont une incidence sur le coût de la production solaire (plus l'irradiation solaire est forte et plus un panneau solaire produira d'électricité par rapport à sa capacité installée), sur les niveaux de subventions et d'économie de facture possible. Des travaux similaires peuvent être

trouvés dans (Rebenaque, 2020) qui consacre un chapitre à l'étude des politiques de soutien à l'autoconsommation en France. Il compare la rentabilité pour deux foyers qui installent des panneaux solaires et des batteries et qui se distinguent selon la localisation géographique. Il montre que la rentabilité est supérieure dans le cas de facteur de charge plus avantageux.

Dans un de ses chapitres, (Rebenaque, 2020) propose également un modèle d'affaire pour l'autoconsommation avec batterie. Il calcule la rentabilité d'autoconsommateurs qui participeraient au marché de l'effacement français. Il conclut que les gains sont très limités pour les autoconsommateurs individuels ce qui ne les incite pas à formuler des offres individuellement sur ce marché. (Nizami et al., 2020) modélisent un algorithme d'optimisation des consommations d'un ménage. L'algorithme optimise également le placement des appareils de consommations flexibles (par exemple le ballon d'eau chaude et la machine à laver) dans le but de minimiser les coûts en approvisionnement du ménage. Plusieurs modalités de participation au marché (en tant que vendeur ou acheteur d'énergie) sont proposées et conduisent à une possibilité de réduction des coûts en énergie de presque 51% pour les ménages.

1.2.3.4 La communauté locale comme un marché : le P2P

Les communautés locales se distinguent de l'autoconsommation individuelle parce qu'elles mettent en relation plusieurs consommateurs et producteurs locaux.

Un des modes d'organisation proposée dans la littérature consiste à mettre en place des échanges de gré-à-gré d'énergie entre les consommateurs afin d'optimiser les coûts du point de vue des consommateurs (et non pas du point de vue du système). (Lüth et al., 2018) et (Zepter et al., 2019) proposent des modèles d'optimisation locale de consommation et d'échange de la production entre les participants des consommations. (Zepter et al., 2019) comparent plusieurs organisations de marché dans lesquelles les consommateurs peuvent offrir leur énergie ou leur batterie sur le marché. La solution optimale est la solution la moins contrainte. Elle conduit à une baisse de 59% des coûts de fourniture par rapport à l'absence de coordination. (Lüth et al., 2018) utilisent un modèle similaire pour étudier l'intérêt d'une gestion commune des modes de stockage au sein d'une communauté locale d'énergie permettant de réduire les coûts de 31% par rapport au cas de base. (Alam et al., 2019) modélisent une communauté locale de 40 foyers qui peuvent investir dans des panneaux solaires et des moyens de stockage. Les auteurs optimisent les comportements des acteurs en termes d'investissements et de revente d'énergie. Ils testent notamment des taux progressifs de stockage allant de 0% à 100%. Les gains peuvent atteindre jusqu'à 74% des coûts d'approvisionnement en énergie de la communauté locale. (Hossain et al., 2019) réalisent lui aussi une optimisation de la consommation, de la production et du stockage d'une microgrid et le compare avec un algorithme de gestion simple de charge décharge des batteries. Les auteurs parviennent à une réduction des coûts pouvant atteindre 91.57% avec leur algorithme en comparaison avec leur cas de base.

Certains travaux ajoutent une composante supplémentaire en calculant l'impact environnemental. (Dong et al., 2020) effectuent des travaux similaires mais calculent également les économies de CO2 effectuées par cette gestion locale de l'énergie.

L'investissement en CO2 est rentabilisé au bout de 2.5 à 3 ans pour des opérations qui se déroulent aux Royaume-Uni.

En plus de ces modèles cherchant un comportement optimal, des modèles issus de la théorie des jeux sont proposés pour organiser les échanges d'énergies. (Tushar et al., 2020) modélisent ces échanges comme un jeu de type Stackelberg organisé par un planificateur central. Les auteurs proposent un algorithme permettant d'atteindre le point d'équilibre de ce jeu et de répartir les gains entre les participants. (Zhang et al., 2018) proposent également un mode d'organisation des échanges en utilisant la théorie des jeux. Ils simulent les échanges P2P d'énergie sur un réseau basse tension pour montrer l'efficacité de la théorie des jeux pour assurer l'équilibre local entre production et consommation.

Les travaux présentés permettent d'obtenir des gains financiers pour une communauté locale d'énergie ou une microgrid. Ces gains peuvent servir à rembourser le financement des équipements où être réinvestis. Dans tous les cas, il faut déterminer d'une règle de contribution et de rémunération au sein de la communauté. (Li et al., 2021) étudient plusieurs modes de répartition des contributions entre les utilisateurs et montrent que cette question de l'allocation des coûts entre les participants d'une communauté peut être un des freins qui explique qu'elles se développent encore assez peu.

Ces modes d'organisation présupposent que les membres de ces communautés aient des comportements rationnels et soient en mesure d'optimiser une partie non négligeable de leurs consommations.

(Ableitner et al., 2020) ont enrôlé des consommateurs pour participer à une plateforme d'échange P2P d'énergie pendant une période de 4 mois puis ont menés une campagne d'entretiens auprès de 9 des 37 foyers pour comprendre leurs interactions avec la plateforme. La phase d'entretiens a montré que les participants semblent plutôt favorables aux échanges P2P, même si tous n'ont pas participé activement. En effet, les auteurs catégorisent les 37 foyers selon leurs activités pendant la période de 4 mois : ceux qui souhaitent participer à la fixation des prix (30%), ceux qui préfèrent utiliser des systèmes automatiques (35%) et ceux qui n'ont pas participé (35%). La participation à ces opérations n'est pas évidente à mesurer. (Hahnel et al., 2020) évaluent la propension des gens à rejoindre des opérations P2P d'achat et vente d'énergie. Ils réalisent une enquête rémunérée auprès de 301 personnes et les font participer à une session virtuelle d'échange P2P. L'enquête montre que les participants ont un avis plutôt positif des échanges P2P mais que seulement la moitié d'entre eux étaient très sensibles au prix ce qui limite le potentiel de flexibilité de ce mode d'échange.

À la place d'échanges en P2P, (Morstyn et al., 2018) proposent un autre mode de gestion basé sur une agrégation des productions. Les auteurs proposent une gestion commune de centrales solaires sous la forme d'une *Virtual Power Plant* qui consiste à mutualiser la production des centrales entre elles afin de foisonner la production et les risques. Ce mode de gestion alternative aurait l'avantage de s'incorporer plus facilement aux marchés existants puisqu'elle s'approcherait d'une centrale de production plus classique. Un autre exemple très connu de gestion commune pratique de l'énergie est le cas de la *brooklyn microgrid* qui est décrite dans (Mengelkamp et al., 2018). Enfin, (Bartolini et al., 2020) ou (Orehounig et al., 2015) étendent le

cadre de gestion optimisée locale de la production de la consommation à l'ensemble des énergies et non plus à l'électricité seule.

Les travaux traitent d'une gestion optimisée coordonnée de la consommation et de la production pour minimiser les coûts des participants de la communauté locale. Cette approche très optimisée du système local permet de déterminer le potentiel économique mais n'est pas forcément représentatif des comportements réels des consommateurs.

1.2.3.5 Des retours d'expériences de communautés locales d'énergie.

Le développement des communautés locales d'énergie est un phénomène qui fait émerger des questions qui vont au delà de la recherche d'un mode de gestion efficace économiquement.

Ces communautés sont déjà très nombreuses dans certains pays européens et notamment en Allemagne. (Yildiz et al., 2015) effectuent un travail en deux temps. Ils passent en revue des communautés existantes en Allemagne en étudiant leurs dynamiques de développement et leurs compositions sociologiques. Ensuite, ils élaborent un agenda de recherche transdisciplinaire dont le but est d'identifier et de lever des verrous afin d'en faciliter le développement. Les auteurs comparent notamment des coopératives provenant d'autres secteurs que le secteur électrique afin d'en tirer des enseignements. Une grande partie de l'agenda tourne autour de la question organisationnelle : comment établir et conserver la confiance ? Comment gérer les conflits ? (Koirala et al., 2016) établissent également un agenda de recherche, lui aussi très détaillé, sur le sujet des communautés locales d'énergie. Les verrous identifiés sont cependant de nature différente : les auteurs identifient des verrous technologiques, socio-économiques, environnementaux et institutionnels qui empêchent les communautés locales d'énergies de se développer pleinement. Ils estiment nécessaire de réaliser une analyse économique quantitative des différents démonstrateurs déjà en place pour faciliter la diffusion de ces communautés.

La recherche passe ainsi en revue des expériences passées ou actuelles afin d'en tirer des leçons applicables à d'autres. (Ghiani et al., 2019) présentent le projet de la commune de Berchidda en Sardaigne qui souhaite devenir une communauté locale d'énergie. Cette transformation se justifie par des arguments financiers (les promoteurs souhaitent faire des économies sur leurs factures énergétiques) et écologiques (ils souhaitent faciliter l'intégration des énergies renouvelables et favoriser la maîtrise de la demande en énergie). Une modélisation se reposant sur la courbe de charge de la commune semble conforter que le projet pourra atteindre ces objectifs.

(Saintier, 2017) étudie 6 communautés locales d'énergie au Royaume-Uni et s'intéresse notamment à leurs accomplissements et à leur mode d'organisation. Ce dernier sujet, identifié comme capital par (Yildiz et al., 2015), est très important puisqu'il n'existe pas vraiment de régulation "standard" que peuvent appliquer toutes les communautés. En regardant comment ces organisations fonctionnent en pratique, (Saintier, 2017) montre que les initiatives de "propriétés partagées" peuvent parfois avoir des débouchés économiques positifs. Les retombées de ces projets peuvent avoir d'autres vertus comme former les citoyens aux questions écologiques ou donner plus de pouvoir aux collectivités locales pour accomplir la transition énergétique.

L’auteur insiste encore sur l’importance de la viabilité économique de ces projets et considère qu’ils ne sont pas suffisamment soutenus par rapport à la valeur qu’ils procurent à la collectivité.

En France, les communautés locales d’énergie se sont principalement développées sous la forme des Territoire à Energie Positive ou TEPOS. (Nadaï et al., 2015) explorent les initiatives rurales des communautés locales d’énergie en France. Dix expériences sont présentées et elles amènent les auteurs à tirer cinq conclusions :

- L’énergie est un vecteur de développement local
- L’adhésion aux plans locaux est plus forte que celle aux plans nationaux
- La capacité d’action des citoyens est augmentée
- Les gains en innovation d’une opération sont partagés au delà de son propre périmètre
- Les dynamiques des projets sont propres à chacun

Ces observations ont conduit les politiques français à modifier leur approche du développement des énergies renouvelables. Les acteurs locaux possèdent une expérience du terrain qui a beaucoup de valeur. Notamment, les collectivités territoriales sont identifiées comme des acteurs et interlocuteurs privilégiés.

Le nombre de projets de communauté locale d’énergie en France augmente puisque (Sebi & Vernay, 2020) en dénombrent 240 fin 2019. Les auteurs identifient les mécanismes de soutien et évaluent la maturité de l’écosystème de ces communautés en France grâce à une série de 27 entretiens auprès de certaines des communautés identifiées. En exploitant leurs matériels, ils parviennent à une caractérisation des communautés selon le modèle d’affaire et le mode de gouvernance. Les auteurs concluent que la croissance de ces projets est limitée par le manque d’information sur les mécanismes de soutien.

Cette section montre que l’objet est encore en cours de définition. Contrairement à l’autoconsommation individuelle dont la littérature étudie grandement la rentabilité et les applications, les recherches se portent plutôt sur les modes de gouvernance et sur les verrous à faire sauter pour qu’elles se développent. Le cadre de régulation des communautés locales d’énergie et par extension de l’autoconsommation collective doit encore être définie.

1.3 Questions de recherche traitées dans la thèse

Les différentes sections de l’introduction ont montré que la construction tarifaire est un élément extrêmement politique qui est appuyé par des concepts économiques et de justice. Le poids fort du contexte historique montre qu’il est important d’étudier son évolution pour comprendre ce que pourrait devenir cette construction tarifaire. La transition énergétique remet en mouvement ce contexte en plus des fondamentaux de coûts du système électrique. De plus, la revue bibliographique a mis en lumière de nombreuses missions pouvant être portées par le tarif, dont certaines sont émergentes. La question à laquelle nous tenterons de répondre est donc :

Quelles sont les conséquences des évolutions des fondamentaux et de l’organisation du système électrique sur la construction tarifaire et les missions portées par le tarif ?

Dans la suite du manuscrit, on ne proposera pas de structures tarifaires ou de méthodologie de construction, mais on étudiera comment les évolutions de certains éléments identifiés dans la partie contextualisation et revue de littérature peuvent modifier cette construction tarifaire. Le tryptique *évolution des coûts pris en compte dans le calcul du tarif, modification de la forme de la demande à satisfaire et changement du contexte dans lequel se construit le tarif* a guidé notre façon de répondre à cette question de recherche. Plutôt que de l’attaquer frontalement, nous avons posé des questions intermédiaires qui permettent d’apporter des éléments de réponse à la question principale. Dans nos chapitres, nous choisissons de répondre à quatre questions qui en découlent.

Chapitre 2 : Quelles sont les répercussions du développement des énergies renouvelables sur la construction des tarifs du réseau de transport ?

La question de la relation entre la forme de la courbe de charge et la structure tarifaire nous semble importante pour comprendre sur quelles variables peuvent se reposer les régulateurs pour construire le tarif. Cette relation historique semble être questionnée par le développement des énergies renouvelables qui va modifier les courbes de charges des consommateurs raccordés au réseau de transport de façon significative. Grâce au cadre institutionnel de la thèse, nous utilisons des données de courbe de charge des consommateurs raccordés au réseau de RTE afin d’étudier finement les relations entre diffusion des énergies renouvelables et modification des relations entre les variables tarifaires.

Chapitre 3 : Comment va évoluer l’hétérogénéité géographique des coûts de réseaux ?

Dans la revue de littérature, nous n’avons, à notre connaissance, pas identifié de travaux qui émettaient des hypothèses sur la répartition géographique des coûts réseaux. La raison à cela est un manque de données sur les coûts réseaux disponibles. Pourtant, la transition énergétique va induire des investissements locaux qui auront des répercussions sur la géographie des coûts et renforcer les hétérogénéités entre villes et campagnes.

Chapitre 4 : Quelles leçons économiques et financières tirer du cadre de régulation de l’autoconsommation collective en France ?

L’autoconsommation est un objet particulier dans le système électrique puisqu’elle donne au consommateur la possibilité d’avoir plus de contrôle sur son mode de fourniture et il est incité à une plus grande flexibilité. Le sujet de l’autoconsommation individuelle est très étudié au contraire de l’autoconsommation collective qui est encore en cours de définition. Pourtant, elle semble accessible à plus de citoyens et peut mobiliser des gisements plus importants. Son développement remet en question les liens historiques entre tarif et consommateur.

Chapitre 5 : Quelles sont les attentes des acteurs vis-à-vis du tarif de l’électricité ?

La dernière partie traite des attentes des acteurs vis-à-vis du tarif réglementé de vente, objet issu de nombreuses négociations et discussions entre les parties prenantes. L’émergence de nouveaux acteurs et le contexte de la transition énergétique pourraient conduire ce tarif à porter de nouvelles missions de politique publique.

Une série d'entretiens semi-directifs a été menée pour essayer de répondre à cette question.

Chapitre 2

L'impact de la transition énergétique sur la demande

Table des matières

2.1	Introduction	48
2.1.1	Contextualisation	48
2.1.2	Contenu du chapitre	50
2.2	Revue de littérature	51
2.3	Méthodologie	53
2.3.1	Descente d'échelle de la consommation hors VE	53
2.3.2	Descente d'échelle de la consommation du VE	57
2.3.3	Descente d'échelle de la production locale	58
2.3.4	Présentation du cas d'étude	60
2.3.5	Variables et modèles analysés	60
2.4	Résultats	62
2.4.1	Résultats à la maille nationale	62
2.4.2	Résultats à la maille locale	68
2.4.3	Impacts sur la construction du TURPE transport	71
2.5	Conclusion	74

2.1 Introduction

2.1.1 Contextualisation

Le point de départ de cette analyse prospective est l'annonce gouvernementale d'un plan ambitieux de développement des capacités renouvelables. La PPE de 2020 décrit des capacités solaires qui doivent augmenter de 10.4 GW en 2020 à 44 GW en 2028. L'éolien n'est pas en reste puisque les capacités onshore doivent croître de 17.6 GW à 34. 7 GW sur la même période.

Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur les conséquences de ces évolutions sur la tarification du réseau de transport. Le réseau de transport sera lui largement

impacté bien que la plupart des capacités seront connectées au réseau de distribution. En effet, en France, les réseaux de distribution sont connectés au réseau de transport via 4000 postes sources. Une donnée importante pour la conduite du réseau de transport est la courbe de charge résiduelle au niveau de ces postes. Elle est définie comme la différence entre la consommation et la production raccordée sur les réseaux de distribution connectés à ce poste¹.

Les valeurs extrêmes prises par cette courbe permettent de calculer les besoins d'investissements locaux au niveau du poste et à ses alentours. La maille locale pour le réseau de transport étant définie ici comme la maille du poste source.

Historiquement, la plupart de ces postes étaient dimensionnés selon la consommation locale puisque la production était négligeable en comparaison. C'était la pointe de consommation locale qui déterminait le dimensionnement et donc les coûts. Enedis a ainsi publié un rapport dans lequel il est écrit qu'en 2019, 10% de ces postes étaient dimensionnés selon la pointe de production (Enedis, 2021).

La diffusion des énergies renouvelables va modifier la production locale et donc la forme de ces courbes de charge. La figure 2.1 illustre comment cette déformation peut se produire. Dans le cas où cette production devient suffisamment importante, il se peut que le maximum absolu de la courbe de charge soit une pointe d'injection. Ainsi, certains postes se trouveront alors dimensionnés selon la production.

Ce changement de regard sur le dimensionnement devra être accompagné d'un changement de tarification. Le principal objectif du tarif est défini par la loi : il doit couvrir les coûts du réseau de transport.

Même si la courbe de charge d'un poste raccordé à RTE exprime directement l'utilisation horaire du réseau (en soutirage et en injection), la CRE - qui construit le tarif - travaille plutôt à partir d'indicateurs agrégés représentatifs de l'utilisation du réseau. Aujourd'hui, deux indicateurs sont principalement utilisés pour construire le tarif du réseau de transport. L'énergie soutirée et la puissance souscrite. Cette puissance représentant le maximum de la courbe de charge et reflète en théorie le dimensionnement local du réseau.

Cependant, les revenus de RTE sont principalement assis sur le volume d'énergie soutirée sur le réseau. En effet, le TURPE est la principale source de revenu de RTE et son montant est majoritairement fonction de l'énergie soutirée. En effet, la simulation des choix tarifaires de 2016 montre que la part énergie de la composante de soutirage du tarif représente plus de 70% de la facture TURPE pour plus de la moitié des utilisateurs du réseau.

En France, il existe une corrélation historique entre énergie soutirée et puissance souscrite. Même si, le tarif du réseau de transport dépend de l'énergie soutirée, il est tout de même capable de bien rendre compte des coûts de dimensionnement. La diffusion des EnR peut potentiellement jouer sur cette relation entre énergie et puissance et donc influencer la façon dont se construit le tarif. Un tarif inadapté est un frein pour la transition énergétique puisqu'il empêche les réseaux de financer les investissements nécessaires à sa réalisation.

1. Les postes RTE desservent des réseaux de distribution comme Enedis qui ensuite desservent des consommateurs finaux. La courbe de charge vue par RTE est donc bien la somme de toutes les consommations raccordées aux réseaux de distribution auxquelles on soustrait toutes les consommations raccordées à ce réseau de distribution.

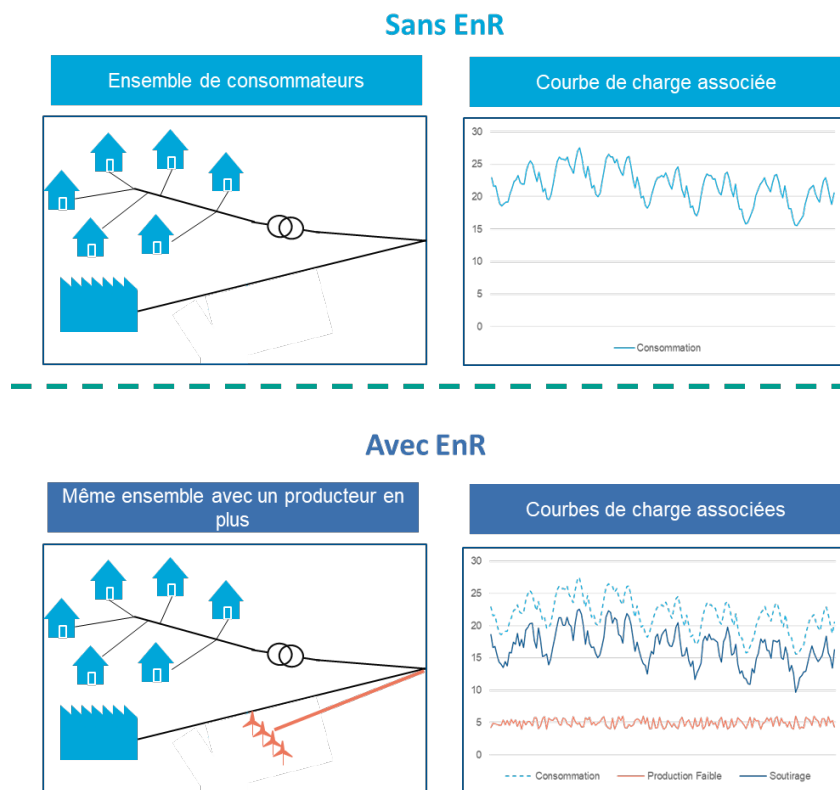


FIGURE 2.1 – Illustration de la déformation d’une courbe de charge provoquée par le développement d’énergie renouvelable

Dans ce contexte, il est normal de se poser la question du recouvrement des coûts via le tarif. Une tarification qui reposerait toujours sur les anciens profils de courbe de charge dans un monde où la demande a beaucoup évolué pourrait – en plus d’envoyer de mauvais signaux – poser des problèmes de recouvrement des coûts.

2.1.2 Contenu du chapitre

Le chapitre précise ensuite la question de recherche traitée et aborde la revue de littérature qui va permettre d’y répondre (2.2). La partie méthodologie explique comment des études de prospectives nationales font l’objet d’une descente d’échelles. Elle traite de la consommation hors véhicule électrique (2.3.1), de la consommation du véhicule électrique (2.3.2) et des productions locales (2.3.3). Elle précise ensuite le cas d’étude qui va servir de référence à nos simulations et enfin comment les sorties des modèles sont analysées physiquement et économiquement. Les résultats de ces analyses sont ensuite présentées à la maille nationale (2.4.1) puis locale (2.4.2). Le chapitre en tire ensuite des conséquences sur la construction des tarifs et le dimensionnement du réseau de transport (2.4.3). Une conclusion clôt finalement ce chapitre (2.5).

2.2 Revue de littérature

La question de recherche que l'on se pose provient du lien entre structure tarifaire et forme de la courbe de charge. C'est une variation de la question liée à l'autoconsommation et identifiée dans 1.2.3.1. Il s'agit en effet de comprendre comment les courbes de charge des consommateurs raccordés au réseau de transport sont modifiées par le développement de la production locale. La question de recherche est donc : *Quelles sont les répercussions du développement des énergies renouvelables sur la construction des tarifs du réseau de transport ?*

Deux exemples de cette littérature peuvent être cités pour mieux comprendre les questions que l'on veut traiter. Dans (Schittekatte et al., 2018), les auteurs étudient le recouvrement des coûts fixes du réseau de distribution dans un monde avec plus de consommateurs actifs, c'est à dire des consommateurs disposant de panneaux solaires et de batteries. Ils modélisent les courbes de charge individuelles puis calculent les conséquences sur les factures pour le réseau de distribution de plusieurs structures tarifaires. Les auteurs trouvent que les consommateurs passifs sont plus soumis à contribution dans le cas d'un tarif purement proportionnel à l'énergie soutirée.

(Küfeoğlu & Pollitt, 2019) étudient le développement des panneaux solaires et des véhicules électriques sur les structures tarifaires. Ils font varier les taux de pénétration de ces technologies et calculent l'influence de ces nouveaux profils de demande sur les factures de tous les consommateurs. Ils prennent également position contre le netting de la consommation. C'est à dire qu'ils sont en faveur d'une mesure séparée de l'énergie consommée et produite.

L'autre échelle à laquelle les conséquences de l'insertion des EnR ont été étudiées est l'échelle nationale : de nombreux travaux relevant de la littérature académique ou de la littérature grise ont été réalisés. Par exemple, (RTE, 2017) étudie les impacts de plusieurs mix de production sur l'équilibre offre-demande à la maille française et européenne. Le rapport compare plusieurs mix énergétiques sur des critères d'équilibre offre-demande et d'émissions CO₂. Les travaux de (Zappa et al., 2019) se projettent à l'horizon 2050 pour comparer plusieurs mix énergétiques. Le but étant d'éprouver la faisabilité de mix énergétiques européens se reposant sur des bases 100% renouvelables. Le papier montre que ces mix ont des performances similaires au mix actuel selon des critères d'équilibre offre-demande. Une comparaison économique des scénarios est ensuite effectuée et montre qu'un système 100% renouvelable serait environ 30% plus cher qu'un système avec d'autres technologies bas carbone.

Les travaux (ADEME, 2016) étudient le potentiel des énergies renouvelables en France afin de savoir s'il est possible d'arriver à un mix entièrement renouvelable à l'horizon 2050. Les scénarios de (Negawatt, 2017) proposent une analyse centrée sur les flux de matières pour proposer des futurs plus sobres, plus efficace énergétiquement et proposant une production d'énergie décarbonée. Ces études se concentrent sur des conséquences à l'échelle nationale de ces différents mix de production, mais il existe également des conséquences à une échelle plus locale comme par exemple des conséquences sur le dimensionnement des réseaux (RTE, 2020b).

Pour exploiter le travail de prospective déjà réalisé, nous souhaitons étudier comment se traduit localement un scénario de transition énergétique. Nous souhaitons disposer d'une méthode de descente d'échelle qui prendra en entrée un scénario na-

tional de prospective et qui permet d'en analyser les déclinaisons locales pour les consommateurs raccordés au réseau de transport. Il existe notamment un enjeu pour la forme des courbes de consommation prospectives : il faut arriver à conserver leurs spécificité tout en étant capable de formuler des hypothèses de projection sur le long terme.

La littérature académique couvre largement la prévision long terme de la consommation. Les revues de littérature donnent un bon aperçu des méthodes possibles (Bourdeau et al., 2019 ; De Gooijer & Hyndman, 2006 ; Grandjean et al., 2012 ; Kuster et al., 2017 ; Mosad Alkhatami, 2015 ; Zhao & Magoulès, 2012). La principale conclusion de ces travaux consiste à dire qu'il n'y a pas une méthodologie supérieure aux autres. Le choix dépend des données disponibles, et de la résolution spatiale et temporelle souhaitée. La plupart des travaux se concentrent sur des prévisions nationales ou régionales. A ces niveaux, les méthodes bottom-up et statistiques sont nombreuses. La modélisation peut exploiter des données de consommation ou faire le lien entre des données socio-économiques et la consommation nationale. Quelques unes prennent en considérations une normalisation météorologiques. Les modèles mathématiques varient entre des séries temporelles, des algorithmes génétiques, des réseaux de neurones, des modèles semi-paramétriques et des régressions multiples. Utiliser ces modèles pour faire de la prospective demande de faire une hypothèse de prolongation de la tendance actuelle et surtout de les adapter à une maille locale ce qui revient à réitérer l'exercice de prospective mais pour chacune des postes sources.

Certains travaux traitent de périmètre géographique plus réduit. (Andersen et al., 2013) utilisent des données de courbes de charges individuelles et agrégées des communes pour reconstituer des courbes de charges d'autres communes. Cette méthode permet de reconstituer assez fidèlement d'autres données de courbes de charges et les auteurs prolongent leur analyse en estimant des consommations long terme via une série d'hypothèses sur la répartition des consommateurs et le taux de croissance de la population. La méthode arrive à bien reconstituer le passé puisque le coefficient de détermination varie de 0.56 (pour une zone rurale) à 0.95 (pour une zone urbaine).

(Gerossier et al., 2017) effectue un travail similaire et reconstitue des profils de consommateurs élémentaires de consommateurs raccordés au réseau basse tension français. L'utilisation de données de transformateurs moyenne-tension/basse-tension alimente leur algorithme d'optimisation qui prend en entrée un nombre de profils et une courbe agrégée et qui ressort les courbes de charges de ces profils les plus adaptées pour reconstituer la courbe agrégée. Ils testent et valident leur méthode en reconstituant la courbe de charges d'autres transformateurs. Ils obtiennent un résultat satisfaisant puisqu'ils obtiennent un coefficient de détermination moyen de l'ordre de 0.80. La littérature présente de nombreuses méthodes d'approximation de la courbe de charge d'un ensemble de consommateurs mais elles demandent toutes des données différentes et ne sont pas nécessairement directement applicables.

2.3 Méthodologie

Cette section décrit la méthodologie permettant de calculer des courbes de charges prospectives à la maille des postes source de RTE. On examine ici la consommation résiduelle en la décomposant en trois briques élémentaires : la consommation hors VE, la consommation du VE et la production locale. Toutes les données prospectives utilisées proviennent des études prospectives long terme de RTE à échéance 2030 et les données de consommation historique proviennent des bases de données RTE.

2.3.1 Descente d'échelle de la consommation hors VE

Les méthodes et données issues de notre revue de littérature ne nous permettent pas de faire directement cette descente d'échelle de la maille nationale vers la maille du poste source RTE. La méthodologie que l'on souhaite appliquer est un peu particulière puisqu'il s'agit de faire le lien entre une prospective nationale déjà réalisée et une maille locale dont on connaît la consommation historique.

Une méthode par profilage pourrait être adaptée, mais nous ne disposons pas de données précises sur les profils de consommation en aval des postes sources. En s'inspirant des méthodes statistiques, une méthode a été développée pour réaliser une descente d'échelle.

A partir des prospectives nationales ou zonales de consommation, elle permet d'obtenir une consommation prospective à la maille du poste RTE qui est à la fois compatible avec les prospectives nationales (la courbe nationale est la somme des courbes des postes) et qui vise à reproduire les spécificités des consommations historiques des postes.

Les données utilisées sont issues d'une étude d'équilibre offre-demande long terme réalisée par RTE (RTE, 2017). Le scénario utilisé est appelé intermédiaire 3 et correspond à une faible décroissance de la consommation d'ici 2035. Cette consommation est calculée pour 11 années climatiques représentatives du climat de 2020.

2.3.1.1 Présentation de la méthodologie de descente d'échelle

La descente d'échelle consiste à répartir la consommation cible (c'est-à-dire la consommation nationale) au prorata de clefs de répartition horaire calculées par poste à partir des données historiques de consommation.

On commence par introduire un calendrier standardisé. Ce calendrier est celui utilisé par Enedis dans le cadre de ses calculs de responsable d'équilibre Enedis, 2017b.

Chaque heure d'une année est repérée par un triplet : semaine, jour et heure. On utilise ces triplets pour caractériser la courbe de charge prospective nationale pour laquelle on effectue la descente d'échelle ainsi que les courbes de charge historiques de chacun des distributeurs typiques. Ensuite, pour chacun des postes et pour chacun des triplets, on utilise les données historiques repérées par un même triplet pour calculer des clefs de répartition horaire. Ce triplet est composé :

- d'un coefficient s identifiant la semaine de l'année et allant de 0 à 52

- d'un coefficient j identifiant le jour de la semaine et allant de 1 à 7 (dimanche)
- d'un coefficient h identifiant l'heure de la journée et allant de 0 à 23

Cette clef est ensuite utilisée pour répartir la consommation nationale historique. Ainsi, la courbe de charge pour un DSO est obtenue pour le calendrier standardisé. La consommation d'un DSO pour un triplet est donnée par la formule suivante :

$$ConsommationGRD_{i,s,h} = \frac{Consommation_{Nat,s,j,h} * Poids_{DSO_{i,s,j,h}}}{\sum_j Poids_{GRD_{j,s,j,h}}}$$

Ici, nous avons utilisé des données historiques datant de 2012 à 2016 pour construire ces pondérations horaires. Ces pondérations sont donc calculés comme la médiane des consommations historiques repérées par un même triplet.

$$Poids_{GRD_{i,W,D,H}} = Mediane(Consommation_Historique_{GRD_{i,w=D,d=D,h=H}})$$

L'utilisation de la médiane a deux avantages. Cela permet d'utiliser plusieurs années d'historiques afin de prendre en compte une partie de l'aléa climatique. En effet, pour des données historiques repérées par le même triplet, une différence de valeur est souvent due à une différence de température. Ensuite, utiliser les médianes permet de traiter le cas des *outliers*. Les valeurs mesurées historiquement peuvent prendre des valeurs extrêmes du fait d'une coupure ou d'un transfert de charge d'un poste vers un autre. Par contre, la médiane présente l'inconvénient de fournir des résultats très lissés sur un poste par rapport à la réalité. Elle n'est donc pas adaptée à tous les types d'études. Par ailleurs, globalement, la méthodologie ne permet pas de restituer d'évolution extrêmes de la consommation à un poste (arrivée/départ d'un gros client, évolution importante de la population).

2.3.1.2 Sélection des postes auxquels on applique cette méthodologie

La méthode présentée ne peut pas être appliquée à des courbes de charge ayant des formes trop différentes de la courbe de charge nationale. L'analyse visuelle des courbes de charge relevées au niveau des postes montrent que les formes des courbes des postes ne sont pas toutes des formes proches de la courbe de consommation nationale. On effectue ici une classification des courbes de charge de façon à exclure celles dont la forme est trop éloignée de la forme initiale. On distingue d'abord deux types de postes sources : les postes sources de RTE desservant de gros industriels et les postes sources desservant des distributeurs d'électricité. Ces postes sont facilement distinguables dans les bases de données auxquelles on a accès. Au sein des postes desservant des distributeurs, il existe également une grande diversité de forme de courbe de charge entre les postes distributeurs. Les courbes de charge de ces postes dépendent du mix de clients résidentiels, tertiaires et industriels qui sont raccordés en aval de ce poste source, sur les réseaux des GRD.

Pour caractériser ces courbes, on calcule deux indicateurs : le premier est un indicateur de thermosensibilité. On calcule le ratio entre la consommation estivale et la consommation hivernale. Le second est un coefficient d'irrégularité notée C_I .

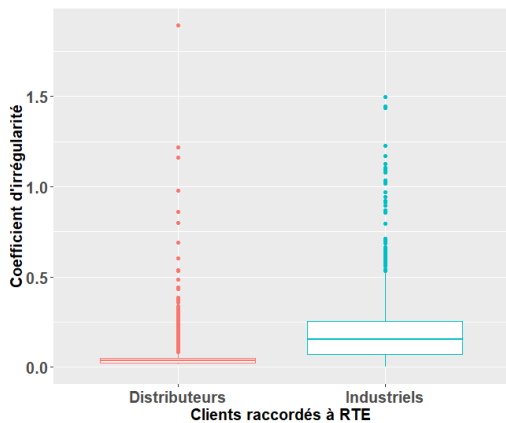


FIGURE 2.2 – Distribution du coefficient d’irrégularité représentée sous la forme de boîtes à moustache

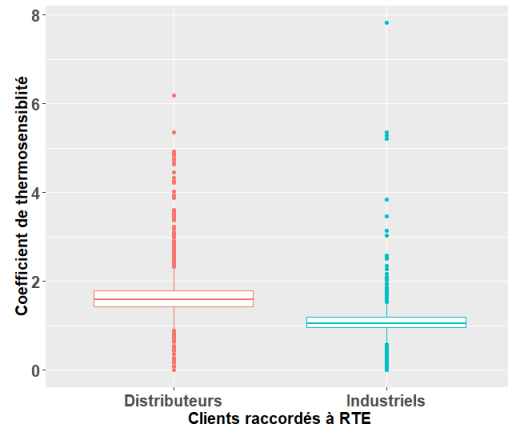


FIGURE 2.3 – Distribution du coefficient de thermostabilité représentée sous la forme de boîtes à moustache

Il mesure l’écart relatif entre la consommation horaire de deux semaines successives

$$C_I = \frac{1}{168} \sum \frac{abs(E_{s,h} - E_{s+1,h})}{moyenne(E_{s,h} - E_{s+1,h})}$$

On calcule ces coefficients pour chacun des postes raccordés à RTE, et on représente leur distribution en distinguant les postes identifiés comme distributeurs et ceux identifiés comme industriels.

Les graphiques 2.2 et 2.3 montrent que les valeurs des coefficients sont distribuées assez différemment selon la nature du client desservi.

Les valeurs du coefficient d’irrégularité sont faibles et resserrées pour les distributeurs, tandis qu’elles sont plus élevées et dispersées pour les industriels. A l’inverse, le coefficient de thermostabilité est plus élevé pour les distributeurs. On utilise le premier quartile du coefficient de thermostabilité et le troisième quartile du coefficient d’asymétrie comme limite de sélection des distributeurs pour lesquels on appliquera la méthode de descente d’échelle².

On distingue donc ces distributeurs typiques des distributeurs atypiques puisqu’ils ne présentant pas les mêmes caractéristiques. Au final, trois grands groupes sont ainsi considérés et représentés dans le tableau ci-dessous.

Type de poste	Part des postes en 2016	Part la consommation en 2016
Distributeurs atypiques	8%	8%
Industriels	14%	30%
Distributeurs typiques	78%	62%

TABLE 2.1 – Répartition des différentes catégories

Nous allons parcourir ces catégories par ordre d’importance.

2. Plusieurs valeurs de coefficients ont été testées. Le choix de ces valeurs a été itératif : on a essayé de reproduire des années historiques avec la méthodes et on a adapté la valeur des coefficients pour exclure les postes dont on n’arrivait pas à simuler la courbe de charge.

2.3.1.3 Distributeurs atypiques

La première catégorie de postes regroupe les postes sources identifiés comme distributeurs, mais qui ne présentent pas les caractéristiques typiques d'un distributeur : une thermosensibilité marquée et une certaine régularité. Ces distributeurs atypiques représentent une part faible de la consommation et du nombre de clients en 2016. C'est une catégorie de postes ayant des profils de consommation très hétérogènes : ils correspondent à des stations de ski, des centres balnéaires ou à des distributeurs avec de nombreuses industries raccordées au réseau de distributions. Leur consommation est assez stable d'une année sur l'autre. Pour cette catégorie, on considère que la courbe de charge prospective locale est la dernière année d'historique disponible.

2.3.1.4 Industriels

La deuxième catégorie de clients regroupe les postes alimentant directement des clients industriels. On utilise pour cela le code d'activité qui est issu d'une nomenclature française permettant de catégoriser le secteur d'activité des entreprises. Ils représentent une faible part du nombre de postes, mais une part non négligeable de la consommation en 2016.

Dans le bilan prévisionnel de RTE, la prospective nationale de la consommation électrique industrielle repose sur une approche sectorielle liant consommation électrique et dynamique économique (RTE, 2017). Il est impossible de réaliser le même exercice localement, à la maille des postes. Ainsi, la méthodologie retenue consiste à appliquer le taux d'évolution de la consommation industrielle nationale aux volumes consommés par les clients industriels de RTE. Ce taux de croissance est appliqué à la dernière année de consommation historique du poste (on considère que c'est cette année qui est la plus représentative de l'activité de l'usine étudiée).

2.3.1.5 Distributeurs typiques

La dernière catégorie est la catégorie des distributeurs typiques. Ce sont ceux pour lesquels nous allons appliquer la méthode présentée précédemment.

La méthode a été testée avec ce mode de calcul de ces pondérations horaires. On a estimé les courbes de charge de 2017 et 2018 en utilisant les données de 2012 à 2016. Les R^2 moyens sont de 0.86 pour 2017 et 0.84 pour 2018. Ces résultats sont proches des exercices similaires réalisés dans la littérature comme dans (Andersen et al., 2014 ; Gerossier et al., 2017). On utilise cette méthode pour calculer la charge des consommateurs de RTE pour 11 années simulées pour le climat de 2017.

Type de poste	Méthode
Distributeurs atypiques	Dernière année d'historique
Industriels	Homothétie de la dernière année d'historique
Distributeurs typiques	Méthode décrite dans 2.3.1.1

TABLE 2.2 – Méthode de projection utilisée par catégorie

Cette méthodologie a été construite de manière empirique grâce à une méthode "*essai-erreur*". Il a fallu l'adapter au fur et à mesure jusqu'à obtenir un résultat satisfaisant (au sens d'arriver à reproduire les formes des courbes passées sans trop exclure de postes). Le choix de la pondération et le critère d'exclusion des distributeurs atypiques ont ainsi fait l'objet de nombreux cycles.

2.3.2 Descente d'échelle de la consommation du VE

L'objectif est d'obtenir ici des courbes de charges par poste du véhicule électrique. Le développement du véhicule électrique est un phénomène récent qui porte son lot d'incertitudes. Il faut donc émettre des hypothèses concernant le nombre, l'emplacement et le profil de recharge des véhicules électriques.

La première incertitude concerne le nombre de véhicules en circulation. La dynamique de développement, bien qu'impulsée par les pouvoirs publics, est encore assez peu connue. La PPE de fin 2019 anticipe un développement exponentiel du véhicule électrique avec une cible aux alentours de 16 millions de véhicules en 2035, soit environ 1 million de véhicules électriques immatriculés par an contre environ 160 000 en 2021. Si bien qu'aux horizons de projection, il existe des incertitudes sur le nombre de véhicules en circulation.

La deuxième incertitude porte sur la répartition géographique de ce développement. Les données à disposition sont rares et correspondent à des *early adopters* qui ne sont pas forcément représentatifs de la population française. Les pouvoirs publics auront ici aussi un rôle important à jouer dans le déploiement de ces véhicules. La méthodologie consiste à répartir les profils de recharge nationaux à la maille des postes sources en utilisant des clés de répartition fondées sur des données socio-économiques locales. Comme ce développement est assez récent, il existe peu de données observées permettant de construire une clé de répartition. La clef utilisée a pour but de reproduire la répartition actuelle des véhicules thermiques. Elle correspond à un scénario de remplacement homogène du parc. Le besoin de mobilité est inchangé et seul le mode de transport évolue vers l'électrique. Dans le cas de cette clef, les véhicules électriques sont répartis linéairement en fonction du nombre de ménages motorisés par commune. Les données de l'INSEE utilisées proviennent de l'enquête logement 2015. Le choix d'une clef de répartition dépend du phénomène que l'on veut observer. Ainsi une clef concentrant les véhicules électriques permettra d'illustrer les potentiels effets locaux de la recharge sur les postes urbains. Une clef modélisant un développement plus homogène sera pertinente pour avoir une vision moyenne des effets sur les postes.

Enfin, les profils de recharge seront probablement très différents des données dont nous disposons aujourd'hui. Il existe de nombreuses incertitudes sur les comportements que vont adopter les utilisateurs vis-à-vis de ce nouvel usage. Deux profils de recharge seront étudiés : un profil dit naturel et un profil dit tarifaire. Ces profils sont issus de l'étude électromobilité de RTE (RTE, 2019). Dans le premier cas, le véhicule se recharge tous les soirs quand il est raccordé à son domicile. Dans le second cas, la recharge suit un signal type heures-creuses et déplace une partie de sa recharge la nuit et en journée.

2.3.3 Descente d'échelle de la production locale

Afin d'effectuer la descente d'échelle de la production, plusieurs hypothèses et suppositions doivent être faites. La localisation et le choix de développement des capacités auront de forts impacts sur les sorties de notre étude. L'incertitude est d'autant plus grande que ces deux éléments dépendent très fortement des choix de politiques énergétiques.

Une première étape consiste à catégoriser les capacités qui seront installées.

Dans cette étude, on ne considère que l'énergie éolienne terrestre, les panneaux solaires toitures et les panneaux solaires au sol³. Ces productions représentent la plupart des nouvelles installations de production d'électricité renouvelable en France. On considère que ce sont elles qui vont provoquer le plus de changement sur les courbes de charge résiduelles.

L'énergie solaire peut être produite sous la forme de panneaux toitures ou de panneaux au sol. La répartition entre panneaux au sol et panneaux sur toiture dépend des mécanismes de soutien et des objectifs de politique publique. Le ratio entre ces capacités est caractérisé par un paramètre T . Il peut prendre toutes les valeurs entre 0 et 1. Une valeur de 0 signifiant que toutes les nouvelles capacités solaire sont des centrales au sol.

Pour les centrales solaires au sol et l'éolien onshore, on effectue une allocation géographique en utilisant des données issues du document de planification des réseaux de RTE (RTE, 2016). La méthodologie simule le développement de la dynamique locale des énergies tout en prenant en compte les contraintes de réseaux locales. Trois clefs de répartition sont utilisées. La première répartit les capacités nationales à la maille régionale. Elle est un prorata de la vision de plusieurs producteurs d'énergie renouvelable sur le potentiel régional. Ensuite, la dynamique d'installation des années passées est utilisée pour passer de la maille régionale à la maille départementale. Enfin, une dernière clef alloue les capacités départementales entre les postes d'un même département. Les moyens de production éoliennes onshore et les parcs solaires sont distribués au prorata des capacités laissées disponibles au titre des capacités des S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseaux des Énergies Renouvelables).

Les panneaux solaires sur toitures sont partagés entre trois catégories : les toitures commerciales, les toitures résidentielles collectives et les toitures résidentielles individuelles. Cette distinction est importante puisqu'elle va affecter la répartition géographique de ces panneaux. On fait ici l'hypothèse que les panneaux toitures sur les bâtiments commerciaux se développeront via les enchères réalisées par le gouvernement (MTES, 2020). Les panneaux toitures résidentiels sont répartis à égalité entre les toitures collectives et individuelles. Ces dernières sont plus nombreuses aujourd'hui mais les gouvernements français et européens essayent de développer les toitures collectives, notamment par des installations d'autoconsommation collective (European Commission, 2019).

Une fois les capacités par type de toiture affectée, nous devons les répartir géo-

3. Ce sont ces énergies qui ont le mode de développement le plus réparti géographiquement avec autant d'ampleur. Les autres formes d'énergies renouvelables se développeront plus faiblement en comparaison.

graphiquement. Pour cela, une série d'hypothèses permettent de faire le lien entre la localisation des panneaux solaires et des paramètres socio-économiques⁴. Les données publiées par l'INSEE ont été utilisées pour réaliser cette répartition. Les capacités sur toitures commerciales ont été réparties entre les postes selon le nombre d'employés qui travaillent dans les villes proches. Les panneaux collectifs ont été répartis selon le nombre d'appartements tandis que les panneaux individuels ont été répartis selon le nombre de maison individuelle.

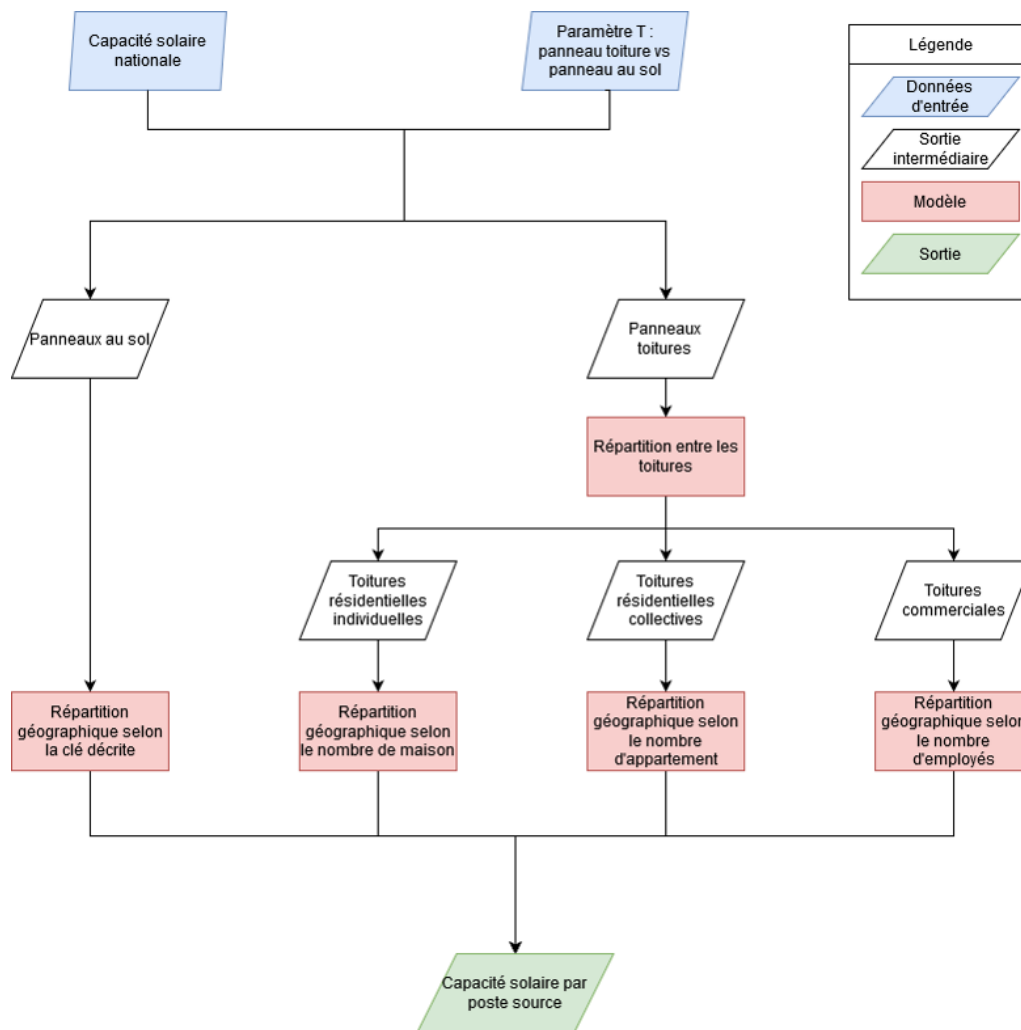


FIGURE 2.4 – Schéma résumant la méthode de répartition des capacités solaires

A l'issue de ces étapes, on obtient une capacité d'énergie renouvelable par poste. On utilise enfin des facteurs de charge par zone climatique pour calculer une courbe de production locale. Les facteurs de charge des installations toitures sont pénalisés par une homothétie de 20 % par rapport aux installations au sol pour symboliser le

4. On considère que ces facteurs socio-économiques permettent de mieux expliquer cette répartition des panneaux solaires que des facteurs d'ensoleillement. Il s'agit d'une volonté sociale plutôt que d'une vision économique. En revanche, il y a bien une prise en compte de l'ensoleillement dans la répartition des capacités au sol puisque la vision des producteurs intègre bien une idée de potentiel économique, qui est lié aux conditions d'ensoleillement

fait qu'une toiture n'est pas nécessairement orientée ni inclinée de la façon la plus optimale pour la production d'énergie solaire.

2.3.4 Présentation du cas d'étude

On fixe un scénario de référence à l'horizon 2030 qui va nous servir à analyser et extraire la plupart des messages de notre étude.

Paramètres et variables	Valeur				
Énergie annuelle	441 TWh				
Pic moyen annuel	85 GW				
Nombre de postes distributeurs étudié	2000				
Nombre de véhicule électrique	5.8 Millions				
Répartition des modes de recharge	Naturelle			Tarifaire	
	40%			60%	
Clef de répartition des véhicules électriques	Substitution des véhicules thermiques				
Capacité solaires en 2030	BAU			PPE	
	18.5 GW			47 GW	
Paramètre T	Très centralisé	Centralisé	Mixte	Décentralisé	Très décentralisé
	0%	25%	50%	75%	100%
Capacité éoliennes en 2030	BAU			PPE	
	26.7 GW			36.4 GW	

TABLE 2.3 – Cadre de référence de l'étude de cas

Les paramètres et variables importants sont présentés dans le tableau 2.3. Sauf indication, les résultats sont présentés pour les capacités de la PPE avec le paramètre T qui prend la valeur 50%. Le parc est composé de 5.8 millions de véhicules électriques dont 60% sont rechargés selon un signal en heure creuse. Ces véhicules remplacent en proportion les véhicules actuels. Enfin, les capacités renouvelables en solaire et éoliennes sont celles de la PPE de 2019.

On réalisera également des études de sensibilité sur plusieurs paramètres : les capacités installées solaires et éoliennes et la répartition entre panneaux au sol et panneaux toitures. Ce sont les deux modes de développement les plus probables de l'énergie photovoltaïque mais ils ne se produiront pas aux mêmes endroits du territoire et ne sont pas développés selon les mêmes volontés sociales.

2.3.5 Variables et modèles analysés

Pour quantifier les impacts des EnR à la maille nationale, les indicateurs présentés en introduction seront agrégés à la maille nationale. Nous représenterons donc :

- **La somme de l'énergie soutirée** : il s'agit de l'énergie prélevée par les clients de RTE. Elle renseigne sur le besoin en énergie fournie par RTE et sur les recettes de RTE, qui dépendent en grande partie de cette valeur.
- **La somme des puissances souscrites** : il s'agit de la somme des maximums des courbes de charges locales en soutirage. C'est une mesure du dimensionnement du réseau et donc des coûts.

- **La somme de l'énergie injectée** : les postes qui produisent de l'énergie vont être amenés à injecter de l'énergie sur le réseau de transport si la production est plus élevée que la consommation.
- **La somme des puissances injectées** : il s'agit de la somme des maximums des courbes de charges en injection. C'est aussi une mesure du dimensionnement qui montre que les besoins en puissances vont évoluer avec le nouveau rôle des postes.

Dans le cas où les injections deviennent trop importantes, le système électrique doit s'adapter à la production excédentaire. Ici, nous allons étudier deux cas extrêmes : le cas où l'on renforce le réseau pour permettre à toute la production excédentaire d'être injectée et le cas où l'on ne fait aucune adaptation et que l'on écrête l'ensemble de cette énergie pour cause poste. Cela se traduit par deux indicateurs supplémentaires :

- **La somme des puissances dimensionnantes** : il s'agit de la somme des maximums en absolu des courbes de charge locales, c'est-à-dire du maximum entre la pointe d'injection (en l'absence d'écrêtement) et la puissance souscrite.
- **La somme de l'énergie écrêtée pour cause poste** : il s'agit du cas dans lequel on écrête la production dès que la puissance instantanée d'injection dépasse la puissance maximale de soutirage. Elle sera appelée énergie écrêtée dans la suite du rapport.

2.3.5.1 Modèle de coût utilisé

En plus de ces indicateurs physiques, nous avons utilisé un modèle de coût de renforcement qui traduit économiquement une partie de ces résultats. On a comparé la différence de renforcement de ces coûts entre la puissance dimensionnante de la courbe de consommation locale, et la puissance dimensionnante de la courbe de charge résiduelle. La différence entre ces puissances donne un effet sur les renforcements imputables au ENR. Ce delta est ensuite transformé en valeur économique.

On calcule ce coût en utilisant les travaux de la CRE (CRE, 2021b). Un modèle de coût économétrique permet de déterminer le coût de la puissance d'une *poche de réseau*. On fait l'hypothèse que l'on peut utiliser cette relation linéaire à la maille des postes. Le coefficient dépend du niveau de tension auquel est connecté le poste considéré. Les coefficients sont présentés dans la table 2.4.

Niveau de tension	Coefficient
HTB 2	11.6 k€/MW
HTB 1	19 k€/MW

TABLE 2.4 – Coefficients du modèle de coûts

L'utilisation de cette valeur pour estimer les coûts de renforcement donne des coûts très approximatifs. Notamment, ne considérer que la pointe des postes est très incomplet puisqu'il faudrait aussi considérer les impacts sur les lignes et la topologie. Le modèle permet avant tout de se donner une première idée de la direction

dans laquelle vont évoluer les coûts, et surtout, il sera utilisé dans le modèle pour comparer plusieurs scénarios entre eux. Enfin, ces résultats seront comparés aux évolutions tarifaires provoquées par les ENR en utilisant les structures tarifaires issues de TURPE 5.

2.3.5.2 Une analyse selon la grille communale de densité

Les résultats seront analysés selon le prisme de la densité de population. La différence entre les communes urbaines et rurales est une distinction importante dans le système électrique. Pour disposer de ce prisme d'analyse local, on utilise la grille communale de densité. Cette grille fournie par l'INSEE permet de comparer des communes ayant des superficies très variables. Elle a l'avantage de bien rendre compte des zones peu densément peuplées et de proposer une méthode d'agrégation à des niveaux supra communaux. On a ainsi caractérisé les postes de RTE selon les communes desservies par les réseaux de distribution en amont ⁵.

Modalité	Très peu dense	Peu Dense	Intermédiaire / Dense	Très Dense
Répartition des postes distributeur	5%	50%	40%	5%

TABLE 2.5 – Modalité des postes RTE selon la grille communale de densité de l'INSEE

Les postes distributeurs sont ainsi répartis selon les modalités de la grille communale de densité ⁶.

2.4 Résultats

La méthodologie de descente d'échelle est appliquée à l'horizon 2030. Une première sous-section analyse les conséquences de ce développement agrégées à la maille nationale (2.4.1). Une deuxième sous-section regarde les conséquences poste par poste et met en avant les différences urbain-rural (2.4.2). Enfin, les conséquences pour la tarification du réseau de transport sont étudiées (2.4.3).

2.4.1 Résultats à la maille nationale

2.4.1.1 Impacts de la production solaire sur les variables analysées

Désormais, on souhaite étudier l'impact de la production solaire sur les variables d'intérêt. La production solaire a une forme de créneau centré sur les heures mé-

5. Pour faire ce lien, on utilise une table de correspondance construite par RTE. Elle est construite sur la base d'un indicateur de distance entre le poste et la commune

6. Dans le reste du manuscrit, nous utilisons parfois la dénomination dense à la place d'intermédiaire. L'idée étant de bien faire ressortir la distinction entre les catégories les plus urbaines des plus rurales.

ridiennes. Cette forme ne semble a priori pas très adaptée à la forme de la courbe de demande en électricité agrégée. On s’attend ainsi à une forte déformation des courbes de charges résiduelles locales. Cette déformation aura des conséquences en termes de dimensionnement et de tarif.

Dans un premier temps, on veut notamment identifier l’influence de deux paramètres fondamentaux sur les variables d’intérêts. Le premier paramètre est très classique puisqu’il s’agit de la puissance des centrales installées. Le second paramètre est le ratio entre les capacités au sol et les capacités toitures. Il permet de former 5 scénarios de décentralisation explicités dans le tableau 2.6.

Nom du scénario	Capacité installée au sol	Capacité installée sur toiture
Très centralisé	100%	T = 0%
Centralisé	75%	T = 25%
Mixte	50%	T = 50%
Décentralisé	25%	T = 75%
Très décentralisé	0%	T = 100%

TABLE 2.6 – Scénario de répartition des capacités

On présente les résultats par pairs de variable d’intérêts. Le but étant de mettre en regard les évolution d’une de ces variables par rapport à l’autre. On calcule ici les volumes d’énergie soutirée et injectée pour chacun des postes sources selon plusieurs capacités installées et plusieurs scénarios de décentralisation. Ces résultats sont synthétisés dans le graphique 2.5 qui représente l’évolution des volumes de soutirage et d’injection à la maille nationale selon la capacité PV installée et le scénario de décentralisation.

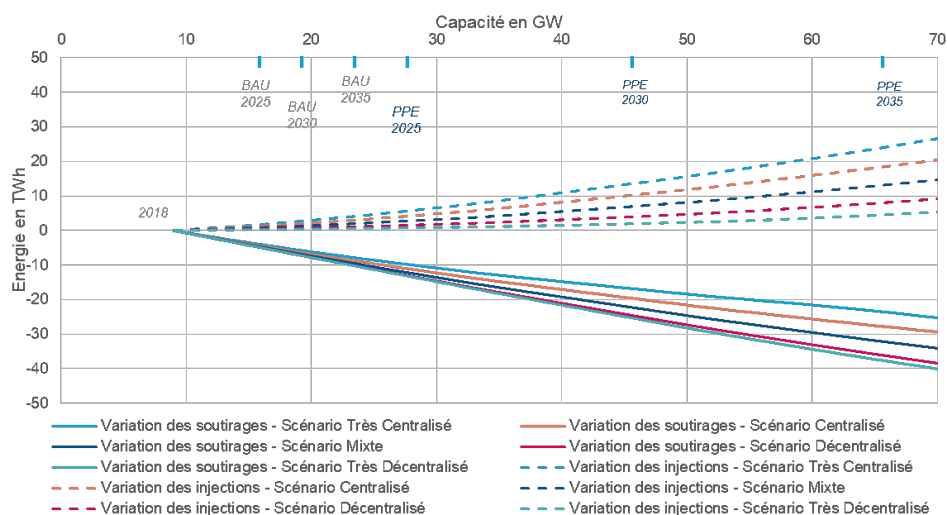


FIGURE 2.5 – Variation de l’énergie soutirée et injectée en fonction des capacités solaires et du scénario de répartition. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent les évolutions des variables nommées.

Il montre que dans tous les scénarios, l’énergie soutirée est décroissante avec les capacités installées. Dans le scénario mixte (T=50%), une augmentation de 15 GW

induit une réduction d'environ 10 TWh de l'énergie soutirée pour une augmentation des injections d'environ 3 TWh.

L'énergie soutirée semble diminuer même pour des capacités de l'ordre de la PPE de 2035. Il n'y a pas de saturation de la réduction des soutirages due à l'énergie solaire. En effet, bien que la production solaire soit concentrée sur quelques heures de la journée et vienne se soustraire aux consommations méridiennes, les consommateurs connectés aux postes sources RTE peuvent encore autoconsommer l'énergie solaire produite en aval du poste. De plus, il faut noter que cette réduction sera sûrement plus conséquente en pratique puisque nous n'avons considéré qu'une flexibilité assez limitée des consommateurs. Dans un scénario où les consommateurs disposants de PV toitures adaptent leurs consommations à la production, la réduction de l'énergie soutirée devrait être encore plus importante.

Enfin, le choix du paramètre T aura un effet croissant avec les capacités. Cela s'explique par la proximité entre la production et la consommation : plus les panneaux sont situés en toiture, plus ils sont proches de la consommation et entraînent donc une plus grande réduction de l'énergie soutirée. A titre de comparaison en 2030, augmenter le paramètre T de 10% diminuera trois fois plus les soutirages dans pour les capacités PPE (47 GW) que pour les capacités BAU (18.5 GW).

On calcule ensuite les effets du PV sur les pointes de la courbe de charge résiduelle. Le graphique 2.6 représente l'évolution des puissances souscrites à l'injection et en soutirage à la maille nationale selon la capacité PV installée et le scénario de décentralisation.

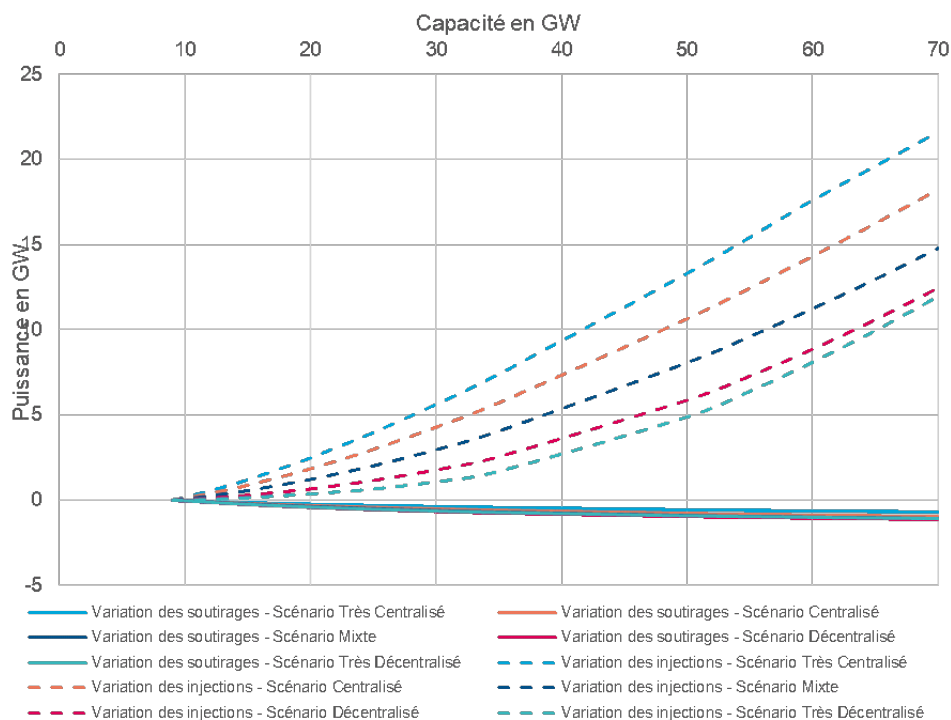


FIGURE 2.6 – Variation des puissances souscrites et injectées en fonction des capacités PV installées et du niveau de décentralisation. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent la variation de la variable nommée par rapport aux capacités installées en 2018.

Un premier enseignement est que le PV ne permet pas une réduction significative de la somme des pointes locales des courbes de charge. Ainsi, dans le scénario mixte ($T=50\%$), 15 GW de PV en plus ne permet de réduire la somme des pointes locales que de 0.3 GW.

Le contraste est marqué avec l'augmentation des pointes d'injection locale. Pour le scénario mixte ($T=50\%$), une augmentation de 15 GW de PV représente jusqu'à 7 GW de puissance injectée. Le choix du paramètre T a encore une fois une forte incidence sur les résultats.

Dans l'ensemble, on s'attend à ce que le besoin de dimensionnement augmente avec le PV. On regarde à cet effet les variations de puissance dimensionnante et d'énergie écrêtée. Ces variations, présentées dans les graphiques 2.7 et 2.8, montrent respectivement l'évolution de la puissance dimensionnante et de l'énergie écrêtée selon la capacité PV installée et le scénario de décentralisation.

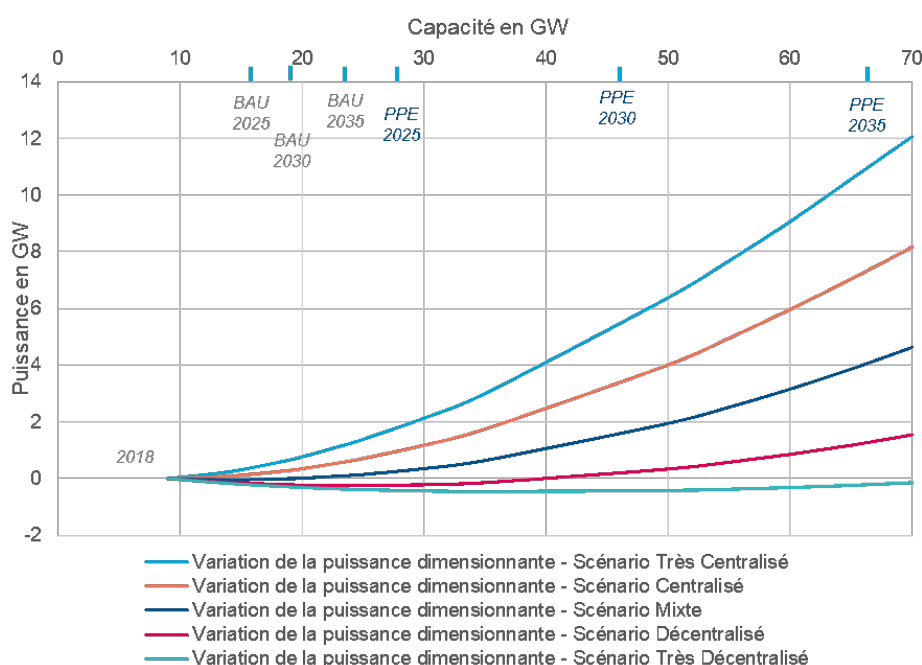


FIGURE 2.7 – Variation de la puissance dimensionnante en fonction des capacités PV installées et du niveau de décentralisation. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent la variation de la variable nommée par rapport aux capacités installées en 2018.

L'impact est très conséquent dans le cas du scénario mixte ($T=50\%$) puisque le graphique 2.7 montre que 15 GW de PV peuvent engendrer jusqu'à 5 GW de puissance dimensionnante supplémentaire. Les conséquences en termes de dimensionnement sont conséquentes sans adoption d'autres leviers de flexibilité.

Cet impact conséquent peut se traduire autrement si l'on regarde l'énergie écrêtée en l'absence de renforcement qui est représentée dans le graphique 2.8. Dans le cas du scénario mixte ($T=50\%$), 15 GW de PV peuvent engendrer jusqu'à 5 TWh d'énergie écrêtée, ce qui correspond à la moitié de l'énergie injectée sur le réseau. Ces deux graphiques montrent qu'une forte adaptation à la transition énergétique du réseau de transport est nécessaire.

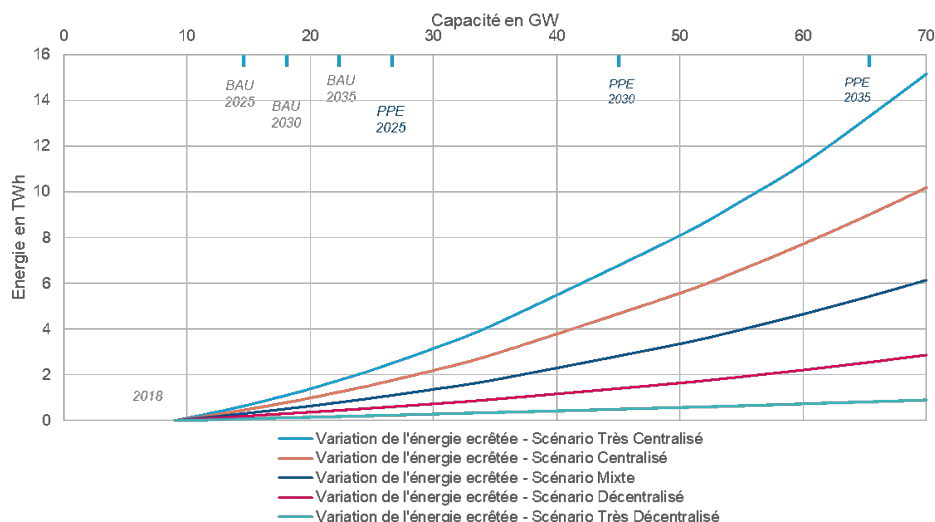


FIGURE 2.8 – Variation de l'énergie écrêtée en fonction des capacités PV installées et du niveau de décentralisation. Lecture : pour une capacité en GW cible, les courbes donnent la variation de la variable nommée par rapport aux capacités installées en 2018.

Les effets sont également très dépendants de la valeur du paramètre T. En effet, dans le cas très décentralisé, il y a même une légère réduction de la puissance dimensionnante qui correspond à une légère baisse des puissances souscrites sans augmentation importante des injections.

En conclusion, on a montré que les capacités PV auront des conséquences importantes pour le TURPE (avec une baisse de l'énergie soutirée) et le dimensionnement (avec une augmentation de la puissance injectée sans diminution de la puissance soutirée) du réseau de transport.

Les incertitudes tant en termes de volume que d'emplacement sont également importantes puisqu'elles déterminent l'ampleur des variations. En revanche, il semble que dans la quasi totalité des scénarios, l'énergie soutirée diminue et que la puissance injectée augmente. Cela encourage à avoir une vision d'ensemble de la transition énergétique.

Enfin, les simulations ne permettent pas de conclure quant à l'intérêt technico-économique d'une décentralisation. En effet, une telle analyse demande une vision de l'ensemble du système électrique, notamment les coûts d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau de distribution et le coût de production, lui aussi impacté le mode de développement du PV, le coût par kilowatt crête des capacités toitures étant plus important et la production est plus difficile à écrêter. Enfin, le mode de diffusion du PV dépend également des volontés sociales. Elle illustre une vision du système électrique et est une déclinaison d'objectifs de politique énergétique.

2.4.1.2 Impacts de la production éolienne sur les variables analysées

On s'intéresse désormais à la production éolienne onshore et à son incidence sur les variables d'intérêts. Cette fois-ci, on ne fait varier que le volume de capacité installé. Les capacités varient entre 16 GW et 50 GW ce qui correspond à la capacité

de 2020 et la capacité cible de la PPE en 2035.

On commence ici aussi par étudier l'influence de la production éolienne sur les énergies soutirées et injectées. Bien que l'éolien ait un facteur de charge plus élevé que le solaire, les capacités éoliennes et solaires ont des effets très similaires sur l'énergie soutirée. 1 GW d'éolien supplémentaire a le même effet sur les soutirages que 1 GW de PV en répartition mixte ($T=50\%$). Si l'on compare en terme d'énergie produite, on n'observe pas de saturation ce qui signifie que l'énergie soutirée continuera de décroître pour des capacités au delà des objectifs de la PPE de 2035.

En revanche, l'éolien augmente plus fortement le volume d'injection que le solaire. En effet, 15 GW de capacités éoliennes supplémentaires correspondent à environ 17 TWh d'énergie injectée supplémentaire (contre 3 TWh pour le solaire). Cela est assez logique puisque les facteurs de charge de l'éolien sont plus élevés que celui du solaire, et que les capacités éoliennes sont installées dans des endroits plus éloignées de la consommation.

Les effets sur les variables d'intérêt en puissance sont assez différents de ceux du PV. Les effets de l'éolien sur la puissance injectée sont bien plus important que pour le solaire. 15 GW d'éolien provoquent une augmentation de 10 GW de puissance injectée et presque autant sur la puissance dimensionnante.

Enfin, 15 GW d'éolien en plus correspondent à environ 6 TWh d'énergie écrêtée⁷ : 1 GW d'éolien a plus d'effet sur les injections que le PV, même dans un cas très centralisé. Cependant, si l'on raisonne en énergie produite, le bilan est inversé : sans renforcement, un tiers de l'énergie éolienne serait écrêtée alors que cela représente la moitié pour le PV.

Ainsi, l'énergie éolienne a un très fort impact sur le dimensionnement. Cela vient du fait que les capacités sont placées dans des lieux avec peu de consommation et sont plus concentrées que l'énergie solaire.

La logique du développement de l'énergie éolienne est dense par grappe : il existe de nombreux champs essayant de capter un gisement connecté à des endroits du réseau de distribution. Les puissances de ces champs sont de taille bien plus faible que les centrales classiques raccordées sur le réseau de transport. Son impact sur les variables d'intérêt se voit sur la puissance dimensionnante et l'énergie soutirée et l'énergie injectée.

2.4.1.3 Conclusions sur les impacts à la maille nationale

Nous avons étudié les conséquences de la diffusion de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne sur plusieurs variables d'intérêt. Les capacités éoliennes et solaires impactent principalement trois variables tarifaires : l'énergie soutirée, l'énergie injectée et la puissance dimensionnante. Cela signifie qu'à structure tarifaire inchangée, on s'attend à une forte baisse des revenus et à une augmentation des coûts. Ces effets seront hétérogènes et dépendent de l'implantation géographique des renouvelables. Les effets des deux moyens de production semblent similaires à la maille nationale sur ces trois variables, quoiqu'avec des différences d'ampleur. Ils réduisent l'énergie

7. Une autre comparaison intéressante peut être de voir les différences du coût économique de cet *écrêtement*. L'*écrêtement* de l'énergie solaire se fait sur les heures méridiennes en été, tandis qu'il survient tout au long de l'année pour l'éolien.

soutirée, ne permettent pas de réduire la puissance maximale souscrite et engendrent de forts besoins de renforcement à la maille des postes. Ces impacts nationaux des énergies renouvelables doivent être analysés localement, la répartition étant très hétérogène entre les postes.

2.4.2 Résultats à la maille locale

La section précédente interprétait les résultats à la maille nationale pour comprendre comment les paramètres identifiés influençaient les variables d'intérêts et donc la construction tarifaire dans son ensemble.

On complète cette vision par une analyse des effets locaux pour comprendre comment ces évolutions affectent les différents postes. La localisation géographique des énergies renouvelables laisse supposer que les conséquences sur la forme des profils des courbes de charge ne seront pas identiques sur le territoire. Le prisme d'analyse utilisé est la grille communale de densité qui est décrite dans la section méthodologie (2.3.5.2). Contrairement à la partie précédente où nous avons analysé toutes les variables tarifaires, nous concentrons l'analyse sur la puissance dimensionnante.

Pour rappel, cette variable nous sert à caractériser le besoin de renforcement des postes. On s'attend à ce que les énergies renouvelables aient deux effets opposés sur cette variable : elles peuvent avoir un effet à la baisse si elles produisent au bon moment⁸ ou un effet à la hausse si la pointe d'injection est plus importante que la pointe de soutirage. On a vu que nationalement, le second effet semblait plus fort que le premier, mais cela ne nous dit pas comment se répartit cet effet à la maille des postes.

On calcule ainsi l'effet que peuvent avoir les énergies renouvelables poste par poste. Pour chacun des postes, on soustrait donc la pointe de la courbe de consommation locale (la puissance dimensionnante pour une situation sans EnR) à la pointe absolue de la courbe de charge résiduelle (la puissance dimensionnante pour une situation avec EnR). Si cette valeur est négative, cela veut dire que les EnR aident à réduire le besoin de renforcement. Elle l'augmente si cette différence est positive. Ces différences ont été calculées pour les scénarios BAU et PPE à l'horizon 2030 et pour trois valeurs du paramètre T. La table 2.7 donne les valeurs de ces différences pour plusieurs quantiles.

On voit que les impacts sur la puissance dimensionnante sont très hétérogènes. Pour les différentes combinaisons de capacités et de paramètre T représentées, la puissance dimensionnante diminue légèrement pour la quasi-totalité des postes. Les énergies éoliennes et solaires permettent donc une légère réduction de puissance souscrite pour les courbes de charge résiduelles comparées à la consommation.

Cependant, pour quelques postes, cette valeur augmente fortement : plus de 5% des postes pour les capacités BAU et plus de 10% des postes pour les capacités PPE voient leur puissance dimensionnante augmenter de plus de 10 MW, à comparer à la puissance souscrite moyenne de 36 MW

8. Il faut que la production soit concomitante avec la pointe de la consommation pour avoir un effet baissier. L'effet n'est pas proportionnelle avec la capacité installée puisqu'à un moment donnée, la pointe absolue se "déplace" : elle occure à un autre moment de l'année et il faut répéter la logique

Valeur de T	2030 - BAU			2030 - PPE		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%
Max	315.25	314.78	314.52	335.84	335.83	335.80
quantile 0.95	21.47	20.43	19.70	48.62	40.16	35.59
quantile 0.90	4.01	2.76	2.32	21.33	17.37	13.47
quantile 0.80	-0.01	-0.02	-0.03	0.28	0.00	0.00
quantile 0.75	-0.06	-0.11	-0.13	0.00	-0.04	-0.09
Médiane	-0.48	-0.57	-0.63	-0.65	-0.79	-0.88
quantile 0.25	-1.28	-1.35	-1.42	-1.58	-1.81	-1.97
quantile 0.20	-1.56	-1.62	-1.65	-1.91	-2.16	-2.30
quantile 0.10	-2.44	-2.48	-2.54	-2.87	-3.15	-3.32
quantile 0.05	-3.50	-3.48	-3.46	-4.01	-4.25	-4.39
Min	-23.48	-22.97	-22.75	-17.04	-17.00	-16.97

TABLE 2.7 – Effet sur la puissance dimensionnante des énergies renouvelables en MW

En résumé, les énergies renouvelables diminuent faiblement la puissance dimensionnante pour une majorités des postes et augmentent fortement cette puissance pour un petit nombre de postes. Cette augmentation prend le pas sur la diminution à l'échelle nationale.

Le paramètre T n'a qu'un léger impact sur les capacités PPE et un impact encore plus léger sur les capacités tendanciennes. Quand il augmente, la différence tendance à diminuer. Cela s'explique parce que ce paramètre joue sur la proximité entre les moyens de production et les moyens de consommation : plus il est élevé, plus une part importante des capacités solaires sont placées dans des villes.

Comme anticipé, la densité de population semble donc une variable explicative importante. Pour le confirmer, on calcule la moyenne des renforcements (la moyenne des valeurs des coefficients qui sont supérieurs à 0) par type de postes différenciés par les modalités de la grille communale de densité. Les résultats sont affichés dans le tableau 2.8.

	Ensemble	Très peu dense	Peu dense	Dense	Très Dense
Moyenne du renforcement (MW)	28	26	31	19	18
Moyenne des puissances souscrites (MW)	36	9	25	40	66

TABLE 2.8 – Moyenne du renforcement par types de postes - Dans le cas des capacités de la PPE en 2030 et T=50%

Ces besoins de renforcements sont très dépendants de la densité de population

des communes en aval des postes sources. On voit que ce sont avant tout les postes les plus ruraux qui sont impactés par une hausse de la puissance dimensionnante et que ce besoin sera important : en moyenne, les pointes d'injection seront supérieures de 28 MW par rapport à 36 MW de puissance souscrite. Comme le laissent supposer les localisations des capacités, ils seront plus importants sur les postes desservant des zones peu densément peuplées.

Pour les deux types de postes desservant les zones les moins densément peuplées, les renforcements sont en moyenne plus importants que leur puissance souscrite. Notamment, plus de la moitié des postes très peu denses et plus de 15% des postes peu denses devront être renforcés de plus de 100 MW. Le terme renforcement n'est donc pas vraiment adapté puisqu'une telle puissance nécessite la création de nouveaux ouvrages et/ou un fort taux d'écrêtement. Il s'agit donc plutôt d'une adaptation profonde du réseau à la transition énergétique.

Les effets très importants dans les zones rurales, puisque les postes les plus ruraux sont ceux pour lesquels on installe la plus grande capacité de production par rapport à la pointe de consommation ; comme on peut le voir dans les graphiques 2.9 et 2.10.

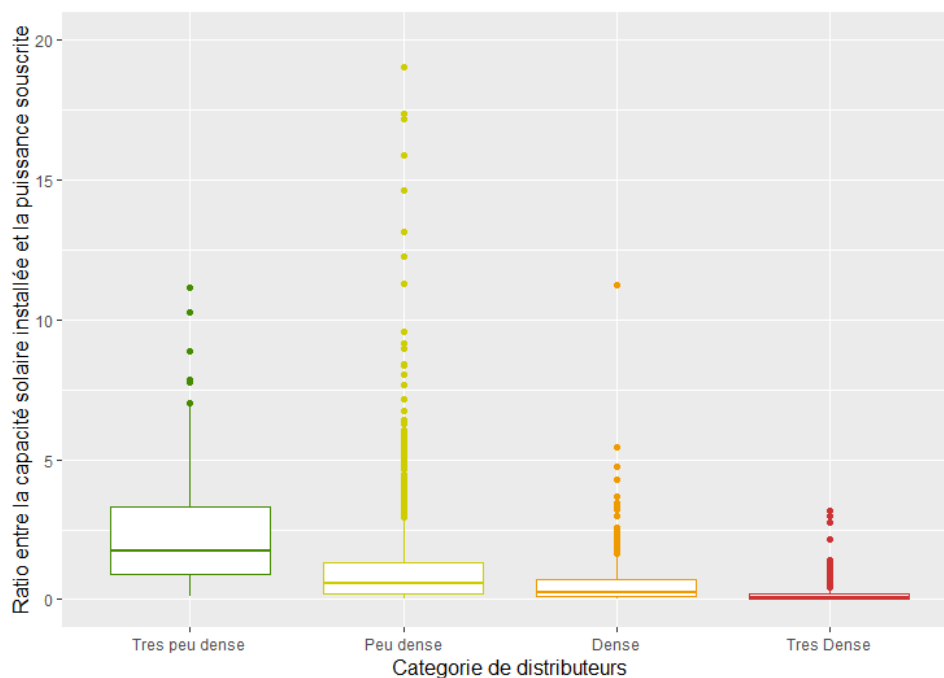


FIGURE 2.9 – Distribution du ratio entre les capacités solaire et puissance souscrite. En abscisse, les catégories de postes desservant des zones du moins au plus denses. En ordonnée, le rapport entre la puissance installées et la puissance maximale - Dans le cas des capacités de la PPE en 2030 et $T=50\%$

Pour l'éolien comme pour le PV, la médiane du ratio entre la capacité installée et la puissance souscrite est décroissante avec la densité de population. De façon générale, ce ratio atteint des valeurs plus élevées pour l'éolien que pour le solaire ce qui explique que ces effets soient plus forts sur les pointes d'injection. Les capacités éoliennes sont également plus concentrées que les capacités solaires. Le coefficient de Gini de la répartition des capacités PV est de 0.42 contre 0.76 pour l'éolien.

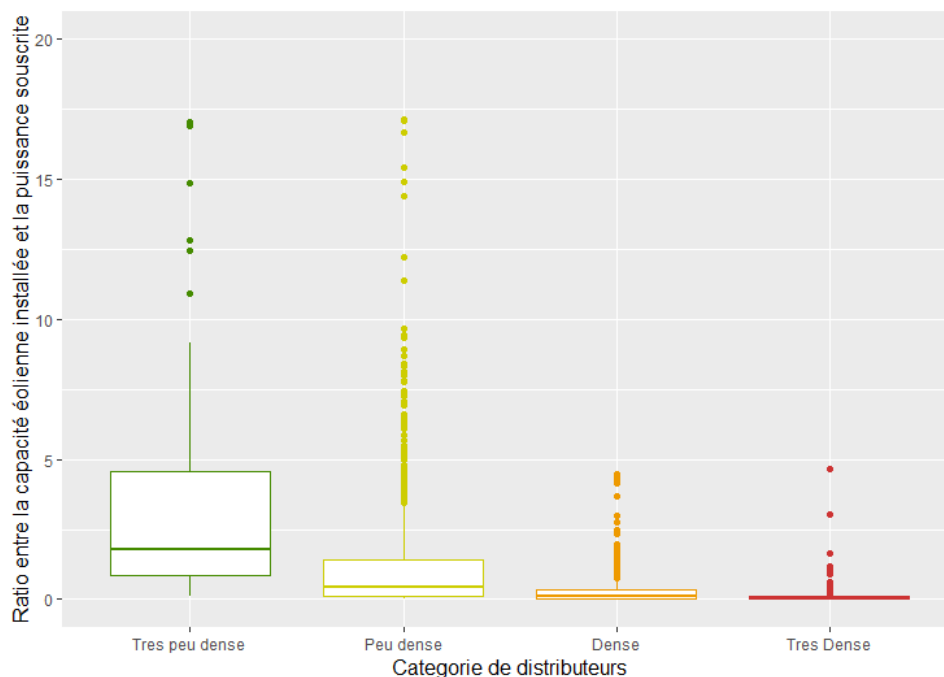


FIGURE 2.10 – Distribution du ratio entre les capacités éoliennes et puissance souscrite. En abscisse, les catégories de postes desservant des zones du moins au plus denses. En ordonnée, le rapport entre la puissance installées et la puissance maximale- Dans le cas des capacités de la PPE en 2030 et $T=50\%$

La densité et le volume de gisement d'énergie renouvelable auront ainsi une grande incidence sur les besoins de renforcement.

2.4.3 Impacts sur la construction du TURPE transport

2.4.3.1 Évolution de la relation entre énergie soutirée et puissance souscrite

La disparité géographique de la répartition EnR provoque des effets différenciés sur l'énergie soutirée et la puissance souscrite et influence la relation entre ces deux variables. Historiquement, ce lien permettait une certaine substitution entre énergie soutirée et puissance souscrite.

En appliquant un modèle linéaire qui estime la puissance souscrite des postes à partir de l'énergie soutirée, on parvient à un coefficient de détermination du modèle de 0.95 pour 2016 comme pour 2030. Cependant, nous avons vu que les courbes de charge des postes desservant des communes à faible densité de population sont les plus affectées par le développement des énergies renouvelables. Si on applique le même modèle linéaire sur les postes qui consomment moins de 200 GWh⁹, on obtient un coefficient de détermination de 0.84 en 2016 et de 0.76 en 2030. Les points qui *dégradent* le modèle sont les points qui soutirent moins d'énergie sans réduction de la puissance souscrite.

9. On élimine environ 25% des postes

Une représentation graphique supplémentaire est proposée dans 2.11. La figure montre le ratio entre puissance souscrite et énergie soutirée en 2016 et 2030 selon les catégories de postes. Dans le but de comparer les valeurs, ces ratios sont ramenés à la valeur issue du coefficient du modèle linéaire de 2016 faisant le lien entre énergie et puissance.

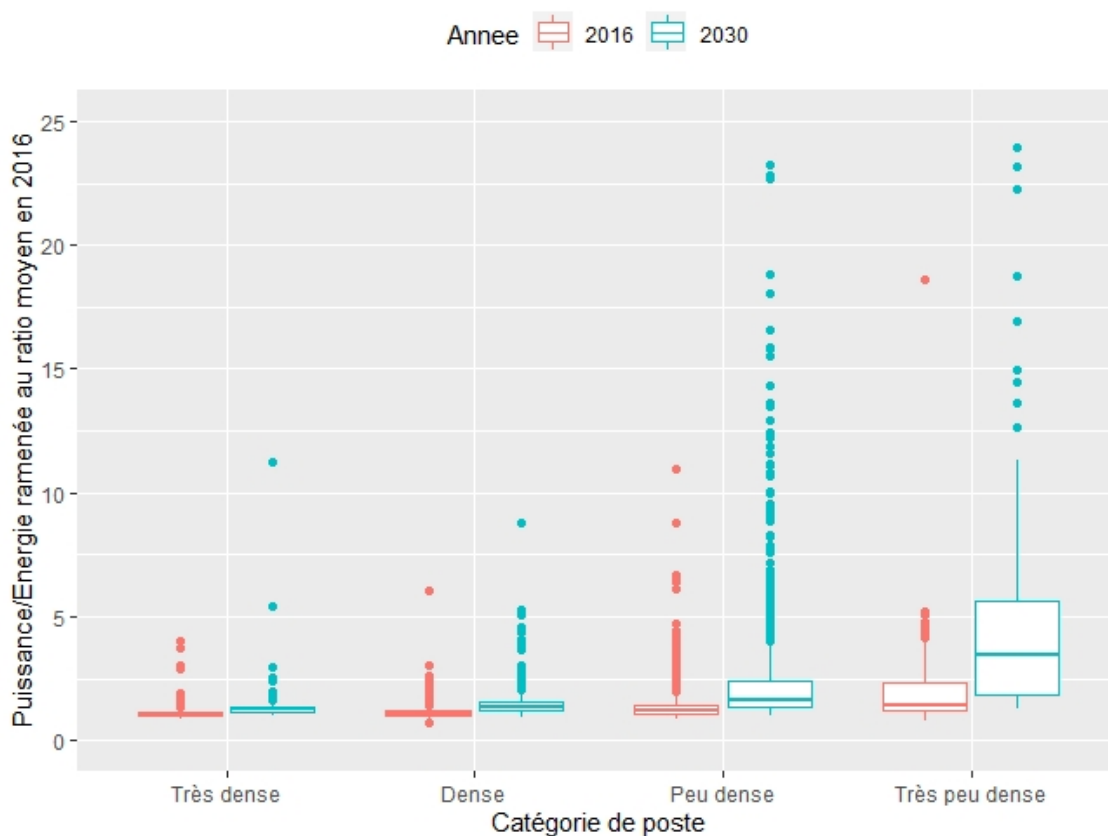


FIGURE 2.11 – Distributions du ratio puissance sur énergie ramenée à la valeur moyenne historique pour 2016. Les distributions sont distinguées par catégorie de poste et sont représentées pour l’année 2016 et 2030 dans le scénario PPE et la valeur de $T=50\%$

Il y a bien une modification du lien entre énergie soutirée et puissance souscrite à l’horizon 2030. Cette modification est différenciée selon les types de communes. On note que moins la commune est densément peuplée, plus la valeur du ratio augmente. Cela veut dire que ces points soutirent peu d’énergie par rapport à la puissance qu’ils soutirent. On s’attend ainsi à des conséquences pour la tarification.

2.4.3.2 Calcul des variations des coûts et des revenus tarifaires

Les résultats des parties précédentes montrent des différences marquées entre postes. Nous souhaitons effectuer une traduction économique de ces observations et nous utilisons pour cela le modèle de coûts décrit dans la section méthodologique de ce chapitre.

La puissance dimensionnante peut être modifiée de deux façons par les énergies renouvelables comme expliquée en début de 2.4.2. On valorise alors cette différence de puissance dimensionnante via notre modèle de coûts avec la même valorisation à la hausse et à la baisse. Les résultats sont montrés dans la table 2.9.

Capacité	Sens de variation	Valeur du paramètre T		
		T=25%	T=50%	T=75%
2030 - PPE	Augmentation	383.93 M€	327.46 M€	297.55 M€
	Diminution	-12.07 M€	-14.14 M€	-15.19 M€
	Total	371.86 M€	313.32 M€	282.36 M€
2030 - BAU	Augmentation	198.74 M€	191.94 M€	188.85 M€
	Diminution	-9.96 M€	-10.5 M€	-10.83 M€
	Total	188.78 M€	181.44 M€	178.02 M€

TABLE 2.9 – Estimation des coûts de renforcement des transformateurs par poste

Tout d’abord, on voit que le principal paramètre qui joue sur les coûts est la somme des capacités installés. Les coûts varient de presque 50% entre les capacités PPE (36.4 GW d’éolien et 47 GW de solaire) et tendanciennes. Pour les capacités BAU (26.7 GW d’éolien et 18.5 GW de solaire), le paramètre T n’a pas d’influence sur le montant des coûts. Les capacités solaires sont trop faibles pour que l’on observe un effet. En revanche, il a un impact de presque 30 % pour les capacités de la PPE. Les résultats ne permettent pas de conclure sur la bonne valeur de ce paramètre. En effet, il faut rappeler que le modèle de coût est assez fruste et qu’il ne considère qu’une faible partie des coûts du système.

On ajoute un axe d’analyse supplémentaire en calculant les différences de facture pour chacun des postes sources considérés. On compare la facture TURPE 5 que devrait payer le poste avec et sans production locale. Dans tous nos scénarios, la facture diminue pour la majeure partie des postes. Avec la structure tarifaire actuelle du réseau de transport, les EnR provoqueraient une baisse de revenus tarifaire de l’ordre de 660 M€ pour les capacités issues de la PPE et de 430 M€ pour des capacités tendanciennes. Cela représente respectivement 16.1% et 10.5% des revenus de RTE pour l’année 2019¹⁰.

On effectue un recalage tarifaire de façon à ce que la somme des factures perçues ne soit pas affectée par la présence des énergies renouvelables. Pour cela, on multiplie l’ensemble des coefficients de la structure tarifaire par un coefficient de bouclage, ce qui fait que l’on conserve la même forme de structure tarifaire que précédemment. On compare alors la différence de facture induite par cet ajustement et les coûts de renforcement supplémentaires calculés précédemment. Ces valeurs sont représentées dans le graphique 2.12

On constate à la fois que la hausse des tarifs impacte principalement des postes avec une baisse des coûts et que la plupart des postes avec une augmentation de coûts voient leur facture diminuer.

Comme la facture d’un poste est principalement dépendante de l’énergie qu’il soutire sur le réseau et que le modèle de coût est basé sur la puissance dimension-

10. Il ne faut pas en déduire que le tarif va augmenter de façon à couvrir exactement ces manques à gagner puisqu’ils ne prennent pas en compte les investissements

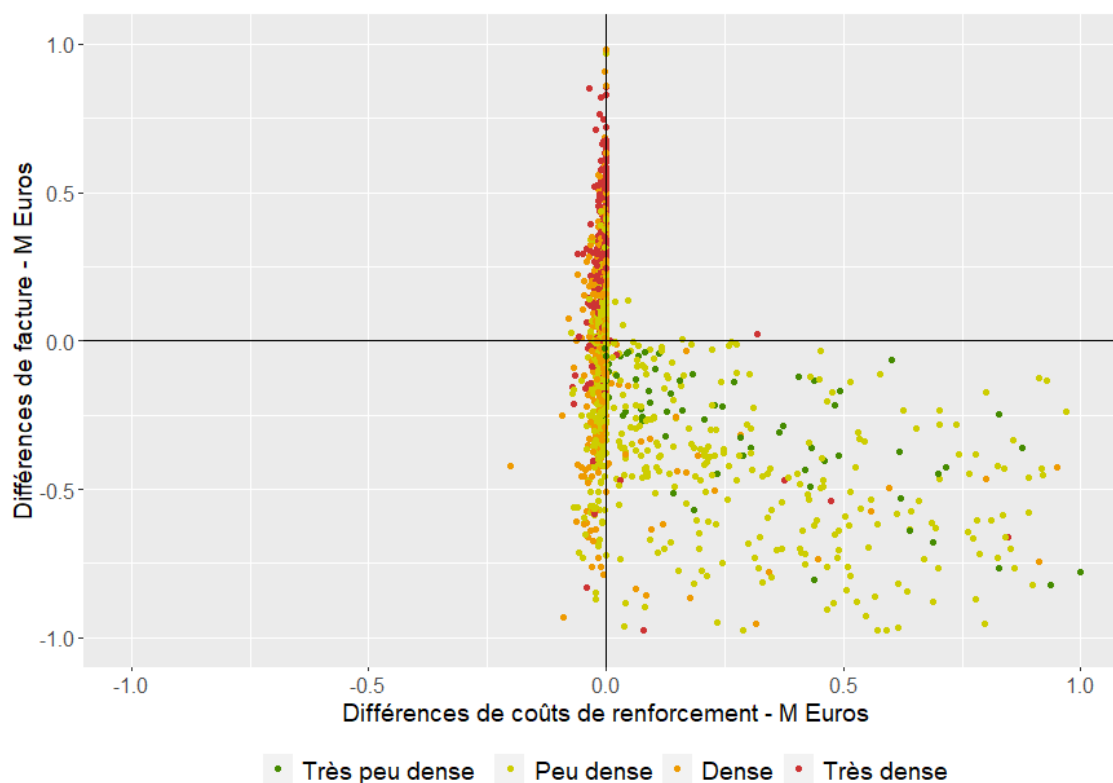


FIGURE 2.12 – Évolutions de la facture et des coûts pour les différents postes distingués par type de zones desservies. Lecture : un point représente un poste et il est placé selon l’effet qu’ont les EnR sur sa facture et les coûts de renforcement calculés. Un point en haut à droite du cadran représente donc un poste pour lequel le coût de renforcement et la facture augmentent.

nante, cela veut dire qu’une hausse de la puissance dimensionnante est liée à une baisse de l’énergie soutirée.

Les postes desservant les communes les moins densément peuplées soulèvent donc trois problématiques : ils concentrent des besoins de renforcement élevés puisqu’il s’agit des postes avec une forte pénétration EnR, l’énergie soutirée diminue ce qui signifie qu’ils contribuent moins aux revenus et enfin la relation puissance souscrite énergie soutirée n’est plus adaptée ce qui signifie qu’ils nécessitent de retravailler la structure tarifaire.

Il semble donc que les énergies renouvelables auront un fort impact sur les variables utilisées pour construire le tarif. Elles questionnent la forme d’un tarif qui serait principalement dépendant de l’énergie soutirée parce qu’elles font évoluer la corrélation entre puissance et énergie. La structure tarifaire doit ainsi être adaptée pour prendre en compte ces nouvelles formes de la courbe de charge.

2.5 Conclusion

Le chapitre présente une méthode de descente d’échelle des scénarios nationaux vers la maille locale du réseau de transport, c’est-à-dire la maille du poste source.

La décomposition de la méthodologie en trois briques élémentaires permet de traiter séparément chacun de ces éléments. La méthodologie a ensuite été appliquée pour identifier les conséquences des énergies renouvelables sur le tarif du réseau de transport.

Il convient de signaler quelques limites méthodologiques. D'une part, la méthodologie pourrait être améliorée en testant d'autres coefficients que la médiane pour répartir la consommation des postes distributeurs. D'autre part, des modèles *ad-hoc* concernant les postes atypiques pourraient permettre d'appliquer la méthodologie à un nombre plus important de postes et de proposer une vision plus complète de l'évolution des courbes de charge.

Les énergies renouvelables influencent la tarification à la maille nationale et locale. A la maille nationale, elles jouent sur les variables utilisées pour dimensionner le tarif. Les impacts des capacités installées et du ratio entre capacités solaires installées sur toiture et capacités solaires installées au sol sont importants. Le second paramètre ayant d'autant plus d'impact que les capacités installées sont importantes. Surtout, les impacts locaux sont très hétérogènes. Les énergies renouvelables vont provoquer des besoins d'adaptation du réseau qui seront concentrées sur les postes desservant les zones de faible densité de population. Ce sont ces zones qui accueillent la transition énergétique et qui demanderont la plus grande adaptation.

La forme de la structure tarifaire actuelle ne paraît également pas adaptée. Il semble que les postes qui nécessitent le plus d'investissement soient également ceux pour lesquels la facture diminue le plus. Une refonte de la forme de la structure tarifaire semble ainsi obligatoire. Elle ne pourra pas seulement être paramétrique tant le lien entre énergie et puissance semble moins pertinent qu'auparavant.

Les effets hétérogènes tant sur les investissements que sur les revenus font monter des questionnements sur les effets distributifs existants. En effet, une modification aussi différenciée géographiquement pourrait mettre à mal la solidarité géographique qui existe au sein du réseau de transport et la solidarité entre les différents profils de consommations.

Chapitre 3

Quantifier l'hétérogénéité géographique des coûts réseaux

Table des matières

3.1	Introduction	76
3.1.1	Contextualisation	76
3.1.2	Contenu du chapitre	78
3.2	Revue de littérature	78
3.3	Méthodologie	80
3.3.1	Vue générale de la méthodologie	80
3.3.2	Détermination des enveloppes tarifaires de 2020 et 2030	82
3.3.3	Clef de répartition de l'enveloppe tarifaire actuelle : Estimation de la valeur à neuf du réseau existant	84
3.3.4	Clef de répartition de l'augmentation de l'enveloppe tarifaire : Répartition géographique des investissements à horizon 2030	88
3.3.5	Indicateurs de l'hétérogénéité géographique	92
3.4	Résultats	94
3.4.1	Les différences géographiques des enveloppes tarifaires en 2020	95
3.4.2	Évolution de l'enveloppe tarifaire entre 2020 et 2030 selon la densité de population	98
3.4.3	La quantification de l'inégalité grâce aux coefficients de Gini	101
3.5	Conclusion	102

3.1 Introduction

3.1.1 Contextualisation

Les résultats de la partie 2 montrent que les postes les plus ruraux seront touchés assez fortement par la transition énergétique. Une grande partie des investissements sera orientée vers les zones plus rurales.

Ces investissements seront conséquents. Les éléments disponibles dans les délibérations de la CRE portant sur TURPE 6 (CRE, 2021a) et (CRE, 2021c) montrent que l'adaptation à la transition sera assez importante tant en volume qu'en proportion de l'investissement. Ils se répartiront de façon assez hétérogène sur le territoire.

Dans un cadre de péréquation tarifaire, cela peut faire naître des tensions entre les différentes parties du territoire national. En effet, à la vue de la construction tarifaire actuelle, cela signifie que des investissements très locaux justifieront une augmentation nationale des tarifs des réseaux. Ce genre de questionnement de partage des coûts n'est pas nouveau. En effet, les différences géographiques font partie de la nature même du système électrique. Les questions de la juste contribution des consommateurs sont monnaies courantes.

Notamment, la différence de coût entre villes et campagnes n'est pas une chose nouvelle. En France, une péréquation tarifaire nationale est légalement en vigueur depuis 2000 et l'ouverture du système électrique à la concurrence. Dans les faits, la péréquation tarifaire date plutôt des années 1980 et s'est construite progressivement (Poupeau, 2007). Elle est un choix de solidarité entre les différents habitants du territoire. En France, elle s'étend jusqu'aux Zones Non Interconnectées ou ZNI. La péréquation tarifaire nationale est une conquête des communes rurales qui ont réussi à défendre un objectif de solidarité qui est désormais très important dans le système électrique. Cet objectif de solidarité est potentiellement menacé par cette augmentation d'investissements localisés. Une trop grande différenciation pourrait être considérée comme une occasion de remettre en question la péréquation tarifaire pour une partie des acteurs ou en tout cas d'ouvrir la porte à une localisation des tarifs (Conseil supérieur de l'économie, 2020). En France, le sujet est régulièrement mis sur la table lors des consultations tarifaires, notamment pour instaurer des signaux de localisation de production (CRE, 2020b)¹.

Cela serait un préjudice pour les zones rurales. Elles subiraient une augmentation de la tarification due à une différence de réseau. De plus, ce sont les zones qui sont souvent mises à contribution par la transition en accueillant les énergies renouvelables. Enfin, ce sont aussi les zones pour lesquelles les indicateurs de qualité de l'électricité sont les moins bons : les chutes de tension y sont plus fréquentes et les équipes d'Enedis mettent plus de temps à intervenir qu'en ville. Il existe également des différences au sein des zones rurales. Les communes qui accueillent des énergies renouvelables perçoivent des taxes locales supplémentaires et les propriétaires des terrains sur lesquels sont développées ces énergies reçoivent un loyer. Toutes les communes rurales ne sont donc pas concernées de la même manière.

Il paraît ainsi important de comprendre comment va évoluer cette répartition géographique des coûts réseaux pour déterminer ce qui pourrait advenir de cet objectif de solidarité. La question de recherche à laquelle nous tenterons de répondre est donc : *Comment va évoluer l'hétérogénéité géographique des coûts de réseaux ?*

Cependant, il n'existe pas de bases de données géographiques des coûts qui nous permet de réaliser ce travail. Le but de cette partie est donc triple. Nous allons constituer cette base de données géographiques des coûts pour pouvoir ensuite dresser un constat sur leur hétérogénéité actuel et son évolution à horizon 2030.

1. Ces signaux de différenciation géographique pour la production n'auraient pas les mêmes conséquences que pour la demande, mais il s'agit d'un début de remise en question de la péréquation

3.1.2 Contenu du chapitre

Le contenu du chapitre est organisé de façon classique. La revue de littérature examine les travaux passés que l'on pourrait utiliser pour notre étude (3.2). La méthodologie finalement employée est décrite dans (3.3). Si un lecteur ne souhaite pas rentrer dans ses détails mais désire tout de même en avoir un aperçu, la sous-section 3.3.1 satisfera ses attentes. Cette méthodologie est ensuite appliquée et les enveloppes des tarifaires des réseaux sont d'abord analysées pour 2020 (3.4.1) puis pour 2030 (3.4.2). Les inégalités de ces différentes répartitions sont ensuite décrites (3.4.3). Enfin, une conclusion récapitule les travaux et donne les grands messages que l'on peut en tirer (3.5).

3.2 Revue de littérature

En France, les données de coût réseaux sont rendues disponibles par les gestionnaires des réseaux pour l'ensemble de leur périmètre sans distinction géographique. En conséquence, on trouve assez peu d'articles qui traitent des enjeux locaux liés aux coûts des réseaux. Ce manque d'information est une limite de beaucoup de travaux de recherche. Ne pas utiliser de données réelles oblige les chercheurs à émettre des hypothèses assez frustes sur les fonctions de coûts ; les boucles de rétroaction (entre modification des comportements et effets sur les coûts réseaux) sont assez difficiles à formaliser.

La revue de littérature présentée a pour but de trouver une méthodologie que l'on pourrait répliquer dans nos travaux. Elle se concentre sur les articles qui cherchent à estimer des coûts réseaux ou qui proposent des modèles de simulants ces coûts réseaux.

Une première approche consiste à utiliser des données réelles et à estimer géographiquement les coûts réseaux. En 2019, (Bordigoni Mathieu & Gilotte Laurent, 2019) effectuent une estimation de la fonction de coût des réseaux moyenne tension en France. Ils réalisent des travaux économétriques afin de déterminer le lien mathématique entre les coûts réseaux locaux et des variables explicatives. Le résultat de leur estimation montre que le nombre de clients, la consommation annuelle, la puissance souscrite et la densité de clients sont de bons indicateurs des coûts du réseau moyenne tension en France. Ils montrent notamment que l'influence de ces indicateurs sur les coûts dépend du type de regroupement de consommateurs. En tant qu'employés d'Enedis, les auteurs ont accès à des données disponibles uniquement pour l'entité, si bien qu'il est difficile de reproduire les travaux menés dans l'article.

Des travaux d'analyse du réseau français sont aussi réalisés par (Nadaud, 2005) qui a travaillé avec EDF en Mayenne. Un des objectifs de la thèse est d'identifier des potentiels de maîtrise de l'énergie au sein du département. Pour cela, des données très détaillées à la maille communale sont utilisées. De telles informations sont extraites du fichier clients EDF de 1997, ce qui nécessite là aussi une collaboration avec les acteurs du secteur.

En Allemagne, il est possible de réaliser des travaux sur le réseau de distribution à la maille fine du fait de la mise à disposition des données par les gestionnaires de

réseaux. Ainsi, (Hinz et al., 2018) présentent un travail très complet de prospective tarifaire. Le but des travaux est d'identifier les effets distributifs de plusieurs structures tarifaires à l'horizon 2030 dans le cadre de la transition énergétique allemande. Ils utilisent un ensemble de modèles et de données qui couvrent la production, l'autoproduction et les réseaux électriques. A partir de données actuelles, les auteurs émettent des hypothèses afin de répartir géographiquement les investissements annoncés par les gestionnaires de réseaux. Les données d'entrée utilisées sont des annonces d'investissements et des rapports tarifaires de chacun des gestionnaires de réseaux de distribution. Les informations données par ces derniers suffisent à faire une répartition géographique relativement fine des coûts. En effet, les GRD sont plus nombreux et leurs territoires bien plus restreints qu'en France avec Enedis. L'information sur leur tarif est donc plus localisable. Les auteurs concluent qu'un tarif corridor² est une bonne alternative pour, en même temps, financer le réseau et transmettre un signal économique différencié géographiquement ; et ceci sans pour autant faire peser un poids trop important sur certains consommateurs.

En l'absence de données réelles, une méthode de contournement répandue consiste à définir des réseaux synthétiques. Ces différents travaux montrent qu'une part importante du travail d'analyse de disparité des coûts réseaux consiste à construire une base de données géographiques. Il est également possible de simuler le développement d'un réseau pour en évaluer les coûts.

En Espagne, la modélisation de cette planification est développée sous la forme de RNM ou Reference Networks Models (Domingo et al., 2010). Ce sont des outils de planification du développement de réseau de distribution qui peuvent déterminer une extension de réseau afin de desservir des consommateurs. Le modèle crée alors le réseau de distribution le plus pertinent pour desservir un ensemble de consommateurs décrits par un emplacement géographique et un niveau de consommation. Le modèle peut traiter de l'extension d'un réseau existant ou partir complètement de zéro. Ces RNM sont utilisés par le régulateur espagnol pour calculer le revenu autorisé des opérateurs du réseau de distribution. Comme leurs noms l'indiquent, ils servent de point de comparaison avec le réseau existant.

A partir de cette modélisation, (Mateo, Prettico et al., 2018) proposent une méthode pour créer des modèles de réseaux de distribution européens représentatifs. Ils construisent des réseaux synthétiques à partir de la méthodologie des Reference Network Model. Plusieurs réseaux représentatifs sont obtenus en sortie de ces études. Les auteurs vérifient ensuite que les réseaux obtenus sont cohérents avec des données agrégées européennes.

Une utilisation typique de ces réseaux de distribution représentatifs est la quantification de l'impact du développement de l'autoconsommation solaire (Mateo, Cossent et al., 2018). Les auteurs étudient notamment l'impact de la taille de l'installation solaire d'autoconsommation en utilisant un OPF pour déterminer les impacts sur des indicateurs de bon fonctionnement du réseau électrique. Ils montrent que ces réseaux doivent être modifiés pour intégrer ces nouveaux modes de consommation, et donc que les revenus des GRDs doivent être adaptés.

2. C'est à dire un tarif différencié géographiquement mais qui serait borné à +/- 20% autour d'une valeur moyenne. Les auteurs concluent qu'en Allemagne, cette solution pourrait être un bon compromis entre le *statu quo* et une péréquation nationale

(Picciariello, Reneses et al., 2015) réalisent eux aussi une étude sur l’insertion de la production décentralisée en utilisant des RNM. Ils se penchent sur les subventions croisées entre les consommateurs disposant ou non d’énergie renouvelable. Pour cela, ils comparent les tarifs des utilisateurs avec les coûts qu’ils provoquent sur le réseau.

La méthodologie appliquée pour déterminer les coûts réseaux est bien davantage fonction de la nature des données disponibles que de la question posée. Les premiers travaux nécessitent d’avoir accès directement aux données de coût. Les RNM ne semblent pas adaptés à notre problématique. En effet, ils nécessitent en entrée des données cartographiques (emplacements des consommateurs et niveaux de consommation) spécifiques qui ne sont pas à notre disposition. Les réseaux représentatifs européens qui sont issus de la modélisation des RNM ne semblent pas adaptés eux non plus. En effet, il s’agit de réseaux moyens et donc ne permettent pas de rendre vraiment compte de la diversité des situations que l’on veut étudier ici. On se reposera donc dans la suite sur une approche différente mais proche de celle de (Hinz et al., 2018) puisque l’on utilisera les données à disposition pour décrire l’existant et que l’on effectuera un travail de prospective pour évaluer les coûts réseaux à l’horizon 2030.

3.3 Méthodologie

3.3.1 Vue générale de la méthodologie

Le but de la méthodologie est de déterminer la répartition géographique des coûts de réseau. Pour cela, on va calculer ce qu’on a appelé l’enveloppe tarifaire. Elle est définie comme la répartition géographique des recettes tarifaires qui seraient attribuées géographiquement au prorata de la valeur du réseau. Dans le cadre de la régulation tarifaire actuelle, cette enveloppe tarifaire correspond au coût annuel couvert par le tarif afin de garantir le bon fonctionnement des réseaux publics d’électricité. Cette enveloppe tarifaire correspond également aux coûts annualisés des réseaux.

L’objectif est donc d’obtenir, pour 2020 et l’horizon 2030, la valeur de cette enveloppe à un périmètre communal pour Enedis (notées $E_{Enedis,2020,c}$ et $E_{Enedis,2030,c}$) et à un périmètre départemental pour RTE en 2030 (notées $E_{RTE,2020,d}$ et $E_{RTE,2030,d}$).

Dans un premier temps, les enveloppes tarifaires nationales notées $E_{2020,Enedis,Total}$, $E_{2030,Enedis,Total}$, $E_{2020,RTE,Total}$ et $E_{2030,RTE,Total}$ sont calculées. Les euros utilisés sont des euros de 2020. Les enveloppes de 2020 sont des données qui proviennent des documents tarifaires (CRE, 2021b) tandis que les enveloppes de 2030 sont calculées comme la somme des recettes tarifaires actuelles et de l’augmentation de recettes tarifaires provoquée par l’investissement à l’horizon 2030. La section 3.3.2 décrit comment ce calcul a été effectué à un périmètre national pour les réseaux de transport et de distribution.

Il faut ensuite répartir les enveloppes tarifaires actuelles et futures à un périmètre local. Pour 2020, cette opération est effectuée en utilisant des clefs de répartition notées $Clef_{Enedis,2020,c}$ pour une commune c et $Clef_{RTE,2020,d}$ pour un département d . Elles sont déterminées en calculant la valeur à neuf du réseau existant. Cette

valeur est déterminée en deux étapes : une première étape prend en entrée des données géographiques pour allouer à chaque commune et département une quantité de matériel réseau. Une seconde étape traduit cette quantité de matériel en valeur à neuf du réseau existant à l'aide de données de coût unitaire de matériel. La section 3.3.3 explicite ces travaux.

Puis, les clefs de répartition futures notées $Clef_{Enedis,2020 \Rightarrow 2030,c}$ pour Enedis et $Clef_{RTE,2020 \Rightarrow 2030,d}$ pour RTE répartissent géographiquement les investissements à horizon 2030. Comme ces investissements sont justifiés par plusieurs motifs, des données et hypothèses différentes sont utilisées pour les allouer géographiquement. Elles sont précisées dans la section 3.3.4.

Concrètement, l'enveloppe tarifaire $E_{Enedis,2030,c}$ pour une commune c se calcule comme suit :

$$E_{Enedis,2030,c} = Clef_{Enedis,2020,c} E_{Enedis,2020,Total} + Clef_{Enedis,2020 \Rightarrow 2030,c} [E_{Enedis,2030,Total} - E_{Enedis,2020,Total}] \quad (3.1)$$

Avec :

$$\begin{aligned} \sum_c E_{Enedis,2020,c} &= E_{Enedis,2020,Total} \\ \sum_c E_{Enedis,2030,c} &= E_{Enedis,2030,Total} \\ \sum_c Clef_{Enedis,2020,c} &= 1 \\ \sum_c Clef_{Enedis,2020 \Rightarrow 2030,c} &= 1 \end{aligned}$$

Pour le réseau de RTE, les opérations sont effectuées à un périmètre. Pour un département d , la formule s'écrit :

$$E_{RTE,2030,d} = Clef_{RTE,2020,d} E_{RTE,2020,Total} + Clef_{RTE,2020 \Rightarrow 2030,d} [E_{RTE,2030,Total} - E_{RTE,2020,Total}] \quad (3.2)$$

Avec :

$$\begin{aligned}
\sum_d E_{RTE,2020,d} &= E_{RTE,2020,Total} \\
\sum_d E_{RTE,2030,d} &= E_{RTE,2030,Total} \\
\sum_d Clef_{RTE,2020,d} &= 1 \\
\sum_d Clef_{RTE,2020 \Rightarrow 2030,d} &= 1
\end{aligned}$$

Enfin, en appliquant les formules (3.1) et (3.2), les enveloppes tarifaires futures localisées sont calculées. Une dernière étape construit des indicateurs de l'hétérogénéité géographique de l'enveloppe tarifaire pour différents périmètres de péréquation. Un périmètre de péréquation étant décrit ici comme le choix d'un périmètre géographique au sein duquel les consommateurs doivent s'acquitter de l'enveloppe tarifaire totale associée. Les indicateurs calculés sont décrits dans la section 3.3.5. La suite de la section décrit chacune des étapes de la méthodologie.

3.3.2 Détermination des enveloppes tarifaires de 2020 et 2030

Dans un premier temps, on souhaite calculer la somme à récolter auprès des différents consommateurs des réseaux en 2020 (notées $E_{2020,Enedis,Total}$ et $E_{2020,RTE,Total}$) et à l'horizon 2030 (notées $E_{2030,Enedis,Total}$ et $E_{2030,RTE,Total}$). Cette somme est désignée sous le terme enveloppe tarifaire.

L'enveloppe tarifaire de 2020 est disponible dans les documents TURPE 6 (CRE, 2020b, 2021c), mais celle de 2030 est plus compliquée à déterminer. Ici, on considère que l'enveloppe tarifaire augmente en fonction des investissements effectués par les gestionnaires de réseaux³. Il faut donc déterminer le montant des investissements et formuler une hypothèse qui lie l'augmentation de l'enveloppe tarifaire avec les investissements.

Dans un premier temps, le montant de ces investissements à horizon 2030 est déterminé. Ils sont disponibles pour RTE et Enedis sur la période 2021 à 2024 dans les documents TURPE 6. Sur cette période, Enedis investira 3.855 milliards d'euros par an en moyenne tandis que RTE investira 1.875 milliards d'euros, immobiliers compris. Ces sommes servent à moderniser et maintenir les réseaux afin qu'ils assurent une bonne qualité de service.

En revanche, nous ne disposons pas de documents aussi précis que ceux de TURPE 6 pour les deux gestionnaires de réseaux à horizon 2030. Cependant, RTE publie régulièrement un document de planification de développement de son réseau sous la forme du SDDR ou Schéma Décennal de Développement de Réseau RTE, 2019. Dans l'édition de 2019, RTE annonce que les investissements hors immobiliers

3. L'enveloppe tarifaire de 2030 est la somme de l'enveloppe tarifaire de 2020 et de l'augmentation de l'enveloppe provoquée par les investissements.

sur la période 2026-2030 seront de l'ordre de 1.704 milliards d'euros par an.

Comme nous ne disposons pas des données Enedis, nous faisons l'hypothèse que le ratio de l'investissement entre le réseau de transport (hors immobilier et SI) et le réseau de distribution est le même entre les périodes tarifaires. On obtient ainsi des volumes d'investissements annuels moyens par période qui sont présentés dans le tableau 3.1

Période	Investissement réseau (Md€/an)	
	RTE	Enedis
2021-2024	Source SDDR : 1.581	Source TURPE 6 : 3.855
2024-2025	Source SDDR : 1.581	Hypothèse : 3.855
2026-2030	Source SDDR : 1.704	Hypothèse : 4.629

TABLE 3.1 – Montant des investissements réseaux entre 2021 et 2030 - Hors Immobiliers

Ensuite, il faut déterminer l'augmentation de l'enveloppe tarifaire associée à ces investissements dans les réseaux. On fait l'hypothèse que la relation entre investissements sur TURPE 6 et l'augmentation de l'enveloppe tarifaire est conservée et qu'elle est proportionnelle à un coefficient C_{Inv} . Ainsi, on fait l'hypothèse que sur la période 2021-2030 un investissement sur le réseau de RTE de 1€ provoque une augmentation de l'enveloppe tarifaire de RTE de 0.00157€. De la même manière, un investissement de 1€ sur le réseau Enedis provoque une augmentation de l'enveloppe tarifaire d'Enedis de 0.00139€. Formellement, la relation entre les enveloppes tarifaires s'écrit :

$$E_{2030,Enedis,Total} = C_{Inv,Enedis} * Inv_{Enedis} + E_{2020,Enedis,Total}$$

$$E_{2030,RTE,Total} = C_{Inv,RTE} * Inv_{RTE} + E_{2020,RTE,Total}$$

Les enveloppes tarifaires de 2020 et 2030 pour RTE et Enedis sont présentées dans le tableau 3.2. Ce tableau montre que sous nos hypothèses, les augmentations de ces enveloppes restent assez modérées, ce qui veut dire que les investissements passés auront un poids assez important dans la répartition géographique de cette enveloppe.

Réseau	2020	2030
Enedis	14 058 M€	16 017.55 M€
RTE	4 294 M€	4 921 M€

TABLE 3.2 – Enveloppes tarifaires de RTE et Enedis entre 2020 et 2030

La suite de la section décrit comment les clefs de répartition permettant de répartir géographiquement ces enveloppes tarifaires sont construites.

3.3.3 Clef de répartition de l’enveloppe tarifaire actuelle : Estimation de la valeur à neuf du réseau existant

Cette sous-partie décrit la méthodologie qui permet d’obtenir les clefs de répartition des enveloppes tarifaires actuelle notées $Clef_{Enedis,2020,c}$ et $Clef_{RTE,2020,d}$. Pour cela, une estimation de la valeur à neuf du réseau existant est calculée en deux étapes. La première consiste à décrire géographiquement les infrastructures en calculant la quantité de matériel notée $Q_{Enedis,i,c}$ et $Q_{RTE,i,d}$ et la seconde à appliquer des coûts unitaires de matériel à ces quantités notés $CoutUnit_{Enedis,i,c}$ et $CoutUnit_{RTE,i,d}$. La relation mathématique qui relie ces variables s’écrit :

$$Clef_{Enedis,2020,c} = \sum_i Q_{Enedis,i,c} CoutUnit_{Enedis,i,c}$$

$$Clef_{RTE,2020,d} = \sum_i Q_{RTE,i,d} CoutUnit_{RTE,i,d}$$

Avec i l’indice qui définit le type de matériel considéré. La section 3.3.3.1 explique l’obtention de $Q_{Enedis,i,c}$ et $Q_{RTE,i,d}$ tandis que la section 3.3.3.2 explique celle de $CoutUnit_{Enedis,i,c}$ et $CoutUnit_{RTE,i,d}$.

3.3.3.1 Description géographique du réseau existant

La description géographique du réseau existant repose sur deux sources de données géographiques : des données réseaux et des données administratives.

La base de données réseaux est disponible en open data sur le site ODRE⁴. Elle donne des informations sur le matériel en place des réseaux RTE et Enedis. Ces informations sont distinguées selon le niveau de tension pour RTE et le domaine de tension pour Enedis : pour chaque donnée de matériel, on connaît le niveau de tension qui peut prendre des valeurs allant de 45kV à 400kV ou son rattachement aux domaines de tension HTA ou BT.

Pour chaque domaine de tension, la base de données contient les coordonnées géographiques des tronçons des lignes aériennes et souterraines. Ces lignes sont décrites comme un ensemble de segments géolocalisés sur le territoire métropolitain français. On dispose également de l’emplacement des postes de transformation sous la forme d’une latitude et d’une longitude. Les postes sont décrits uniquement par rapport au niveau de tension amont⁵.

A partir de ces données, il est donc possible de décrire géographiquement le réseau en place en France métropolitaine. Pour attribuer ce matériel à des mailles administratives, on utilise des données issues de données cartographiques IGN. Cette base contient les contours des communes pour l’année 2015⁶. Les communes y sont

4. Les données utilisées sont disponibles ici : <https://odre.opendatasoft.com/explore>. La base de données est régulièrement mise à jour. Nous avons utilisé le jeu de données datant de décembre 2020.

5. On dispose pour le poste du niveau de tension le plus élevé mais pas de l’autre.

6. <https://geoservices.ign.fr/geofla>

décrites sous la forme de polygones.

On croise les deux bases de données précédentes de façon à réaliser cette attribution du matériel réseau par commune. Pour cela, on effectue des opérations différentes pour les lignes et les postes. Pour les premières, on calcule la somme de la longueur des tronçons traversant la commune. Les longueurs calculées sont distinguées selon la nature⁷ des tronçons et selon le domaine de tension. On obtient alors des longueurs de lignes aériennes et souterraines par commune et par niveau de tension. Pour les postes, on compte le nombre de poste par niveau de tension au sein d'une commune⁸. On obtient donc le nombre de postes par niveau de tension amont en faisant l'hypothèse qu'il n'y a qu'un seul transformateur par poste. Cette première étape permet d'obtenir des indicateurs de la quantité de matériel réseau en place par commune.

3.3.3.2 Application d'un coût unitaire de matériel

Une fois que l'on dispose de ces indicateurs géographiques, on souhaite calculer la valeur du réseau en place. Comme aucune base de données publique ne donne l'âge du matériel en place, la valeur que l'on calcule est la valeur à neuf du réseau existant, c'est-à-dire le coût en matériel de la reconstruction complète du réseau avec sa topographie actuelle. Pour cela, on doit utiliser des hypothèses sur les coûts unitaires d'investissement des différents types d'ouvrage.

À notre connaissance, il n'existe pas de données publiques disponibles. En s'appuyant sur plusieurs sources documentaires (EDF, 1994 ; Nadaud, 2005 ; Persoz, 1984) nous avons formulé une série d'hypothèses sur la valeur des coûts unitaires de matériel que nous avons utilisées pour alimenter notre modèle. Une première hypothèse a été de différencier les coûts unitaires de matériel selon le type de commune desservie. Par exemple, un transformateur dit sur poteau ne peut être installé que dans des communes caractérisées comme « très peu denses » par la grille communale de densité.

Les choix des coûts des matériels ont également été affinés à la suite de la lecture de plusieurs fiches et guides du comité SéQuélec⁹. Les guides et fiches donnent des bonnes pratiques et des indications sur l'utilisation de certaines gammes de matériel. Les options décrites ici comme étant les plus onéreuses semblent avoir été progressivement adoptées comme solutions de référence.

Enfin, on effectue une dernière hypothèse sur l'année à utiliser pour définir ces coûts de référence. On utilise les données les plus récentes à notre disposition et datant des années 1990 que l'on corrige de l'inflation et que l'on ramène à la valeur monétaire des années 2020. On fait l'hypothèse que c'est elle qui est la plus représentative des coûts du matériel en place. Les hypothèses finalement utilisées sont présentées dans le tableau 3.3.

7. aérienne ou souterraine

8. Un poste est donc rattaché à une seule commune. Cette méthodologie fonctionne pour le réseau de distribution, mais pour le réseau de transport, un poste peut desservir plusieurs communes. Le réseau de transport sera ainsi traité à un périmètre départemental.

9. SéQuélec (Sécurité et Qualité dans l'utilisation de l'électricité) est une instance de concertation qui réunit Enedis et des organisations professionnelles d'installateurs électriciens. Les fiches sont disponibles sur ce lien internet : <https://www.enedis.fr/documents>

Niveau de tension	HTB		HTA				BT			
	HTB2	HTB1	Très dense	Dense	Peu dense	Très peu dense	Très dense	Dense	Peu dense	Très peu dense
Type de commune	Toutes	Toutes								
Ligne - k€/km	300	230	50	50	50	50	50	50	45	40
Câble - k€/km	1300	1100	170	170	100	100	90	90	90	90
Poste - k€	6000	1900	110	110	10	3	-	-	-	-

TABLE 3.3 – Hypothèses de coûts unitaires de matériel utilisées pour effectuer nos travaux

Une fois ce coût unitaire du matériel défini, le coût du réseau à neuf pour chacune des communes est calculé en utilisant la quantité de matériel estimée à l'étape précédente. On dispose alors d'un coût du réseau à neuf par commune.

Quelques limites méthodologiques peuvent déjà être signalées. Nos hypothèses de coût unitaire peuvent être grandement améliorées. Un premier point à signaler concerne l'âge de nos sources de données : notre principale source de données date du début des années 1990. Les coûts unitaires actuels sont donc probablement différents de ceux que l'on a utilisés. De plus, les données de coût à notre disposition nous ont conduits à formuler des hypothèses très simples sur les coûts unitaires en ne donnant qu'un seul coût unitaire par type de matériel et par zone. En réalité, il existe de nombreux choix techniques possibles ce qui nécessiterait d'avoir une plus grande déclinaison des coûts unitaires. Ce choix simplificateur est tributaire de la base de données géographique. Il convient également de noter que cette base ne donne que des informations partielles sur le réseau en place. La nature exacte du matériel existant ne peut donc pas être connue. Une autre information manquante est l'âge du matériel en place : nous ne pouvons donc pas vraiment calculer la valeur de l'actif à partir de cette base de données. L'ensemble de ces limites nous fait dire qu'il serait extrêmement imprudent d'utiliser cette estimation de la valeur à neuf du réseau comme une estimation de son coût. Nous l'utiliserons donc dans la suite du manuscrit comme une clef de répartition géographique des coûts du réseau.

3.3.3.3 Validation de la méthode

On procède à une série de tests pour s'assurer de la cohérence des sorties de notre modèle. Nous avons comparé les résultats de nos modélisations avec plusieurs sources provenant de la littérature.

Tout d'abord, nous avons comparé les coûts par ménage avec des résultats issus des travaux de (Nadaud, 2005). Il présente dans ses travaux un tableau dans lequel il compare l'indice du coût du réseau de distribution par ménage communal moyen urbain et rural. Les coûts des communes rurales (resp. urbaines) sont sommés et rapportés au nombre d'habitants dans ces zones. Cette valeur est comparée avec la

valeur nationale, puis ramenée sur 100. Dans notre situation, les communes considérées comme rurales sont celles identifiées par les modalités « peu dense » et « très peu dense » de la grille communale de densité. En effectuant les mêmes opérations, on trouve des indices ayant une différence urbain/rural légèrement moins prononcée que chez (Nadaud, 2005), mais toutefois comparables. Les résultats sont présentés dans le tableau 3.4

	(Nadaud, 2005)		Modèle	
	Part des ménages	70	30	70
Indice	75	155	82	141

TABLE 3.4 – Tableau comparatif des indices de coûts. Lecture : dans la thèse de Nadaud, la clientèle urbaine représente 70% de la clientèle totale et son coût par usager est de 75% du coût par usager moyen national.

Un deuxième test est effectué en comparant les variations du coût par ménage avec plusieurs variables explicatives provenant des bases de données de l'INSEE. On souhaite s'assurer de la cohérence du sens de variation. Pour cela, on réalise un modèle d'estimation linéaire dans lequel on estime statistiquement le logarithme du coût communal par ménage, normalisé par la valeur national de ce ratio, en fonction de la catégorie de commune (variable catégorielle), du logarithme de la densité de population de la commune (variable continue) et du logarithme de la part de résidence principale avec chauffage électrique (variable continue). Les variables testées et les résultats des régressions sont présentés dans le tableau 3.5.

Variables	Estimation
Commune très peu dense	-3.01 *** (0.023)
Commune peu dense	-3.25 *** (0.016)
Commune dense	-3.99 *** (0.018)
Commune très dense	-3.93 *** (0.021)
log(Densité population)	-0.47 *** (0.003)
log(Part résidence principale avec chauffage électrique)	0.13 *** (0.005)

p < 0.001 *** p < 0.05 ** p < 0.1 *

TABLE 3.5 – Coefficient du modèle de régression. $R^2 = 0.64$

Tous les coefficients sont significatifs. Toute chose égale par ailleurs, le coût par ménage diminue avec l'accroissement de la densité de population et la part

de résidence principale. Ce sens de variation est cohérent avec ce que l'on trouve dans les doctrines de planification d'EDF : il est indiqué que le coût du réseau est fortement influencé par la densité de charge, c'est-à-dire par la somme des puissances électriques surfaciques. Le coût par ménage augmente avec la proportion de résidence principale équipée en chauffage électrique¹⁰. Cela est également cohérent avec le document (Enedis, 2017a) qui note que le nombre de logements desservis par un seul poste Enedis est plus faible en présence de chauffage électrique. Compte tenu du peu de données disponibles et des rares éléments de comparaison à disposition, nous considérons que nous avons validé notre modèle autant qu'il peut l'être. On considère donc que l'on peut l'utiliser pour la suite de nos travaux.

3.3.4 Clef de répartition de l'augmentation de l'enveloppe tarifaire : Répartition géographique des investissements à horizon 2030

L'étape précédente a permis de calculer une valeur à neuf du réseau actuel localisé géographiquement. D'ici à 2030, les gestionnaires de réseaux opéreront d'importants investissements pour assurer leurs missions dans un contexte de transition énergétique inscrit dans le cadre de la PPE. En fonction du motif (de la raison pour laquelle les investissements doivent être réalisés), ils ne seront pas localisés au même endroit sur le territoire. La répartition géographique de ces investissements affecte la répartition géographique des coûts. Pour évaluer les conséquences sur le réseau à l'horizon 2030, on doit examiner comment les gestionnaires de réseaux investissent à cet horizon.

3.3.4.1 Répartition au périmètre communal des investissements par motif pour Enedis

Le but de cette sous-partie est de présenter les investissements d'Enedis annoncés à l'horizon 2030 et d'expliquer les hypothèses que l'on a prises pour répartir ces investissements au périmètre communal et construire $Clef_{Enedis,2020\Rightarrow 2030,c}$. Tout d'abord, le tableau 3.6 présente la décomposition des investissements selon les documents tarifaires issus de TURPE 6 pour Enedis.

Les investissements sont de natures différentes. Le plus grand poste concerne le « Renouvellement, Qualité et Modernisation » du réseau existant. Il s'agit d'investissements servant à s'assurer que le niveau de service assuré par le réseau soit équivalent dans le futur à ce qu'il est aujourd'hui.

Le deuxième poste concerne les raccordements des nouvelles charges de consommation. Ce poste « Raccordement hors EnR » a beaucoup augmenté par rapport aux anciennes délibérations tarifaires à cause du développement du véhicule électrique. Enedis et la CRE s'attendent à ce que son développement soit responsable d'une grande partie des coûts de raccordements (CRE, 2021a).

10. La base de données de l'INSEE logement utilisée pour la régression ne donne pas le nombre de logements avec chauffage électrique, mais uniquement le nombre de résidences principales avec chauffage électrique.

Motif d'investissement	Part dans l'investissement
Renouvellement, Qualité et Modernisation	35 %
Raccordement hors EnR	28 %
Outils de travail et modernisation	12 %
Gestion des contraintes réglementaires	11 %
Raccordement EnR	9 %
Renforcement des réseaux	5 %

TABLE 3.6 – Répartition des investissements annoncés par Enedis sur la période 2021-2024. Ces investissements représentent 3.855 milliards d'euro par an.

Les deux postes suivants sont des postes permettant d'instrumenter le réseau et de l'adapter aux nouvelles réglementations en vigueur. Le poste « Raccordement EnR » ne représente que 9% du budget d'investissement à horizon 2030. Cela peut paraître surprenant puisque le raccordement des énergies renouvelables semble être un poste de coût important de la transition. Même si la somme représentée est considérable et que cela représente un relativement nouveau poste de coût pour Enedis, elle reste très inférieure aux investissements liés au raccordement de nouvelles charges. Enfin, le dernier poste d'investissement concerne le renforcement des réseaux. Il s'agit des investissements permettant l'adaptation des réseaux au raccordement des nouvelles charges et des nouveaux modes de production.

Les investissements Enedis sont justifiés par des motifs très variés. Ils sont répartis géographiquement en utilisant des clefs spécifiques. Les investissements de « Renouvellement, Qualité et Modernisation », « Outils de travail et modernisation » et « Gestion des contraintes réglementaires » sont répartis au prorata de la valeur à neuf du réseau calculée dans la partie 3.3.3. En effet, ce sont des investissements qui dépendent du réseau déjà en place et qui seront localisés à l'endroit où il est déjà développé. On fait également l'hypothèse que plus la valeur du réseau à neuf est importante, plus les investissements nécessaires à réaliser ces opérations seront importants.

Les investissements de « Raccordement hors EnR » seront localisés en fonction de deux paramètres. Une part de ces investissements dépend de l'augmentation classique de la consommation et une autre du développement des véhicules électriques. Comme la répartition n'est pas précisée, une hypothèse sur ce taux doit être formulée. Nous faisons ici l'hypothèse que 40% des coûts de raccordements sont liés au véhicule électrique.

Pour la part dépendant des charges classiques, on considère que les investissements de raccordement dépendent de la consommation déjà existante. Ces investissements sont répartis au périmètre communal au prorata de la consommation historique des communes grâce aux données Open Data Enedis donnant la consommation par ville pour l'année 2020¹¹.

Pour la part dépendant des véhicules électriques, on répartit les investissements

11. <https://data.enedis.fr/pages/accueil/?id=init>

au prorata de la clef de répartition utilisée dans 2.3.5.2. Cette clef de répartition réplique la répartition actuelle du véhicule thermique, puisqu'elle utilise le nombre de ménages motorisés par commune en 2015¹².

Le poste « Raccordement EnR » est réparti au prorata de la capacité EnR HTA installée par commune. On considère que éolien et solaire sont équivalents du point de vue du raccordement et donc que la valeur utilisée pour effectuer la répartition est la somme de la capacité solaire et éolienne. On se place dans le scénario mixte de la partie 2.3.5.2 avec 50% des nouvelles capacités installées en diffus et 50% sont installées sous la forme de centrale au sol. Les capacités solaires diffuses ne sont pas prises en compte pour la répartition de ce poste d'investissement car on suppose qu'elles n'induisent pas de coût de raccordement.

Enfin, le poste « Renforcement des réseaux » est motivé par l'adaptation à la transition énergétique. On considère que ce poste est directement dépendant des investissements de raccordements. On le répartit au prorata de ces investissements. L'ensemble des hypothèses utilisées pour répartir ces investissements est présenté dans le tableau suivant.

Motif d'investissement	Méthode de répartition géographique de l'investissement	
«Renouvellement, Qualité et Modernisation »	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	
«Raccordement hors EnR»	Une part p consacrée au développement du véhicule électrique	Une part 1-p consacrée au développement classique de la consommation
	Clef de répartition de la partie – Source 2.3.5.2	Énergie consommée Enedis 2020 – Source : Open data Enedis
«Outils de travail et modernisation»	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	
«Gestion des contraintes réglementaires»	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	
« Raccordement EnR »	Prorata de la capacité EnR HTA – Source 2.3.5.2	
«Renforcement des réseaux»	Prorata des investissements de raccordement	

TABLE 3.7 – Hypothèses utilisées pour le calcul des clefs de répartition des investissements Enedis

3.3.4.2 Répartition au périmètre départemental des investissements par motif pour RTE

La suite de cette partie présente les investissements de RTE annoncés à horizon 2030 et expose les hypothèses de répartition des investissements au périmètre départemental qui ont permis de construire $Clef_{RTE,2020 \rightarrow 2030,d}$. En effet, si on raisonnait comme pour Enedis au périmètre communal, notre méthode attribuerait à

12. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3564300?sommaire=3561690>

une commune le coût unitaire de la portion de ligne qui la traverse. Cette méthode est sensible au choix du planificateur et a potentiellement beaucoup d'effets de seuil.

Le tableau 3.8 présente la décomposition des investissements selon les documents tarifaires issus de TURPE 6 pour RTE.

Motif d'investissement	Part dans l'investissement
Renouvellement	27 %
Adaptation	26 %
Réseau en mer	23 %
Ossature numérique	12 %
Interconnexions	12 %

TABLE 3.8 – Répartition des investissements annoncés par RTE sur la période 2021-2024. Ces investissements représentent 1.875 milliards d'euro par an. Hors investissements SI et Immobilier. RTE, 2020b

A première vue, les investissements de RTE semblent plus impactés par la transition énergétique que ceux d'Enedis. Le premier poste d'investissement reste un poste de « Renouvellement » du réseau.

Cependant, le deuxième motif d'investissement est lié à « Adaptation » du réseau. Les changements de flux sur le réseau de transport nécessitent un fort investissement.

Le troisième motif concerne le réseau éolien en mer. Ces investissements de raccordement ne sont plus couverts par l'état mais sont désormais intégrés à l'enveloppe du TURPE. L'emplacement des parcs éoliens à horizon 2030 n'est pas encore totalement décidé. La fédération France Éolienne donne sur son site internet¹³ la localisation des projets déjà engagés et des projets supposés. Ces derniers projets ne sont pas localisés précisément, mais sont localisés par façade maritime, et donc par département.

Le quatrième motif d'investissement s'appelle « Ossature Numérique » et consiste à l'instrumentation numérique du réseau de RTE.

Enfin, le dernier motif concerne le développement des « Interconnexions ». Les investissements en interconnexions vont continuer d'augmenter pour permettre d'augmenter les capacités d'importation et d'exportation française afin de mieux s'adapter à la transition énergétique européenne.

Comme pour Enedis, les motifs d'investissement « Renouvellement » et « Ossature Numérique » sont répartis au prorata de la valeur à neuf du réseau RTE. Les investissements d'adaptation sont répartis au prorata de la puissance dimensionnante des postes RTE. Cette puissance dimensionnante est issue des résultats de la partie 2.4.1. On utilise les puissances dimensionnantes des capacités PPE et pour le scénario dit mixte¹⁴.

Le poste réseau en mer est un peu particulier. Il s'agit d'un nouveau motif d'investissement qui représente une partie importante des investissements. On va étudier ici deux modes de répartitions possibles de ces nouveaux investissements. Dans un

13. <https://fee.asso.fr/eolien-en-mer/enjeux-et-perspectives/>

14. Plusieurs simulations ont été réalisées avec des scénarios différents. Les conséquences sur la répartition des investissements réseaux n'ont pas été jugées significatives.

premier temps, on va regarder les conséquences d'une répartition localisée de ces investissements. Pour cela, on les répartit au prorata de la puissance des projets annoncés. Ensuite, on répartit ces projets nationalement en fonction de la valeur du réseau à neuf calculée précédemment.

L'ensemble des hypothèses utilisées pour répartir ces investissements sont présentés dans le tableau 3.9.

Motif d'investissement	Méthode de répartition géographique de l'investissement	
« Renouvellement »	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	
« Adaptation »	Somme de la puissance dimensionnante des postes - Source 2.4.1	
« Raccordement de l'éolien en mer »	« Première clef »	« Deuxième clef »
	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	Capacité des projets éoliens en mer
« Ossature numérique »	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	
« Interconnexions »	Prorata de la valeur à neuf du réseau – Source : 3.3.3	

TABLE 3.9 – Clefs de répartition géographique des investissements RTE

3.3.5 Indicateurs de l'hétérogénéité géographique

Les précédentes étapes de la méthodologie donnent l'enveloppe tarifaire à couvrir par le tarif à horizon 2020 et 2030 et localisées à la maille communale pour Enedis et à la maille départementale pour RTE. L'hétérogénéité de coût réseau peut s'observer en analysant ces valeurs, mais les enveloppes tarifaires sont fortement liées au nombre d'utilisateurs. Pour contrer cet effet, on se propose d'étudier plusieurs indicateurs de l'hétérogénéité géographique.

3.3.5.1 Normalisation par le nombre d'utilisateurs d'Enedis

On va ainsi étudier plusieurs indicateurs qui sont des normalisations de l'enveloppe tarifaire en fonction d'une variable choisie. Une première normalisation par le nombre d'utilisateurs résidentiels, professionnels et entreprises raccordés au réseau Enedis est effectuée, et permet d'obtenir l'équivalent d'un coût moyen par consommateur.

On considère ici que l'enveloppe réseau est un coût collectif, indépendant des comportements de consommation, dont chaque usager doit s'acquitter. Tous les consommateurs sont donc considérés comme identiques. C'est une attribution des coûts qui suppose que les coûts du réseau de distribution sont uniquement dépendants de la desserte des consommateurs.

On va rapporter cette enveloppe au nombre d'utilisateurs Enedis en 2020 et en 2030. Dans le premier cas, on récupère directement cette information au périmètre

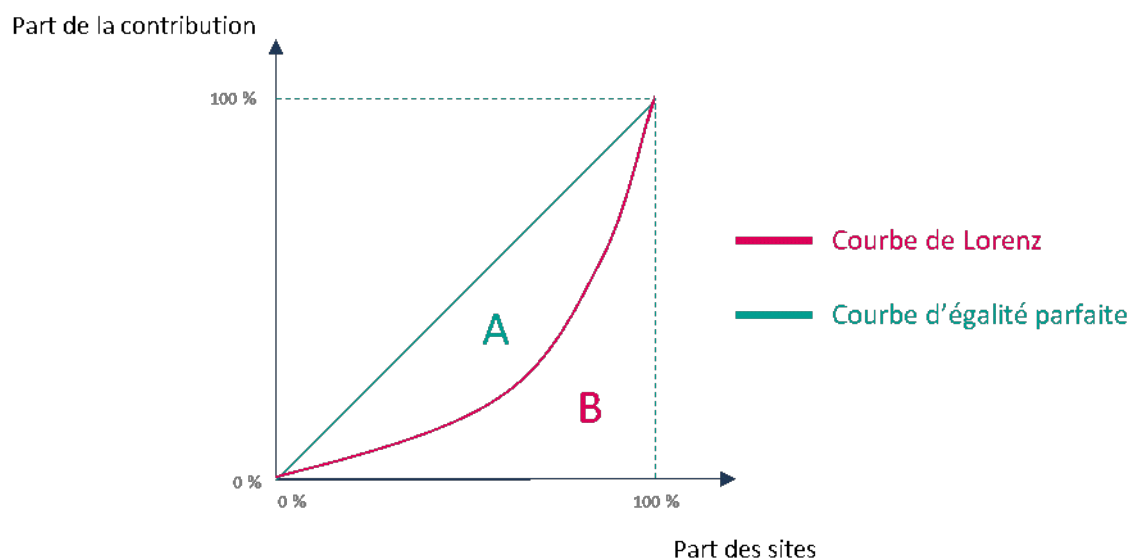


FIGURE 3.1 – Exemple d’une courbe de Lorenz

communal dans l’open data Enedis. Pour 2030, on applique au nombre de usagers 2020 le taux de croissance annuel moyen (ou TCAM) départemental de la population issus des projections démographiques de l’Insee¹⁵.

Ces normalisations ont été étudiées pour différents périmètres de péréquation tarifaire, c’est-à-dire pour différents périmètres géographiques. On calculera les indicateurs pour les périmètres nationaux, départementaux et communaux.

3.3.5.2 Utilisation des courbes de Lorenz et des coefficients de Gini

Les indicateurs précédents seront étudiés de plusieurs manières dans la partie résultat. Pour étudier l’égalité des périmètres de péréquation, les courbes de Lorenz des différents indicateurs seront tracées. Pour un indicateur donné, on représentera la part cumulée de la contribution des usagers en fonction de la part des usagers ordonnée selon la contribution unitaire¹⁶.

En plus de tracer ces courbes, on calculera les coefficients de Gini associés. Ce coefficient est une mesure de l’égalité d’une répartition. Il est compris entre 0 et 1. La valeur 0 correspondant à une répartition parfaitement égalitaire et 1 à une répartition parfaitement inégalitaire. Le coefficient de Gini est défini comme le ratio de l’aire comprise entre la courbe d’égalité parfaite et de la courbe de Lorenz avec l’aire située sous la courbe d’égalité parfaite. Si l’on reprend le graphique illustratif 3.1, le coefficient de Gini est défini comme :

$$G = \frac{A}{A + B} = 2A = 1 - 2B$$

On tire les égalités du fait que la somme des aires $A + B$ sous la courbe d’égalité

15. « <https://www.insee.fr/fr/information/2874891> »

16. On représentera à gauche du graphique les usagers pour lesquels la contribution unitaire est la plus faible.

parfaite est égale à 0,5.

3.3.5.3 Caractérisation des communes et des départements selon la densité de population

Un prisme d'analyse très commun dans l'analyse géographique des coûts du réseau électrique est celui de la densité de population. Dans la partie résultat, on différenciera les effets de l'augmentation de l'hétérogénéité des coûts selon la densité de population. Pour les communes, on utilisera la grille communale de densité définie par l'INSEE. Cette grille a déjà été utilisée et présentée dans la partie 2.3.5.2. L'INSEE ne fournit pas de classification similaire pour les départements. Pour remédier à cela, la densité de population départementale est calculée. Ensuite, les départements sont classés selon leur appartenance au quartile de la densité de population. Ils sont distingués selon une variable qui peut prendre quatre modalités : "Les plus denses", "Denses", "Moins denses", "Les moins denses". La répartition obtenue est présentée dans le tableau 3.10.

Modalité	Code des départements
Départements les plus denses	6, 13, 31, 34, 38, 44, 57, 59, 62, 67, 68, 69, 74, 75, 76, 77, 78, 83, 90, 91, 92, 93, 94, 95
Départements denses	1,14, 17, 22, 25, 27, 29, 30, 33, 35, 37, 42, 45, 49, 50, 54, 56, 60, 64, 66, 72, 80, 84, 85
Départements peu denses	2, 7, 8, 10, 11, 16, 21, 26, 28, 39, 41, 47, 51, 53, 63, 65, 71, 73, 79, 81, 82, 86, 87, 88
Départements très peu denses	3, 4, 5, 9, 12, 15, 18, 19, 23, 24, 2A, 2B, 32, 36, 40, 43, 46, 48, 52, 55, 58, 61, 70, 89

TABLE 3.10 – Catégorisation des départements par densité de population

3.4 Résultats

La méthodologie décrite précédemment permet d'obtenir des enveloppes tarifaires des réseaux RTE et Enedis en France. Ces enveloppes sont ensuite réparties entre les usagers d'une même zone. On va étudier une répartition moyenne par site¹⁷ pour plusieurs périmètres de péréquation tarifaire nationale, départementale et communale.

Les sorties du modèle seront d'abord analysées par un prisme géographique à horizon 2020. Ensuite, les augmentations des enveloppes tarifaires différenciées par densité de population seront étudiées. Enfin, les coefficients de Gini et les courbes de Lorenz de plusieurs répartitions de l'enveloppe tarifaire Enedis seront représentées.

17. On divise la somme à partager entre le nombre d'utilisateurs

3.4.1 Les différences géographiques des enveloppes tarifaires en 2020

3.4.1.1 Le réseau Enedis en 2020

Les enveloppes tarifaires localisées sont très hétérogènes. Les différences géographiques sont marquées surtout sur le réseau de distribution. Cela confirme l'intuition puisque la répartition entre les contributions des communes rurales et urbaines a historiquement occupé une place centrale dans les débats de politique énergétique.

Les enveloppes tarifaires Enedis par usager seront représentées pour trois périmètres de péréquations tarifaires : nationale, départementale et communale. Un périmètre de péréquation est définie comme un périmètre géographique au sein duquel les utilisateurs doivent s'acquitter d'une enveloppe tarifaire. Les enveloppes tarifaires par ménage sont rapportées à l'enveloppe tarifaire par ménage nationale.

Le graphique 3.2 représente l'ensemble de ces ratios par département. La ligne bleue représente la valeur de un : il s'agit d'un point de repère pour une comparaison avec une péréquation nationale de l'enveloppe tarifaire. Ce tarif est de 440 € par ménage. Les points rouges représentent le périmètre de péréquation départementale. Les départements sont classés par ordre croissant selon cette valeur. Un département dont cette valeur est supérieure à la valeur nationale bénéficie en moyenne d'une péréquation nationale. Deux tiers des départements sont dans cette situation. Cette valeur peut atteindre plus de deux fois la valeur nationale pour les départements les plus extrêmes. A l'opposé du graphique se trouve les départements les plus urbains dont la facture par ménage peut atteindre moins de 30% de la facture nationale. Les différences interdépartementales sont ainsi très marquées et atteignent un facteur 8 entre les deux extrêmes.

Enfin, pour une valeur d'abscisse (donc pour un département donné), une boîte à moustache représente la distribution de l'enveloppe tarifaire par usager pour un périmètre communal. Dans un souci de lisibilité, le graphique est tronqué à la valeur 10, mais certaines valeurs communales atteignent facilement 100 fois la valeur du ratio national. Le ratio entre les valeurs les plus faibles et les plus élevées dépasse 100 dans certains départements. Les amplitudes de variations intra départementales sont plus fortes que celles de département à département ce qui suggère que la péréquation intra départementale est beaucoup plus importante que la péréquation inter départementale. On remarque aussi que le coût par ménage départemental est la plupart du temps inférieur à la valeur médiane de la distribution marquée par une barre noire dans la boîte à moustache. Cela s'explique par un effet volume : la distribution compare les communes sans distinction du nombre d'habitants. Une commune très peu peuplée sera représentée de la même manière qu'une métropole. Au contraire, la facture départementale est calculée comme la somme des coûts divisés par la somme des habitants. Les communes les plus peuplées ont alors un poids plus important au sein de ce calcul.

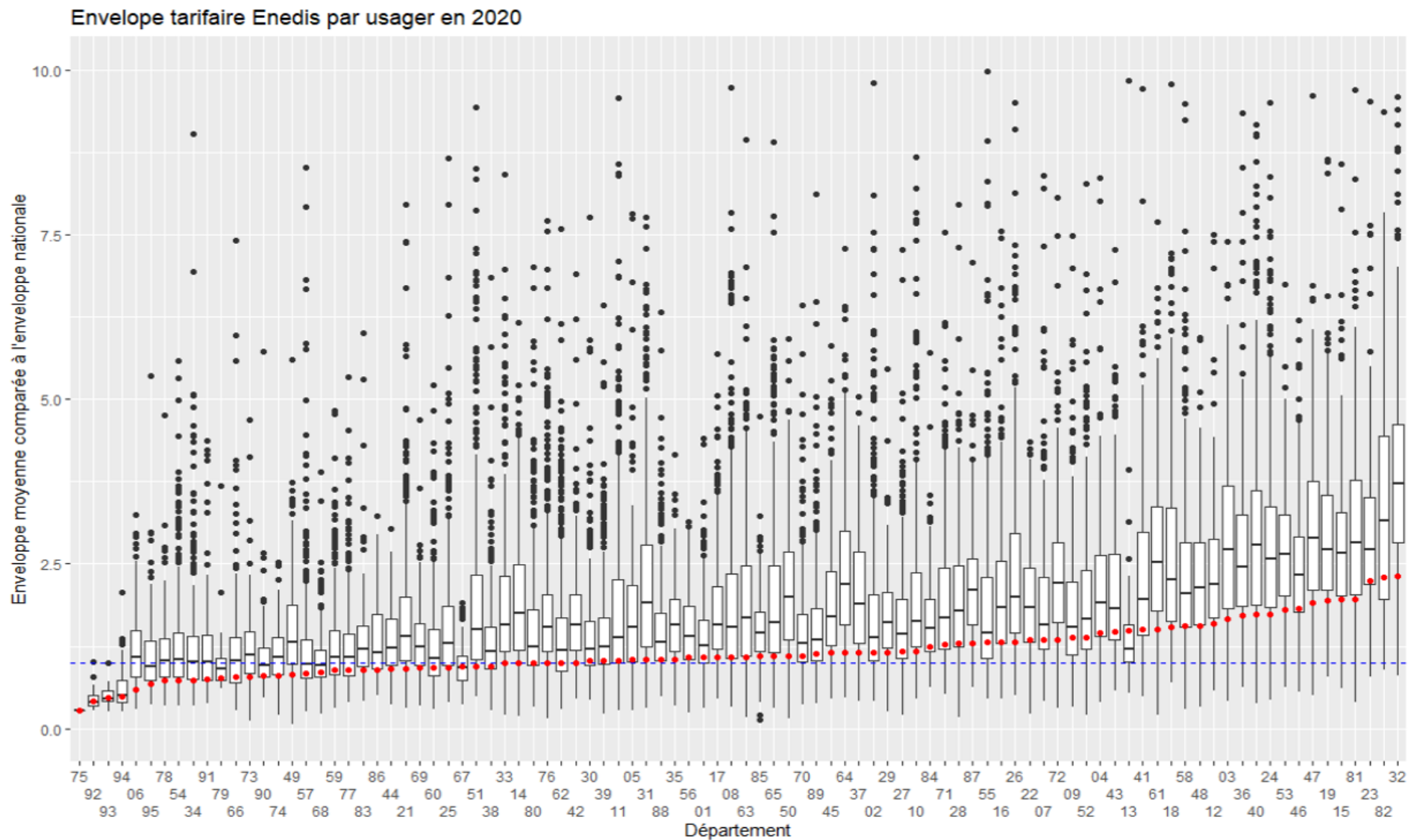


FIGURE 3.2 – Enveloppes tarifaires par ménage pour différents périmètres de péréquation tarifaire et rapportées à l’enveloppe tarifaire nationale dans un souci de normalisation. La ligne bleue correspond à la valeur 1, les points rouges à un périmètre départemental et les boxplots aux distributions intra-départementales de l’enveloppe tarifaire communale. Le graphique est tronqué à la valeur 10.

3.4.1.2 Le réseau RTE en 2020

Les enveloppes tarifaires analysées ici seront représentées à un périmètre départemental. Il est techniquement possible d'utiliser notre méthodologie pour attribuer les coûts annualisés à des communes mais nous ne le faisons pas pour deux raisons. La première est que le réseau de transport est composé de moins d'ouvrages que le réseau de distribution ce qui veut dire que la répartition géographique que nous avons réalisée est plus sujette à des effets de seuils¹⁸. La seconde est que l'échelle géographique du réseau de transport est plus grande que celle du réseau de distribution.

Les enveloppes tarifaires RTE moyennes sont ainsi représentées sous la forme d'une monotone départementale ordonnée selon l'enveloppe tarifaire départementale par ménage de 2020¹⁹ dans le graphique 3.3.

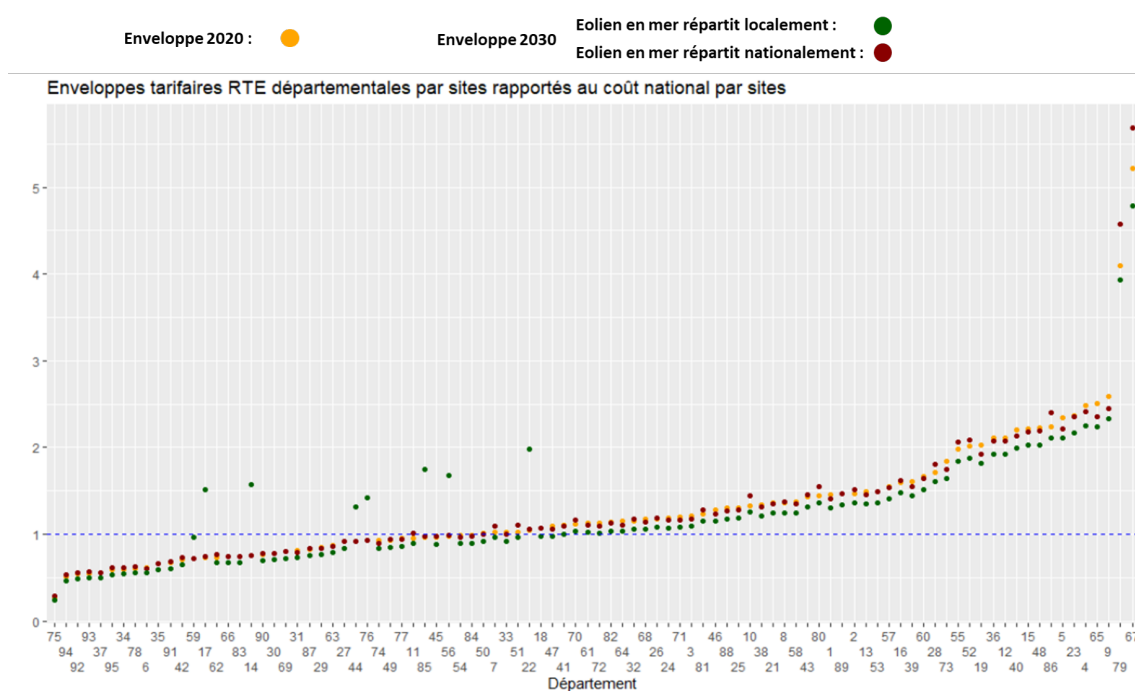


FIGURE 3.3 – Répartition des enveloppes tarifaires RTE par usager d'Enedis pour différents périmètres géographiques et horizons temporels

Les différences sont très marquées par département. L'amplitude entre les extrêmes de coût unitaire est de presque 20. Cela s'explique par la très faible enveloppe tarifaire minimale allouée au département de Paris qui n'est pas traversé par les réseaux de RTE. Les départements à l'enveloppe tarifaire unitaire la plus élevée ont tous des caractéristiques géographiques particulières. La carte 3.4 montre les quinze départements pour lesquels cette enveloppe par usager est la plus élevée.

La plupart de ces départements sont assez peu densément peuplés à l'exception du département du Bas-Rhin (numéro 67). C'est pourtant celui qui a l'enveloppe

18. à quelques kilomètres près, une ligne peut être attribuée à une commune plutôt qu'une autre alors que les deux bénéficient de l'alimentation fournie par cette ligne.

19. D'autres valeurs sont représentées sur le graphique mais nous y ferons référence plus tard dans la section

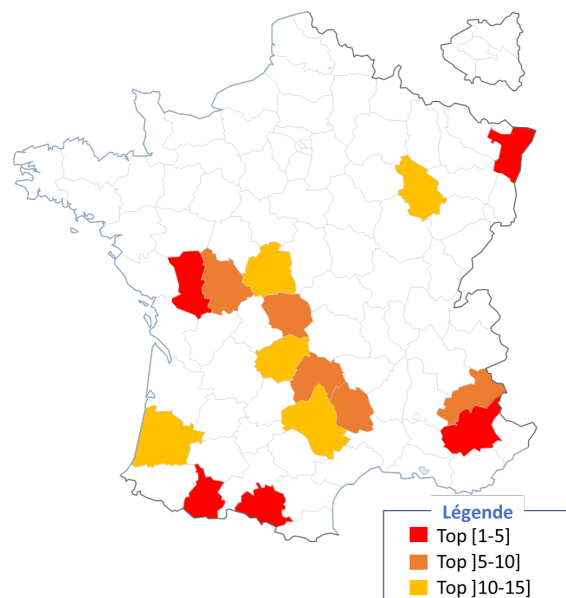


FIGURE 3.4 – Carte des départements avec les enveloppes tarifaires unitaires RTE les plus élevées en 2020

tarifaire unitaire la plus élevée parce qu’il s’agit d’une zone fortement interconnectée et disposant de nombreuses industries desservies par le réseau de RTE. Les départements du centre de la France sont également très représentés. Il s’agit de départements peu densément peuplés et de départements depuis lesquels les lignes se dispersent pour répartir les flux. Enfin, quatre des départements sont également des départements de montagne qui disposent de centrales hydroélectriques dont la production est transportée par le réseau RTE.

3.4.2 Évolution de l’enveloppe tarifaire entre 2020 et 2030 selon la densité de population

Les coûts du réseau existant ayant une distribution géographique différente de celle des investissements prévus pour la décennie 2020-2030, la répartition géographique des coûts réseaux pourraient s’en trouver significativement modifiée. Les évolutions des coûts annualisés des réseaux de distribution et de transport sont étudiés dans cette sous-section par le prisme de la densité de population.

3.4.2.1 Évolution de l’enveloppe Enedis

Les investissements ne sont pas répartis de la même façon sur le territoire. Le tableau 3.11 montre la situation en 2020 et l’augmentation à l’horizon 2030 issue de notre modèle. Les investissements vont provoquer une hausse modérée de l’enveloppe tarifaire à l’horizon 2030. En comparant les chiffres de 2020 et 2030, on voit que l’enveloppe tarifaire moyenne en place est d’environ 735.5 € tandis que l’augmentation moyenne est de 78.0 € par usager. Hors inflation, le TURPE distribution devrait augmenter d’environ 13% sur la période alors que le système électrique sera

profondément transformé par la transition énergétique²⁰.

Les investissements étant plutôt dirigés vers les communes à forte densité de population (à cause des investissements de renouvellement), l'augmentation moyenne de l'enveloppe tarifaire des villes les plus peuplées est plus de dix fois plus importante que l'augmentation moyenne nationale, notamment du fait de la taille des villes qui est plus importante. La forte population de ces villes expliquent en partie pourquoi ce montant est le plus élevé.

En rapportant ces factures communales du nombre d'usagers en 2030, on peut ainsi limiter l'effet volume. Ces chiffres se déduisent simplement des précédents en divisant l'enveloppe tarifaire communale par le nombre d'usagers en 2030. Une fois cette opération effectuée, le constat est inversé : le tableau 3.11 montre que les enveloppes tarifaires localisées dans les communes de faible densité de population augmenteront de 113.0 € par usagers contre 78.0 € à un périmètre national. En effet, une partie des investissements du réseau Enedis concerne les renforcements dûs aux énergies renouvelables. La clef de répartition utilisée tend à placer plus de capacités de production dans les communes les moins densément peuplées.

Cependant, en termes relatifs, l'augmentation de l'enveloppe tarifaire moyenne est légèrement plus importante pour les communes les plus denses et les moins denses.

Augmentation communale moyenne	Type de commune				
	Très dense	Dense	Peu Dense	Très peu dense	Ensemble
Communale à horizon 2030	548.8 k€	142.4 k€	30.9 k€	12.4 k€	47.2 k€
Communale à horizon 2030 rapporté par usagers	37.7 €	50.6 €	62.4 €	113.0 €	78.0 €
Relative en 2030 par rapport à 2020	+ 12.1%	+ 9%	+ 10.3%	+ 11.1%	+ 10.6%
Enveloppe tarifaire communale par usagers en 2020	311 €	565 €	604 €	1019.0 €	735.5 €

TABLE 3.11 – Enveloppes tarifaires Enedis communales moyennes par usager et augmentation moyenne par usager entre 2020 et 2030 distinguées selon le type de commune

3.4.2.2 Évolution de l'enveloppe RTE

L'augmentation de l'enveloppe globale est aussi calculée pour le réseau de RTE. Le tableau 3.12 montre les augmentations de l'enveloppe tarifaire RTE à horizon

20. Comme mentionné plus haut, la PPE de 2020 décrit des capacités solaires qui doivent augmenter de 10.4 GW en 2020 à 44 GW en 2028 et L'éolien terrestre devraient passer de 17.6 GW à 34.7 GW

2030. Ces augmentations sont distinguées par modalité de densité de population départementale définie dans 3.3.5. Les résultats sont également présentés selon les deux différents modes de répartitions de l’enveloppe tarifaire de l’éolien en mer définis dans 3.3.4.

Le choix de répartition effectué pour l’éolien en mer a beaucoup d’influence sur la répartition finale de l’enveloppe tarifaire future. Dans le cas où l’augmentation de l’enveloppe tarifaire due à l’éolien en mer est répartie nationalement, ce sont les départements les plus densément peuplés qui voient l’enveloppe unitaire augmenter le plus. Si cette augmentation est répartie localement, ce sont les départements les plus ruraux qui ont la plus importante augmentation d’enveloppe tarifaire totale et rapportée à l’usager. C’est parmi cette catégorie que se trouvent les départements dans lesquels les projets d’éoliens en mer devraient être développés. La différenciation de l’augmentation de l’enveloppe tarifaire selon la densité de population est marquée pour le réseau de transport, mais moins que pour le réseau de distribution.

Investissements de l’éolien en mer :	Augmentation départementale moyenne	Type de département				
		Les plus denses	Dense	Peu dense	Les moins denses	Ensemble
Nationalement	Départementale en 2030	7457 k€	4999 k€	4915 k€	3657 k€	5291 k€
	Départementale par usager en 2030	15 €	12 €	25 €	25 €	19 €
Localement	Départementale en 2030	7090 k€	11614 k€	1092 k€	1011 k€	5291 k€
	Départementale par usager en 2030	8 €	25 €	6 €	7 €	12 €
Situation 2020	Enveloppe tarifaire départementale par usagers	118 €	117 €	175 €	210 €	159 €

TABLE 3.12 – Augmentation moyenne de l’enveloppe tarifaire de RTE distinguée par densité de population

En plus de cette analyse selon la densité de population, la figure 3.3 montre les effets sur les coûts annualisés à couvrir par usager pour les départements métropolitains, rapportés à l’enveloppe tarifaire nationale. L’augmentation départementale entre les enveloppes tarifaires de 2020 et 2030 dépend très fortement de l’hypothèse de répartition que l’on prend dans le cas du réseau en mer. Si l’on considère que les coûts du réseau en mer seront traités de la même façon que tous les raccordements de centrale de production et donc que les coûts seront partagés nationalement, on observe peu de différences entre les coûts par usager. En revanche, si on prend en compte la répartition géographique des investissements, les départements qui accueillent l’éolien en mer vont voir leur enveloppe tarifaire unitaire sensiblement augmenter, de l’ordre d’un facteur 2.

L’attribution locale de l’augmentation de l’enveloppe tarifaire due aux projets éoliens en mer pourrait être perçue comme étrange. Les investissements en question sont dédiés à exporter de la production sur l’ensemble du territoire français et même

européen. L'allocation de cette hausse de l'enveloppe aux habitants des départements dans lesquels les projets sont annoncés paraît injustifiée puisqu'ils n'en sont pas responsables et qu'ils ne sont pas les seuls à en tirer un bénéfice.

3.4.3 La quantification de l'inégalité grâce aux coefficients de Gini

L'analyse précédente a montré une forte disparité de la répartition des coûts réseaux annualisés à un périmètre communal pour Enedis. Comme les communes ne disposent pas du même nombre d'habitants, on ne peut pas directement étudier les conséquences pour les consommateurs raccordés à Enedis.

Dans cette section, on considère que les usagers d'Enedis doivent s'acquitter d'un montant moyen fixe indépendant du profil de consommation. À noter que cette hypothèse d'allocation fixe de cette enveloppe, sans prise en compte ni du volume ni du profil de consommation, entraîne déjà des effets redistributifs, non étudiés ici. L'allocation de cette enveloppe par ménage est étudiée pour trois différents périmètres de péréquation tarifaire (national, départemental et communal) et pour deux horizons temporels (2020 et 2030). Ils sont représentés dans la figure 3.5.

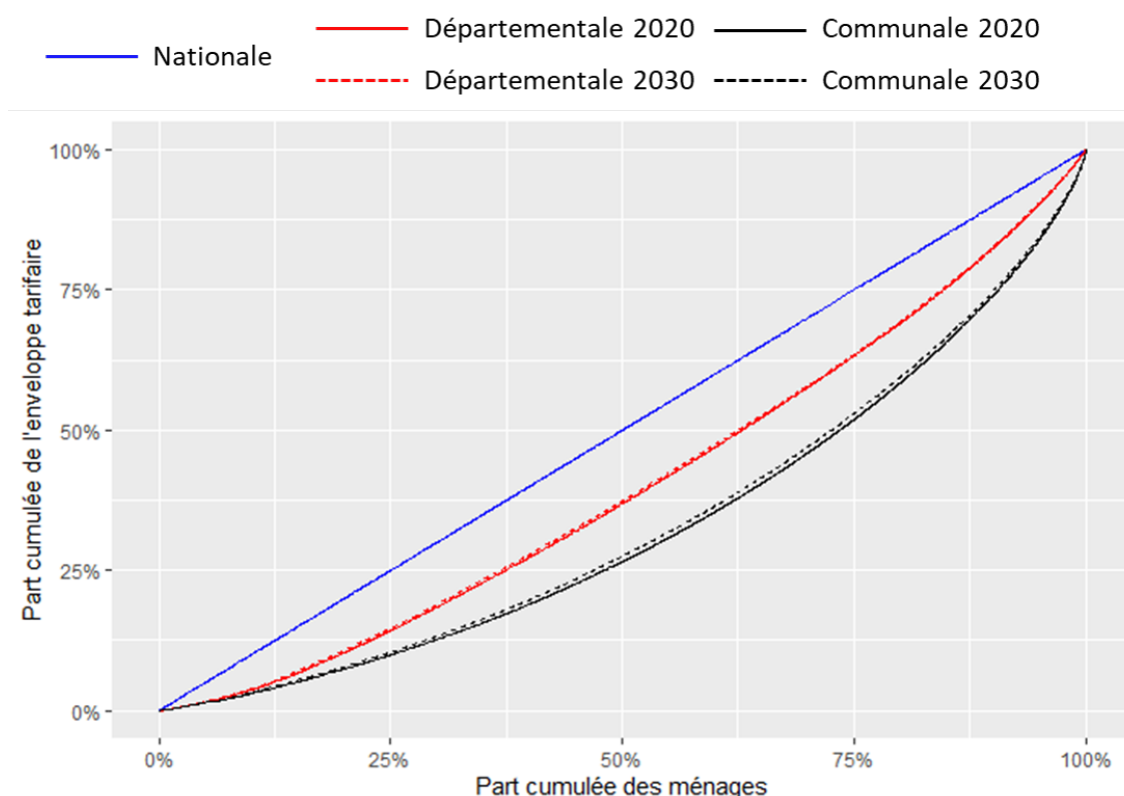


FIGURE 3.5 – Courbe de Lorenz des différences de contribution selon trois périmètres de péréquation tarifaire en 2020 et 2030.

Les situations en 2020 et 2030 sont très similaires : les courbes départementales sont quasiment confondues, tandis que les courbes communales sont légèrement différentes. La courbe de Lorenz communale à horizon 2030 montre une répartition

plus égalitaire qu'en 2020. Le calcul des coefficients de Gini communaux confirme cette analyse visuelle : il est de 0.342 en 2020 et de 0.329 en 2030.

Cette modification est la résultante de deux effets contradictoire. Le premier effet est la variation d'enveloppe tarifaire. La partie précédente montre notamment que cette augmentation est très différente selon la densité de population avec une intensification des différences urbain-rural. Le second effet est la variation de population. En moyenne, les départements les plus densément peuplés ont des TCAM de population plus élevés. Il existe cependant des variations au sein d'une même catégorie de département : le département parisien a un TCAM négatif entre 2013 et 2050 ce qui veut dire qu'il perd des habitants.

Enveloppe tarifaire	Population	Périmètre de péréquation	
		Départementale	Communale
2020	2020	0.108	0.342
2020	2030	0.099	0.328
2030	2020	0.113	0.342
2030	2030	0.103	0.329

TABLE 3.13 – Coefficient de Gini

Pour essayer de quantifier l'importance relative de ces effets sur les courbes de Lorenz, les coefficients de Gini "intermédiaires", c'est-à-dire le Gini de l'enveloppe tarifaire 2020 rapportée au nombre de sites de 2030 (et inversement) sont calculés. Les valeurs de ces coefficients sont également présentées dans le tableau 3.13. L'augmentation de l'enveloppe tarifaire fait croître les coefficients de Gini, tandis que l'effet population a tendance à le faire diminuer. Dans notre modèle, l'effet population semble prendre le pas sur l'effet enveloppe tarifaire, ce qui provoque la diminution des coefficients de Gini à horizon 2030. Dans tous les cas, les évolutions sont assez peu marquées entre 2020 et 2030.

3.5 Conclusion

Ce chapitre traite de la modélisation des coûts des réseaux électriques français. Il présente une méthodologie de calcul des coûts des réseaux électriques à partir de bases de données publiques. Les coûts calculés ont été restitués à trois périmètres : communal, départemental et national. Malheureusement, cette méthodologie répond à une problématique très spécifique puisqu'elle s'applique dans un pays donné pour des bases de données précises. Néanmoins, elle pourrait intéresser les chercheurs français et une réflexion sur la mise à disposition de ces données comme contribution de la thèse est en cours.

L'analyse des résultats de cette base de données a permis d'examiner les disparités géographiques des coûts annualisés réseaux métropolitains à plusieurs horizons temporels. L'hétérogénéité des coûts du réseau de transport est assez importante. Il existe un écart de presque 20 entre les valeurs extrêmes à cause de la très faible quantité de matériel installée dans le département parisien. Cette disparité est liée à la nature du réseau de transport qui est destiné à transporter l'énergie sur de longues

distances. Des coûts réseau importants ne reflètent pas forcément des besoins liés à la demande locale. Ainsi, à l’horizon 2030 la plus importante modification dans la répartition des coûts de transport est imputable au développement de l’éolien en mer : une attribution localisée de l’enveloppe tarifaire réseau de transport aura une forte incidence sur cette répartition géographique des coûts de transport.

Le réseau de distribution est marqué par les différences entre zones urbaines et rurales. Les écarts de coûts moyens sont très importants au sein d’un même département. A l’horizon 2030, les investissements seront plus importants en volume dans les zones urbaines mais plus importants par site dans les zones rurales. Les investissements ont donc tendance à augmenter cet écart entre coût moyen urbain et rural. Cependant, les mouvements de population semblent contrarier cet effet si bien que, malgré l’accroissement des écarts dus à l’investissement, les coefficients de Gini calculés diminuent entre 2020 et 2030.

Finalement, ces différents éléments confirment que la péréquation nationale correspond à des transferts conséquents. Elle bénéficie fortement à une faible partie de la population, tout en demandant à une grande partie de contribuer faiblement. A l’inverse, un grand nombre de communes bénéficient fortement de cette péréquation tout en demandant à une petite partie d’entre elles de contribuer fortement. Selon le prisme considéré, les conclusions sur le bienfondé de la péréquation nationale peuvent être assez différentes. Il semble que les arguments historiques de solidarité entre villes et campagnes tiennent toujours.

Chapitre 4

L'autoconsommation collective en France : analyse par fondamentaux et implications de la régulation

Table des matières

4.1	Introduction	105
4.1.1	Contextualisation	105
4.1.2	Contenu du chapitre	105
4.2	Revue de littérature	106
4.2.1	Positionnement par rapport à la littérature existante	106
4.2.2	Quelles sont les méthodologies employées?	106
4.2.3	Choix de la méthodologie	107
4.3	Méthodologie	109
4.3.1	Estimation de la courbe de charge profilée des communes à horizon 2030	109
4.3.2	Ajout des courbes de charge du véhicule électrique	111
4.3.3	Détermination de la production locale	111
4.3.4	Calcul de la courbe de charge résiduelle	113
4.3.5	Calcul des indicateurs financiers	113
4.4	Résultats	121
4.4.1	Quel est l'effet des différences géographiques sur la rentabilité des opérations d'autoconsommations collectives dans le cadre français?	121
4.4.2	Quelles conséquences financières peut-on tirer de l'analyse du cadre français?	125
4.5	Conclusion	136

4.1 Introduction

4.1.1 Contextualisation

L'autoconsommation est un objet particulier dans le système électrique. Elle rend bilatérale une relation autrefois descendante entre le système électrique et le consommateur. Celui-ci devient en partie producteur et donc fournisseur d'énergie. Les raisons qui motivent ce changement de paradigmes sont multiples : pour certains, il s'agit d'un acte écologique permettant de prendre en mains les questions énergétiques, pour d'autres, il s'agit d'une opportunité économique de réduction de la facture électrique. En tout cas, cet objet pose des questions d'égalité d'accès et de réorientation des flux financiers.

La forme collective de l'autoconsommation est un objet nouveau. Les communautés locales d'énergie sont promues par la Commission Européenne (European Commission, 2019) et leur développement semble prendre de l'ampleur dans les années futures. A première vue, elle semble avoir des vertus que la forme individuelle ne possède pas : les participants peuvent mutualiser leurs finances et l'espace disponible pour investir dans des capacités, ce qui la rend à la fois plus accessible socialement et plus efficace

Dans l'optique de traduire en droit français le droit européen, un cadre de régulation a été construit en France pour développer l'autoconsommation collective. Ce cadre passe notamment par la construction d'une structure tarifaire spécifique et par le choix d'une assiette fiscale. Dans cette partie, deux questions de recherche interdépendantes sont traitées. La première consiste à déterminer si les communes sont égales face à l'autoconsommation collective. La seconde consiste à déterminer les implications financières du cadre de régulation de l'autoconsommation collective.

4.1.2 Contenu du chapitre

La suite du chapitre commence par parcourir la littérature associée au sujet. Dans un premier temps, elle place nos travaux par rapport à la littérature existante (4.2.1), puis elle décrit les méthodologies employées par ces travaux (4.2.2) et enfin explique le choix réalisé dans ce manuscrit (4.2.3). Ensuite, cette méthodologie est décrite. Elle est composée d'une étape de calcul d'une courbe de charge résiduelle pour chacune des communes françaises (dont les différentes sous-étapes sont expliquées dans 4.3.1, 4.3.2 et 4.3.3) et d'une étape de calcul d'indicateurs sur ces courbes (4.3.4) afin de réaliser une évaluation financière qui tire partie de ces indicateurs (4.3.5). Cette évaluation financière est ensuite analysée dans la partie résultat (4.4) qui traite d'abord des différences géographiques entre les communes (4.4.1), puis elle tire les leçons financières du cadre tarifaire actuel (4.4.2). Enfin, une conclusion résume les travaux réalisés et clos ce chapitre (4.5).

4.2 Revue de littérature

4.2.1 Positionnement par rapport à la littérature existante

Les recherches sur l'accès à l'autoconsommation collective et sur les implications des cadres actuels sont assez rares. Pourtant, c'est un sujet dont les enjeux sont similaires à ceux de l'autoconsommation individuelle et dont l'ampleur est probablement plus importante parce qu'à première vue plus accessible. L'autoconsommation collective permet à des ménages de mutualiser les ressources physiques et financières et donc de disposer de capacités de production plus efficace que dans le cas de l'autoconsommation individuelle. Aujourd'hui, la rentabilité des opérations en France semble liée au cadre de régulation et notamment au TURPE spécifique qui permet aux participants de diminuer leurs factures réseaux sous certaines conditions.

Deux questions de recherche découlent de nos premières observations :

- *Quel est l'effet des différences géographiques sur la rentabilité des opérations d'autoconsommations collectives dans le cadre français ?*
- *Quelles conséquences financières peut-on tirer de l'analyse du cadre français ?*

Pour répondre à la première question de recherche, notre méthodologie consistera à analyser une base de données de potentiel de production d'énergie éolienne et solaire utilisée dans le cadre des futurs énergétiques 2050 (RTE, 2021). Pour déterminer une méthodologie adaptée pour répondre à la deuxième question de recherche, nous nous proposons d'examiner les méthodologies et les données employées par les articles qui traitent des questions de recherche relatives à l'autoconsommation individuelle et collective qui ont été présentées dans la revue de littérature dans 1.2.3.1, 1.2.3.2 et 1.2.3.3

En effet, la principale différence entre notre étude et ces travaux provient du périmètre considéré. Les implications restent similaires puisque nous cherchons ici aussi à déterminer les conséquences que peuvent avoir une forme tarifaire sur les opérations d'autoconsommation collective. La maille est différente, mais l'approche reste très similaire. Les approches de la littérature divergent dans la façon de modéliser la courbe de charge résiduelle et le comportement des autoconsommateurs.

4.2.2 Quelles sont les méthodologies employées ?

Une partie des travaux cherchent à déterminer les subventions croisées dans le cas où les autoconsommateurs adoptent un comportement optimal. (Schittekatte et al., 2018) détermine le comportement et l'investissement optimal d'un autoconsommateur avant de déterminer les conséquences en termes de subventions croisées pour les autres consommateurs. Ce point de vue suppose que les consommateurs ont une parfaite rationalité économique. Cette méthodologie est appropriée dans le cas d'une volonté d'identifier les plus grandes subventions croisées, mais n'est pas nécessairement représentative du comportement véritable des consommateurs. Une autre façon de prendre en compte une réaction aux signaux économiques est de prendre en compte une élasticité de la consommation. (Ansarin et al., 2020a, 2020b) utilisent des données réelles de courbe de charge et de production solaires

provenant des États-Unis et déterminent les implications de ces structures sur les subventions croisées. Les autoconsommateurs sont considérés comme élastiques et peuvent réagir au changement de signal tarifaire. Un coefficient d'élasticité est utilisé pour simuler cette rétroaction. Les consommations sont ainsi modifiées lorsque les auteurs calculent les factures issues de différentes structures. (Simshauser, 2016) utilise lui aussi des données mesurées au pas demi horaire sur 69 foyers du Queensland en Australie. Ces consommations mesurées sont différenciées par usage. L'auteur regroupe ces courbes de charges en quatre types de consommateurs qui sont déterminés selon la présence de panneaux PV et de climatiseurs. Un passage à l'échelle est ensuite effectué pour déterminer les conséquences des structures tarifaires sur les subventions croisées. Ces travaux sont prolongés par (Strielkowski et al., 2017) qui utilisent des données issues du comptage mais au Royaume-Uni. Ils montrent eux aussi que les coûts sont fortement redistribués entre les consommateurs dans le cas d'un tarif qui n'est pas adapté. Les auteurs concluent qu'au Royaume-Uni, les autoconsommateurs ne contribuent pas autant que ce qu'ils devraient. Les données de consommation fines sont assez rares ce qui contraint certains auteurs à utiliser des profils de consommation (Clastres et al., 2019; Eid et al., 2014; Johnson et al., 2017; Rebenaque, 2020; Roulot & Raineri, 2018; Simshauser, 2016).

(Eid et al., 2014) utilisent un profil moyen des consommateurs espagnols pour calculer les influences de l'autoconsommation sur les revenus du DSO. Notamment, ils regardent les effets du net-metering et des structures tarifaires sur les subventions croisées. En France, (Roulot & Raineri, 2018) estiment les conséquences de l'autoconsommation pour les différentes parties prenantes. Il compare quatre profils de consommateurs français issus d'un panel de profil produit par le principal DSO Enedis (Enedis, 2017b). La même base de profils est également utilisée par (Clastres et al., 2019; Rebenaque, 2020) pour estimer les subventions croisées provoquées par les autoconsommateurs français à horizon 2021.

Enfin, (Johnson et al., 2017) utilisent des données de consommations réelles provenant de la Californie pour déterminer des profils de plusieurs types de consommateurs : des consommateurs résidentiels, des petits commerçants et des consommateurs industriels. Un des résultats forts est de montrer que certains choix tarifaires peuvent engendrer des transferts entre classes de consommateurs. Notamment, un tarif se reposant sur la contribution des différents utilisateurs à la pointe totale du système peut engendrer une plus grosse contribution de la part des résidentiels parce que ces types de consommateurs participent plus à la pointe du soir.

Dans certains cas, les auteurs effectuent des hypothèses en fixant un taux de couverture et en traitant des données à des mailles temporelles agrégées. (Borenstein, 2017) utilise des données de facturation de consommation mensuelles et prend comme hypothèse un taux d'autoconsommation pour calculer les impacts de plusieurs formes tarifaires. (Hinz et al., 2018; Küfeoğlu & Pollitt, 2019) utilisent des données annuelles pour déterminer les mêmes influences.

4.2.3 Choix de la méthodologie

En France, le phénomène de l'autoconsommation collective et des communautés locales d'énergie est encore nouveau : fin 2021, Enedis comptait 100 000 installations

d'autoconsommation individuelle fin 2021 pour 102 opérations d'autoconsommations collectives mi 2022¹.

Pour choisir une méthodologie adaptée au cas français, nous nous appuyons aussi sur les recherches qui traitent des expériences d'appropriation de l'énergie par les citoyens.

(Nadaï et al., 2015) traitent d'initiatives de production d'énergie dans les territoires ruraux français. Une première analyse d'expériences passées permet de tirer cinq enseignements : l'énergie est un de moyen de développement et de reconversion d'un territoire, les plans locaux ne sont pas forcément liés à des politiques nationales, l'action peut prendre des formes très variées qui vont au-delà de l'installation de capacités, les innovations se propagent et enfin les dynamiques locales et historiques sont très importantes dans la mise en pratique des nouvelles expériences.

(Sebi & Vernay, 2020) ont mené une série d'entretiens semi-directifs en France auprès de participants des communautés locales d'énergies. Ces communautés sont un moyen de motiver les citoyens à investir dans les énergies renouvelables. Dans ce travail, seuls les projets qui donnent accès aux détails de la gouvernance sont considérés. Ils parviennent à une typologie de ces communautés reposant sur la rémunération et la gouvernance des projets. La première catégorie est dite *Citizen PV clusters*. Ce sont généralement des citoyens qui entreprennent une démarche militante en partenariat avec des acteurs publics. Elles peuvent atteindre jusqu'à 500 participants. Elles sont motivées par une volonté de faire vivre le tissu local de compétence et de ressource énergétique. Les revenus issus de ces communautés sont assez faibles. Ces communautés représentent 63% des communautés pour 9% des capacités. Le deuxième type appelé *Never too big for citizens* consiste en des capacités plus importantes et un nombre de participants un peu plus élevés. Elles optent pour une représentation proportionnelle dans les instances de décisions. Elles ne représentent que 10% des opérations pour 10% des capacités. Le troisième type nommé *Neither demagogue nor angels* représente des communautés avec des faibles capacités et qui cherchent de la rentabilité via des supports de l'état. Les projets mettent en avant leur taux de retour sur investissement pour motiver les investisseurs. Enfin, le type *Co-developed with public/private actors* correspond aux projets importants en termes de capacités et qui sont des partenariats publics privés. Ces projets représentent 17% des projets pour 55% des capacités. L'article traite également des nombreux verrous financiers, comportementaux et institutionnels qui expliquent que ces communautés soient encore peu développées à la maille française.

Il semble que le développement de ces communautés locales et que la prise en main de l'énergie par les citoyens en soit encore à ses balbutiements. Pour ces raisons, nous allons utiliser une méthodologie par profil qui se rapproche des travaux de (Clastres et al., 2019; Rebenaque, 2020; Roulot & Raineri, 2018). En effet, il semble que les opérations d'autoconsommations collectives en France soient plus proches d'un comportement peu élastique en ce qui concerne la modification de la consommation. Cette approche est également compatible avec les données que nous avons à disposition.

Dans un sens, notre travail de recherche est le pendant économique des questions

1. <https://www.enedis.fr/presse/plus-de-100-000-operations-dautoconsommation-en-france-metropolitaine>

soulevées par les travaux de (Fonteneau, 2021). L'article est une enquête sociologique se reposant sur une série d'entretiens semi-directifs et relate des controverses liées à la création du cadre français de l'autoconsommation collective. Notamment, la mise en place d'un TURPE spécifique par la CRE est un élément qui a suscité de nombreux débats entre les acteurs, avec notamment toute la difficulté d'identifier et de calculer une valeur. De plus, la crainte de la mise en danger de la solidarité nationale était aussi présente lors des débats autour de l'autoconsommation collective. En effet, *la mise en œuvre de l'autoconsommation collective a soulevé la question de la prise en compte d'effets économiques territorialisés dans un agencement basé sur un principe d'universalité à l'échelle nationale*. L'article conclut également que les débats autour de la tarification ne tiennent pas uniquement de l'arbitrage entre équité et efficacité, mais qu'il est aussi question de la définition du périmètre et des échelles de tarification.

4.3 Méthodologie

L'objectif de cette partie est de proposer une méthodologie afin de répondre à nos deux questions de recherche. La méthodologie consiste à estimer le profil de charges des habitants d'une commune² qui souhaitent développer des opérations d'autoconsommations collectives.

Ensuite, les impacts financiers provoqués pour les communes sont estimés de cette régulation et de ce développement grâce à des indicateurs. Ils servent à quantifier les gains pour les communes et à les décomposer pour comprendre l'influence des leviers sur cette rentabilité. Des valeurs actualisées nettes et des bilans annuels seront ainsi calculés à l'horizon 2030.

La méthodologie est composée de plusieurs étapes : une phase d'estimation d'un profil de courbe de charges résiduelle qui intègre la consommation historique (4.3.1), la consommation du véhicule électrique (4.3.2), et la production locale (4.3.3). Des informations sont ensuite extraites de cette courbe de charge (4.3.4) et exploitées pour réaliser une estimation financière (4.3.5).

4.3.1 Estimation de la courbe de charge profilée des communes à horizon 2030

L'étape d'estimation est effectuée pour chacune des communes françaises. Elle consiste à estimer la consommation historique profilée des communes à horizon 2030. Pour cela, il faut connaître la consommation annuelle de la commune, puis appliquer un profil de consommateur.

2. Le cadre communal est plus étendu que le périmètre réglementaire actuel, mais on considère que son développement est probable du fait de la montée en puissance et en compétence des citoyens et des agglomérations.

4.3.1.1 Estimation de la consommation annuelle de la commune par catégorie de profil

La consommation existante est profilée en utilisant des données disponibles en Open Data. Le site Open Data Enedis fournit des données communales de consommation. Cette consommation est distinguée selon plusieurs postes qui s'appellent des Macro Profils. Le nombre de consommateurs par catégorie et la consommation électrique associée sont disponibles par grande catégorie de consommateur : les résidentiels réunis sous les profils RES, les bâtiments professionnels réunis dans la catégorie PRO et les entreprises raccordées sur le réseau moyenne tension et réunis sous la catégorie ENT. Les profils de consommations sont très différents au sein de ces catégories de consommateurs. Par exemple, les profils résidentiels peuvent disposer ou non de chauffage électrique. Cela change considérablement la forme de la courbe de charge.

Idéalement, il faudrait disposer de la répartition exacte de ces profils ville par ville. Nous ne disposons pas de cette information. En revanche, l'open data de la CRE fournit la décomposition en catégories de profils RES et PRO du portefeuille des clients d'EDF qui ont souscrit au TRV lors des consultations publiques sur la mise à jour du TRVE. Le nombre de sites ainsi que les consommations distinguées selon le poste horo-saisonnier sont disponibles³. Tous les profils ne seront pas utilisés : une partie des sous profils qui représentent une faible part de la consommation sont exclus de notre étude pour des raisons de simplicité. Les profils conservés sont les profils RES1, RES11, RES2, PRO1 et PRO2. Ils représentent 95% de la consommation et 97% du nombre des sites.

Deux hypothèses sont alors formulées : la première consiste à supposer que ce portefeuille est représentatif de l'ensemble des sites de la consommation française et la seconde consiste à dire que cette décomposition s'applique à toutes les communes. Cette hypothèse veut dire que l'on ne prend pas en compte les différences de profil de consommation des communes de façon poussée. On s'affranchit des différences de profils pour mettre en avant les différences de volume (niveau de consommation total) et les différences géographiques entre les communes. En croisant ces données de portefeuilles EDF et les données de l'open data Enedis, une consommation par poste horosaisonnier pour les catégories de profils étudiées à la maille communale est ainsi estimée.

4.3.1.2 Application d'une courbe de charge profilée

Pour estimer la courbe de charge profilée, la consommation historique par profil obtenue précédemment doit être répartie à la maille horaire. Les coefficients des profils permettent de réaliser cette opération pour les cinq profils de la partie précédente : RES1, RES11, RES2, PRO1 et PRO2.

Les coefficients des profils sont des données qui permettent d'estimer une courbe de charge moyenne d'un groupe de consommateur au court du temps. Ils permettent de répartir heure par heure une quantité d'énergie consommée par plage horaire. Les variations des coefficients des profils rendent compte des disparités de niveau de

3. La part des clients ayant souscrit un TRV représente aujourd'hui encore 66% des sites résidentiels et 61% des petits sites non résidentiels.

consommation au sein de la plage temporelle : les valeurs des coefficients des profils en hiver sont plus élevées que celles du printemps.

La définition et l'utilisation des profils Recoflux sont décrites plus en détails dans la note (Enedis, 2017b).

Ces coefficients des profils sont disponibles sur le site Enedis. Ils permettent de ventiler la consommation selon un profil qui correspond à la consommation sous condition de température normale, c'est-à-dire de température normalisée sur 30 ans.

Les courbes sont données sous la forme de coefficients repérés par trois coordonnées (semaine, jour, heure) et prenant une valeur permettant de répartir la consommation de la catégorie au sein de cette plage horaire. Les coefficients sont normalisés puis on répartit les consommations par poste horosaisonnier calculées précédemment en utilisant les coefficients. Ces deux étapes permettent d'obtenir une courbe profilée de la consommation historique des communes.

4.3.2 Ajout des courbes de charge du véhicule électrique

Une fois cette courbe historique profilée obtenue, la consommation prospective du véhicule électrique est ajoutée. Tout d'abord, un nombre de véhicules électriques par commune est estimé. Les clefs utilisées sont celles de la partie 2.3.5.2 et suivent la répartition actuelle du nombre de ménages motorisés par commune. Une fois ce nombre défini, les profils de consommation du véhicule électrique sont appliqués par commune. Les profils utilisés sont ceux de la partie 2.3.5.2 et proviennent de l'étude électromobilité de RTE (RTE, 2019). Deux profils de charges seront utilisés : un profil dit naturel qui correspond à une connexion systématique et un profil dit tarifaire et dont la recharge dépend des signaux heures pleines heures creuses. Ces signaux sont adaptés à la trajectoire PPE de 2030 : certaines heures estivales méridiennes sont considérées comme des heures creuses afin de profiter de la forte production solaire.

Les profils de véhicule électrique sont moyennés pour 30 années climatiques afin de répliquer les conditions normales de climatiques des coefficients des profils. Dans un premier temps, la répartition entre les profils naturels et tarifaires est fixée à 60% comme cela est effectué dans le chapitre 2.3.5.2.

4.3.3 Détermination de la production locale

L'étape précédente nous permet d'avoir des courbes de charges profilées pour les différentes communes françaises. Il reste ensuite à déterminer les capacités de production qui seront installées par commune et la courbe résiduelle qui s'en suit. La capacité installée dépendra d'objectifs politiques locaux plus ou moins fort. Les communes peuvent mettre en place des stratégies afin d'atteindre des taux de couverture annuels. Un taux de couverture étant défini comme le ratio entre la production annuelle et la consommation annuelle⁴.

Il faut alors déterminer les capacités de centrales à installer pour atteindre les différents objectifs. Dans le cas des objectifs de couverture annuels, on estime, à

4. Cette notion est différente de la notion de taux d'autoproduction puisque dans ce cas, de l'énergie produite et injectée augmente également le taux de couverture.

l'aide d'un facteur de charge local, quelle serait la production annuelle d'une centrale solaire et éolienne d'une puissance maximale d'un MW. On rapporte cette production à la consommation de la commune, ce qui nous donne un taux de couverture pour 1 MW. Ensuite en fonction du taux de couverture choisi, on détermine, en faisant l'hypothèse qu'il y a une relation linéaire entre la capacité et le taux de couverture, quelle capacité il faudrait installer pour atteindre le taux souhaité. Des capacités objectifs sont alors obtenues.

Pour atteindre ces différents objectifs, on considère que les communes choisissent d'installer soit de l'énergie solaire soit de l'énergie éolienne. Elles ne peuvent pas réaliser de mix local. Dans le cas de l'éolien, les communes peuvent installer des centrales au sol classiques. Dans le cas du solaire, les communes peuvent installer des centrales au sol ou des panneaux sur toiture. Il est également considéré que les communes, dans le cas de l'énergie solaire, effectuent le choix le plus économique pour la collectivité en raisonnant selon une logique de préséance économique. Elles utilisent d'abord les potentiels solaires les moins chers puis, si ce potentiel n'est pas suffisant, elles utilisent le suivant jusqu'à atteindre l'objectif ou saturer le potentiel de la commune. Les données technologiques sont présentées dans le tableau 4.1.

Technologie	Cout par kW	Durée de vie	Coûts opérationnels
Centrale PV au sol	720€	25 ans	1.7%
PV sur toiture - Bâtiments commerciaux	810€	25 ans	2.5%
PV sur toiture - Résidentiel	960€	25 ans	2%
Eolien	1360€	30 ans	3%

TABLE 4.1 – Hypothèses des coûts de technologie utilisée

Pour déterminer quel est ce potentiel, des données provenant des futurs énergétiques 2050 ont été utilisées (RTE, 2021). Il s'agit de données de potentiels solaires et éoliens à la maille communale. Ces gisements ont été construits via une analyse cartographique à l'échelle de la France métropolitaine et se repose sur des facteurs d'exclusion. Des facteurs techniques, sociétaux et environnementaux sont pris en compte pour déterminer s'il est possible d'installer des centrales de production. Les cartes de répartitions géographiques sont disponibles dans le document de synthèse du BP 2050. Les mix de production de cette étude présentent tous des capacités solaires et éoliennes bien supérieures aux capacités prospectives de l'horizon temporel de 2030. Les contraintes sur la production renouvelable seront donc locales mais pas nationales.

Ensuite, des facteurs de charges localisées ont été utilisés pour estimer un profil de production renouvelable par commune. Les données de facteur de charge sont les mêmes que celles de la partie 2.3.5.2. Les facteurs de charges sont moyennés sur 30 années climatiques afin de répliquer les conditions normales climatiques des coefficients des profils.

Dans certains cas, les communes ne peuvent pas atteindre l'objectif souhaité parce qu'elles ne disposent pas du potentiel nécessaire ou que le facteur de charge est trop bas. Cette possibilité de pouvoir atteindre ou non un objectif sera étudiée dans les parties suivantes.

4.3.4 Calcul de la courbe de charge résiduelle

La courbe de charge résiduelle est obtenue en soustrayant la courbe de production à la courbe profilée de consommation.

4.3.4.1 Calcul de variables tarifaires à l'échelle de la commune

Les courbes de résiduelles profilées précédentes sont utilisées pour calculer des variables tarifaires, qui seront elles mêmes utilisées pour calculer les factures des différentes communes. Les variables en question sont :

- **L'énergie consommée** par la commune
- **L'énergie alloproduite**⁵ qui se définit comme l'intégrale de la partie positive de la courbe de charge résiduelle. Il s'agit de l'énergie dont la fourniture est satisfaite par le système centralisé.
- **L'énergie injectée** qui est l'intégrale de la partie négative de la courbe de charge résiduelle
- **L'énergie considérée comme autoconsommée** qui correspond à la différence entre l'énergie consommée et l'énergie soutirée.
- **La puissance souscrite** c'est-à-dire la valeur maximale de la courbe de charge résiduelle

Les données en énergie sont distinguées selon les plages temporelles. Ces plages sont adaptées au monde de 2030. Une première distinction est faite entre la période haute qui va de novembre à mars inclus et la période basse qui concerne le reste de l'année. Les heures creuses été sélectionnées en fonction de la moyenne des coûts marginaux de production en sortie d'Antares⁶. Les heures de week-end et des jours fériés sont aussi considérées comme des heures creuses.

4.3.5 Calcul des indicateurs financiers

Pour évaluer la rentabilité des projets, il faut calculer la valeur actualisée nette sur la durée de vie de l'actif. Elle est définie comme suit :

$$VAN = \sum_n^{\text{DureeDeVie}} \frac{\text{FluxFinancier}_n}{(1 + \beta)^n} - \text{Capex}$$

On fait l'hypothèse que les flux financiers sont les mêmes sur la durée de vie de l'actif. Cette valeur sera calculée pour plusieurs taux d'actualisation β et pour les variantes que l'on aura identifiées aux préalable comme ayant les bilans annuels les plus importants. On définit le bilan annuel comme la VAN pour un taux d'actualisation nul

5. Dans le cas d'un autoconsommateur individuel, on aurait parlé d'énergie soutirée. Ici, la distinction porte sur le mode de production. En effet, l'énergie dite autoconsommée est ici produite par une centrale, puis injectée sur le réseau. Elle est donc également soutirée depuis le réseau par les consommateurs.

6. Il s'agit d'un outil *Open-Source* utilisé par RTE dans les différentes études d'équilibre offre-demande. Le logiciel et la description complète du problème d'optimisation se trouvent ici : <https://antares-simulator.org/>

et ramenée à la durée de vie de l'actif. Il s'écrit donc :

$$BilanAnnuel = FluxFinancier - \frac{Capex}{DureeDeVie}$$

Une grande partie de la section résultat présentera les bilans annuels plutôt que la VAN puisque son analyse permet de mieux comprendre et décomposer les effets des différents leviers de rentabilité. Le flux financier correspond aux gains et aux coûts annuels de la commune. Il prend en compte la facture classique, la possibilité de revendre de l'électricité et les coûts opérationnels (qui sont calculés comme un pourcentage des Capex). Les flux financiers sur une année sont donc égaux à :

$$FluxFinancier = FactureClassique - VenteSurplus + Opex$$

La facture classique est décomposée selon les trois postes classiques : fourniture, réseau et taxes.

$$FactureClassique = Facture_{Fourniture} + Facture_{Reseau} + Facture_{Taxes}$$

La suite de la section présente comment les composants du bilan annuel sont calculées. Elle commence par décrire les composants de la facture classique (la facture fourniture dans 4.3.5.1, la facture réseau dans 4.3.5.2, et la part taxes dans 4.3.5.3), puis la valorisation du surplus (4.3.5.4) et enfin le calcul des Capex (4.3.5.5). Finalement, la dernière sous-section recense les différentes variantes qui ont été modélisées afin d'identifier plus clairement les leviers de rentabilité de l'opération d'autoconsommation collective (4.3.5.6).

4.3.5.1 Calcul de la facture fourniture

La partie fourniture de la facture correspond aux coûts de production et de transactions de l'électricité. Le coût de production est simulé via Antares à horizon 2030 et sera utilisé pour calculer la part fourniture des factures. Ainsi, on fait l'hypothèse que les coûts marginaux de production sont en partie représentatifs des coûts de fourniture. Les principales hypothèses utilisées pour réaliser la simulation de l'équilibre offre demande sont celles de (RTE, 2017). Ce sont les mêmes que celles simulées dans la partie 2.

Deux valeurs des prix des combustibles sont étudiées. Une situation de référence dans laquelle les prix des combustibles fossiles sont faibles et une variante avec prix élevés (qui correspond à la situation en 2022 à la suite des hausses des prix des combustibles). Pour réaliser cette variante, les prix des combustibles ont été rehaussés en prenant en compte les variations sur les marchés européens des combustibles fossiles de début 2022. Les coûts marginaux de production d'électricité des centrales fossiles sont ainsi modifiées.

La table 4.2 montre les conséquences en termes de coût de production de l'électricité. En plus de la forte augmentation des coûts, cette hausse provoque une inversion dans le merit order. Les centrales à charbon passent avant les centrales à gaz.

La sortie de cette modélisation donne une courbe de coût marginal horaire de

Carburant	Coût marginal cas prix du gaz faible	Coût marginal cas prix du gaz haut
Centrale à Gaz	45 €	200 €
Centrale au charbon	55 €	140 €
Centrale au pétrole	130 €	324 €

TABLE 4.2 – Coûts marginaux de différentes centrales dans le mix de production

production. A partir de cette courbe, une tarification à l'énergie est effectuée en calculant la moyenne de ces coûts de production sur l'année. La somme dont doit s'acquitter la commune est donc égale à l'énergie soutirée par la commune multipliée par ce coefficient. La facture fourniture s'écrit donc comme suit.

$$Facture_{Fourniture} = \sum_h E_{All,h} P_{f,h}$$

Avec :

$E_{All,h}$ = l'énergie alloproduite

$P_{f,h}$ = prix unitaire de la fourniture d'énergie

Théoriquement, le prix unitaire de la fourniture peut avoir une valeur différente à chaque heure de l'année. En réalité, les tarificateurs réduisent le nombre de valeurs que peut prendre ce coefficient pour que le signal tarifaire soit plus lisible. Ici, plusieurs options (différenciations par le nombre de coefficient à l'énergie) tarifaires seront étudiées : une structure fixe sur l'année, une structure avec 4 coefficients, et une structure qui suit les coûts marginaux.

La structure avec 4 coefficients a une différenciation saisonnière et une distinction heures-creuses. Les heures creuses ont été déterminées en calculant la moyenne horaire des coûts marginaux de production lors des périodes estivales et hivernales et en identifiant celles qui étaient les moins chères. Les heures creuses sont les 8 heures ayant des coûts marginaux moyens des production les plus faibles. Elles ne se produisent pas en même temps en été et en hiver : les heures creuses en été sont les heures méridiennes du fait de la forte production solaire.

4.3.5.2 Calcul de la facture réseau

Les communes sont considérées comme un seul consommateur qui aurait accès au TURPE distribution. Leur facture est calculée en utilisant les structures tarifaires de TURPE 6 pour les consommateurs basse tension. Plusieurs structures tarifaires sont considérées : elles diffèrent par leurs coefficients à la puissance, à l'énergie alloproduite et l'énergie autoproduite. Pour une structure donnée, la facture réseau s'écrit comme suit :

$$Facture_{Reseau} = Part_{Fixes} + Part_{Puissance} + Part_{Energie}$$

que l'on peut décomposer en :

Version	Scénario de prix	Prix unitaire de la fourniture d'énergie (€/MWh)			
		Hiver		Été	
		Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses
Annuelle	Prix du gaz élevé	123.5			
	Prix du gaz faible	44.4			
4 plages temporelles	Prix du gaz élevé	157.5	129.3	120	102
	Prix du gaz faible	51.5	42.8	44.3	41.2
Coût marginal horaire	Prix du gaz élevé	Varie heure par heure			
	Prix du gaz faible	Varie heure par heure			

TABLE 4.3 – Prix unitaire de la fourniture d'énergie

$$Part_{Puissance} = P_{sout} C_P$$

$$Part_{Energie} = \sum_{phs} C_{E,All,p} E_{All,phs} + \sum_{phs} C_{E,Auto,phs} E_{Auto,phs}$$

Avec :

- P_{sout} = la puissance souscrite
- C_P = le coefficient à la puissance
- $E_{All,phs}$ = l'énergie alloproduite
- $E_{Auto,phs}$ = l'énergie autoproduite
- $C_{E,All,phs}$ = le coefficient à l'énergie alloproduite
- $C_{E,Auto,phs}$ = le coefficient à l'énergie autoproduite

Les structures considérées différencieront selon la valeur des coefficients et selon le nombre de plages temporelles : certaines structures ont les mêmes coefficients pour plusieurs plages temporelles différentes. Les coefficients des formules tarifaires choisies sont disponibles dans le tableau 4.4.

La colonne provenance de l'énergie n'est valable que dans le cas d'une opération d'autoconsommation collective. Un autoconsommateur individuel est exempté de taxes et de facture réseau sur l'énergie qu'il autoconsomme. Dans le cas de la régulation de l'autoconsommation individuelle, les coefficients à l'énergie autoproduite sont donc égaux à 0.

4.3.5.3 Calcul de la facture taxes

Il est fait l'hypothèse que les membres de l'opération doivent s'acquitter des taxes et contributions des consommateurs résidentiels. On en dénombre quatre :

Version	Coefficient Puissance (€/kVA)	Provenance de l'énergie	Coefficient énergie (€/MWh)			
			Hiver		Été	
			Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses
Tarif fixe	8.52	Alloproduit	37.1	37.1	37.1	37.1
Tarif fixe	8.52	Autoproduit	37.1	37.1	37.1	37.1
4 plages temporelles	8.40	Alloproduit	62.7	42.9	13.4	8.3
4 plages temporelles	8.40	Autoproduit	62.7	42.9	13.4	8.3
Turpe Spécifique	8.40	Alloproduit	68.1	41.6	21.5	8.1
Turpe Spécifique	8.40	Autoproduit	15.5	12.1	7.3	3.5

TABLE 4.4 – Coefficient à l'énergie et à la puissance de TURPE 6 pouvant s'appliquer aux participants d'une opération d'autoconsommation collective

- TICFE (ancienne CSPE) : Indexée sur l'énergie soutirée à hauteur de 22.5 €/MWh
- CTA : Indexée à 27.04% sur la part fixe du TURPE
- Taxes locales : Indexée sur l'énergie soutirée pour environ 5 €/MWh
- TVA : Indexée à 5.5% sur la part puissance et la part fixe⁷ du TURPE et la CTA et à 20% sur les autres composantes

La partie taxe de la facture s'écrit donc ici comme :

$$Facture_{Taxes} = TICFE + CTA + TL + TVA$$

avec :

$$\begin{aligned} TICFE &= 22.5(E_{All,A} + E_{Auto,A}) \\ CTA &= 0.2704(Part_{Fixes} + Part_{Puissance}) \\ TL &= 5(E_{All,A} + E_{Auto,A}) \\ TVA &= 0.055(Part_{Fixes} + Part_{Puissance} + CTA) + \\ &0.2(TL + TICFE + Part_{Fourniture} + Part_{Energie}) \end{aligned}$$

Avec :

$E_{All,A}$ = l'énergie alloproduite sur l'année
 $E_{Auto,A}$ = l'énergie autoproduite sur l'année

4.3.5.4 Calcul de la vente du surplus

La vente du surplus se calcule en fonction de l'énergie injectée sur le réseau. La formule générique s'écrit donc :

7. Normalement, l'assiette exacte concerne la facture finale du Tarif et les autres taxes

$$VenteSurplus = \sum_h VRev_h E_{Inj,h}$$

Avec :

$E_{Inj,h}$ = l'énergie injectée

$VRev_h$ = la valeur à laquelle l'énergie injectée est vendue

Deux hypothèses de valorisation du surplus seront testées dans la suite du chapitre : une situation sans valorisation et une autre avec une valorisation au coût marginal annuel moyen⁸.

4.3.5.5 Calcul des CAPEX

Le calcul des CAPEX est plutôt simple : on multiplie la capacité solaire ou éolienne déterminée précédemment par le coût correspondant. Les CAPEX et durée de vie proviennent de (European Commission. Joint Research Centre., 2018). Ces hypothèses sont listées dans 4.1. On fait ici l'hypothèse que ces données sont uniformes sur le territoire et on ne prend ainsi pas en compte le coût du foncier. Cependant, les contraintes de partage de l'espace entre les productions renouvelables et l'immobiliers sont déjà prises en compte dans le calcul du potentiel : il y a moins de surfaces disponibles en ville pour les installations solaires.

4.3.5.6 Construction des variantes étudiées

Une fois les composantes calculées, plusieurs variantes seront comparées entre elles. Les principaux paramètres qui varieront sont présentés dans le tableau 4.5 tandis que la liste des variantes qui sera utilisée est présentée dans 4.6.

Les bilans annuels et les VAN seront calculés pour toutes les communes. L'analyse des résultats sera effectuée en comparant la médiane de ces évolutions. Le choix de la médiane permet de corriger des effets extrêmes qui existent lorsque l'on prend en compte la moyenne. Cependant, des distributions de gains seront aussi analysées. Ces évolutions seront ramenées au nombre de ménages dans la commune pour contrôler les effets volume.

8. Cela revient à valoriser l'énergie au prix unitaire de la fourniture d'énergie dans un cas sans variation temporelle.

Paramètre	Valeur possible
Production d'énergie	Solaire ou Éolienne ou Aucune
Taux d'autonomie annuelle	0% , 5% ,10%, 20%, 50%, 80% et 100%
Assiette de facturation	Consommation (C) ou Autoconsommation collective (AC) ou autoconsommation individuelle (AI)
Vente du surplus	Coût Marginal ou Rachat ou Non
Turpe sélectionné	CU, CU4, Turpe spécifique , meilleure option possible
Coûts de production	Gaz faible ou gaz élevé
Plage fourniture	1 Coefficient (1C), 4 Coefficient (4C) , Coût marginal (CM)

TABLE 4.5 – Paramètres servant à construire les variantes étudiées dans la partie résultats

Nom de la variante	Production d'énergie	Taux de couverture	Assiette de facturation	Vente du surplus	TURPE sélectionné	Coûts de production	Plages fourniture
Ref_Conso	Aucune	0%	C	Non	Meilleure option	Gaz faible	(1C)
Coll_Eol_N_Gf	Eolienne	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz faible	(1C)
Coll_Sol_N_Gf	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz faible	(1C)
Coll_Sol_N_Gf_4C	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz faible	(4C)
Coll_Eol_N_Gf_4C	Eolienne	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz faible	(4C)
Coll_Sol_N_Ge_4C	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz élevé	(4C)
Coll_Eol_N_Ge_4C	Eolienne	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz élevé	(4C)
Indiv_Sol_N_Gf	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AI	Rachat	Meilleure option	Gaz faible	(1C)
Coll_Sol_N_Gf_R	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Rachat	Meilleure option	Gaz faible	(1C)
Coll_Eol_N_Gf_R	Eolienne	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Rachat	Meilleure option	Gaz faible	(1C)
Ref_Conso_GazHaut	Aucune	0%	C	Non	Meilleure option	Gaz élevé	(1C)
Coll_Sol_N_Ge	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz élevé	(1C)
Coll_Eol_N_Ge	Eolienne	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Non	Meilleure option	Gaz élevé	(1C)
Coll_Sol_N_Ge_R	Solaire	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Rachat	Meilleure option	Gaz élevé	(1C)
Coll_Eol_N_Ge_R	Eolienne	$N \in [5\%, 10\%, 20\%, 50\%, 80\%, 100\%]$	AC	Rachat	Meilleure option	Gaz élevé	(1C)

TABLE 4.6 – Liste des variantes étudiées dans la partie résultat

4.4 Résultats

4.4.1 Quel est l'effet des différences géographiques sur la rentabilité des opérations d'autoconsommations collectives dans le cadre français ?

Cette première section va se concentrer sur l'accès des communes aux capacités de production d'origine solaire et éolienne.

4.4.1.1 Les fonctions de répartition de l'atteinte des taux de couverture annuelle

La première inégalité communale que nous étudions est la possibilité d'atteindre un taux de couverture annuelle. La volonté d'une commune est limitée par le potentiel technique local d'installation. Pour mesurer cela, le ratio entre le potentiel et les capacités nécessaires pour atteindre un taux de couverture cible est calculé. On appellera ce ratio RPC dans la suite de la section pour faciliter la lecture. Le RPC est calculé pour chacune des communes, chacune des énergies et chacun des taux. Si la valeur de ce ratio est inférieure à 1, la commune ne peut pas adopter la stratégie et doit se contenter d'un taux de couverture inférieur. Les figures 4.1 et 4.2 montrent les fonctions de répartition communales de ces ratios pour les énergies éoliennes et solaires respectivement, et pour chacun des taux de couverture atteints.

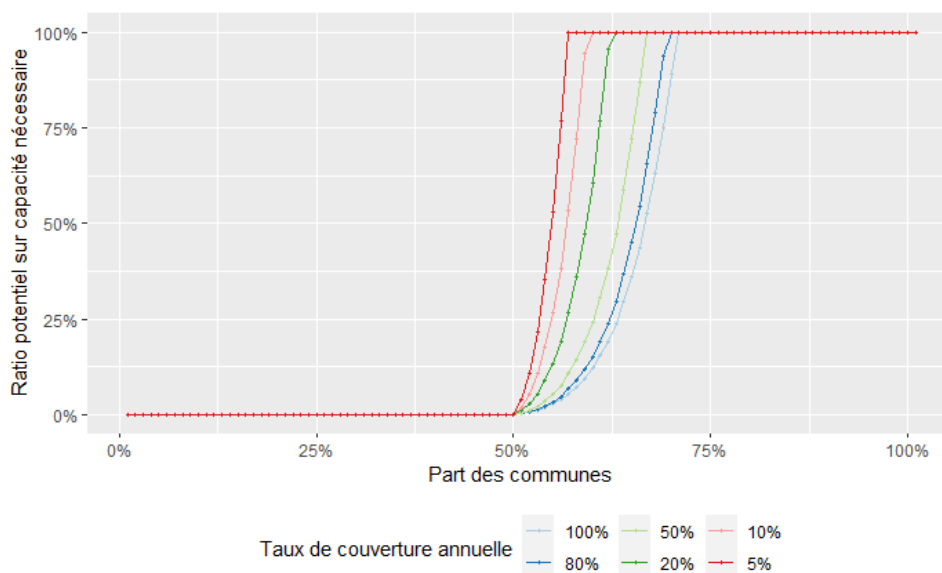


FIGURE 4.1 – Fonction de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture des énergies éoliennes. Lecture : une courbe d'une certaine couleur correspond à un taux de couverture annuelle. Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.

Le graphique 4.1 montre que l'accès à l'énergie éolienne est très polarisé. En effet, 50% des communes ne peuvent pas installer d'énergie éolienne du fait des très nom-

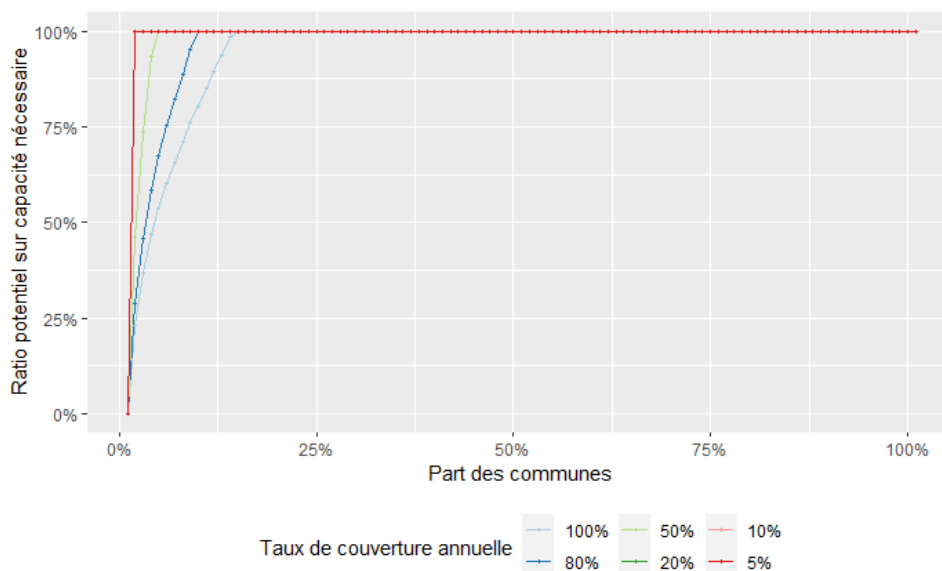


FIGURE 4.2 – Fonction de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture des énergies solaires. Lecture : une courbe d’une certaine couleur correspond à un taux de couverture annuelle. Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.

breuses contraintes techniques et réglementaires qui concernent leur installation. Au contraire, un peu plus de 30% des communes peuvent atteindre le taux de couverture de 100%. Seules quelques communes se trouvent dans une situation intermédiaire. L’énergie solaire semble mieux répartie sur l’ensemble du territoire considéré. Ainsi, presque la totalité des communes peut atteindre des taux de couverture de 5%, tandis que presque 85% des communes peuvent atteindre l’autonomie énergétique annuelle. Cela veut dire que les potentiels solaires sont beaucoup mieux répartis sur le territoire que les potentiels éoliens.

4.4.1.2 Les communes les plus densément peuplées ont moins d’accès aux énergies renouvelables

En plus de différences d’accès géographiques, le potentiel des communes dépend également de la densité de population. Les contraintes réglementaires portent, entre autres, sur la proximité entre certains moyens de production et les habitations. Les potentiels sont ainsi fortement différenciés par la densité de population. Pour s’en convaincre, les graphiques 4.3 et 4.4 montrent les fonctions de répartition du RPCNTC pour les taux de couverture de 5% et 100% en utilisant de l’énergie éolienne.

La situation est très contrastée pour l’énergie éolienne puisque la majorité des communes les plus densément peuplées ne peuvent pas atteindre les taux de couverture ciblés. Les contraintes techniques et réglementaires mentionnées sont ici en cause. Cela se voit par la faible différence de forme entre les courbes des taux de couvertures 5% et 100%.

La situation est un peu plus nuancée pour l’énergie solaire. Les graphiques 4.5

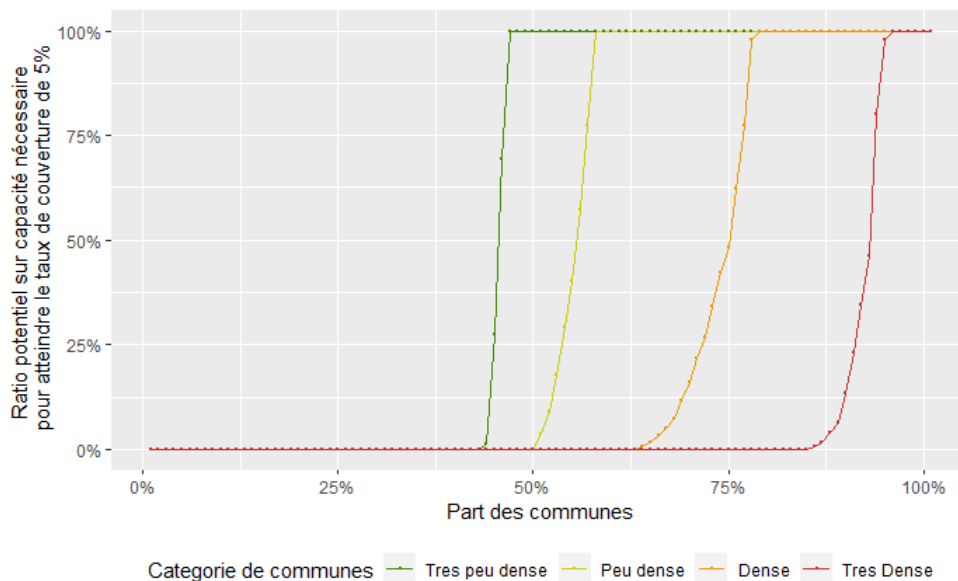


FIGURE 4.3 – Fonctions de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture de l’énergie éolienne pour un taux de couverture du 5% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.

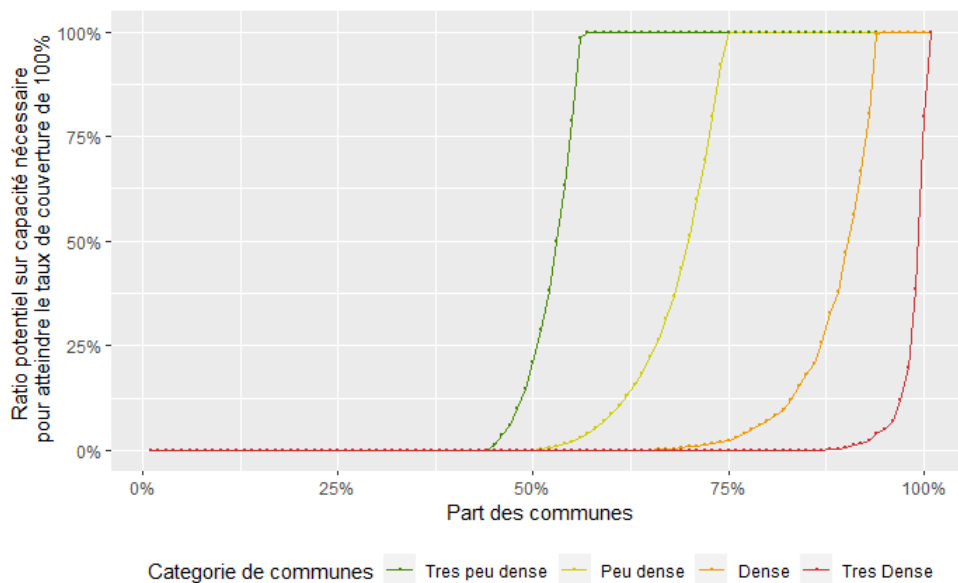


FIGURE 4.4 – Fonctions de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture de l’énergie éolienne pour un taux de couverture du 100% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.

et 4.6 montrent les mêmes fonctions de répartition mais pour la production solaire.

Ce sont les communes les plus densément peuplées qui ont le moins de probabilité d’atteindre l’autonomie annuelle. Elles sont également les communes avec une

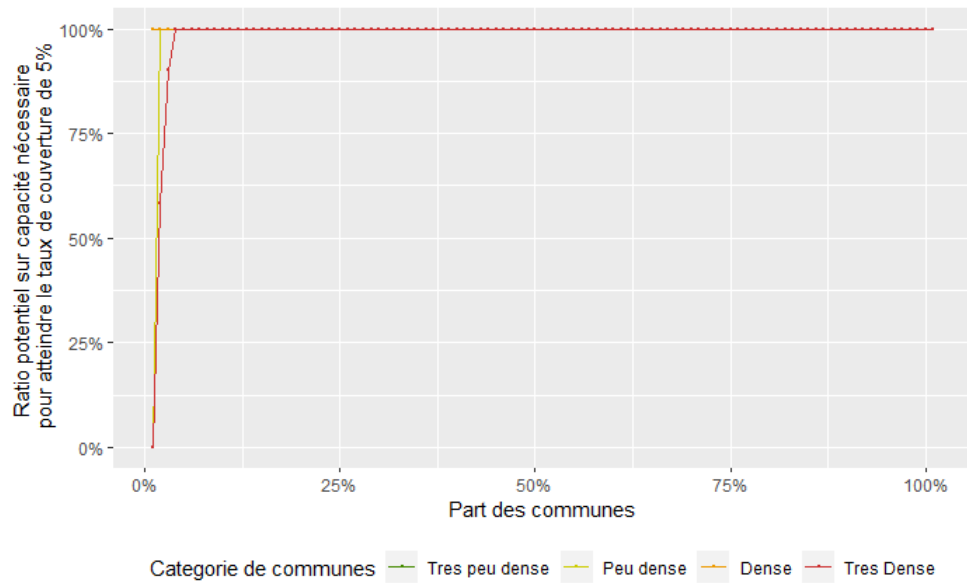


FIGURE 4.5 – Fonctions de répartition du RPC pour plusieurs taux de couverture de l’énergie solaire pour un taux de couverture du 5% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.

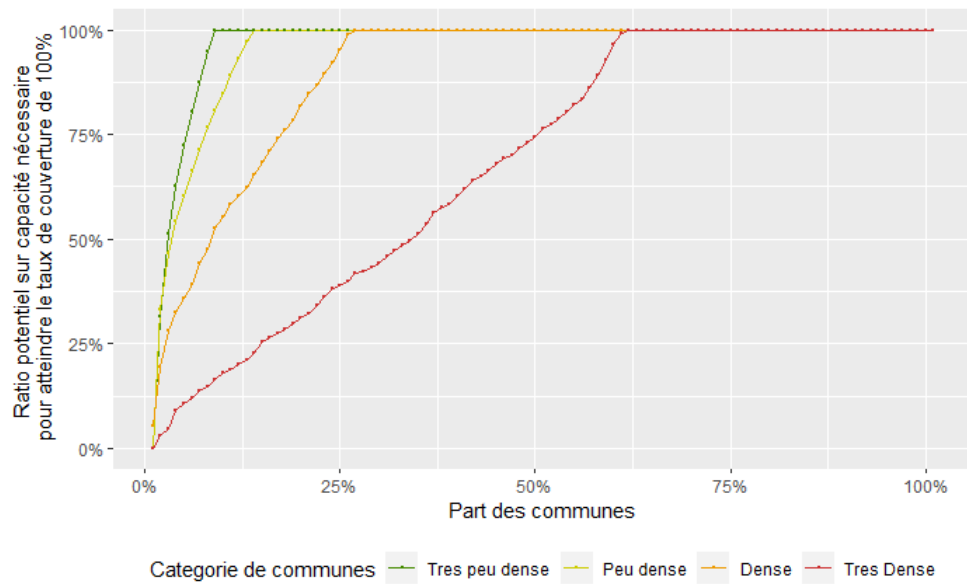


FIGURE 4.6 – Fonctions de répartition du RPCNTC pour plusieurs taux de couverture de l’énergie solaire pour un taux de couverture du 100% distinguées par densité de population des communes. Lecture : Un point de la courbe donne en abscisse la part des communes pour lesquelles le ratio atteint au moins la valeur en ordonnée.

consommation plus importante à couvrir, donc pour lesquels le potentiel nécessaire pour attendre un taux de couverture ciblé est plus important.

Les résultats concordent avec l’intuition puisque les contraintes d’installations

imposent une distance minimum par rapport aux habitations. Pour l'énergie solaire, cela veut dire que le potentiel sur toiture ne permet pas de compenser le potentiel de centrale au sol. Ainsi, parmi les 15% des communes qui ne peuvent pas atteindre l'autonomie annuelle, la majorité d'entre elles sont des communes très fortement peuplées.

4.4.1.3 Les coûts de production sont géographiquement différenciés

En plus de ces différences d'accès aux énergies renouvelables, les communes diffèrent par le prix de l'installation des solutions. En effet, les communes n'ont pas accès aux mêmes facteurs de charge et ni aux mêmes potentiels de centrales solaires au sol. Le tableau 4.7 représente des valeurs de la distribution des CAPEX annualisés rapportés à l'énergie produite pour les énergies solaires et éoliennes pour atteindre un taux de couverture de 100%

Énergie	Minimum	1 ^{er} Quartile	Médiane	Moyenne	3 ^{ème} Quartile	Maximum
Solaire	30.47	36.18	38.53	39.02	41.14	60.82
Éolienne	34.83	41.06	44.26	44.27	45.48	64.99

TABLE 4.7 – Quartile des CAPEX annualisés rapportés à la production annuelle

Le tableau montre des différences de l'ordre de presque 5€/MWh entre le premier et le troisième quartile et celles entre le minimum et le maximum est du simple au double. Ces différences s'expliquent avant tout par des différences de facteurs de charge. La carte 4.7 montre que les communes pour lesquelles le coût de production est le plus faible sont situées essentiellement dans le sud de la France, mais les valeurs extrêmes sont surtout liées à la densité de population. Il y a donc une inégalité territoriale assez marquée.

Ainsi, cette première sous-section montre qu'il existe des variations fortes entre les communes quant à l'accès aux stratégies d'autoconsommation collective, notamment entre les zones urbaines et rurales. En plus, les coûts de production sont très différenciés à cause des facteurs de charge hétérogènes sur les territoires.

4.4.2 Quelles conséquences financières peut-on tirer de l'analyse du cadre français ?

La régulation de l'autoconsommation collective est un objet nouveau dans le système électrique français. Cette partie va analyser les implications financières de ce cadre.

4.4.2.1 Les opérations d'autoconsommations collectives sont rentables sous certaines conditions

Les mécanismes financiers qui définissent le cadre de la régulation de l'autoconsommation collective vont déterminer sa rentabilité. Dans cette première section, on va évaluer les conditions de sa rentabilité en examinant le bilan annuel défini dans 4.3.5.

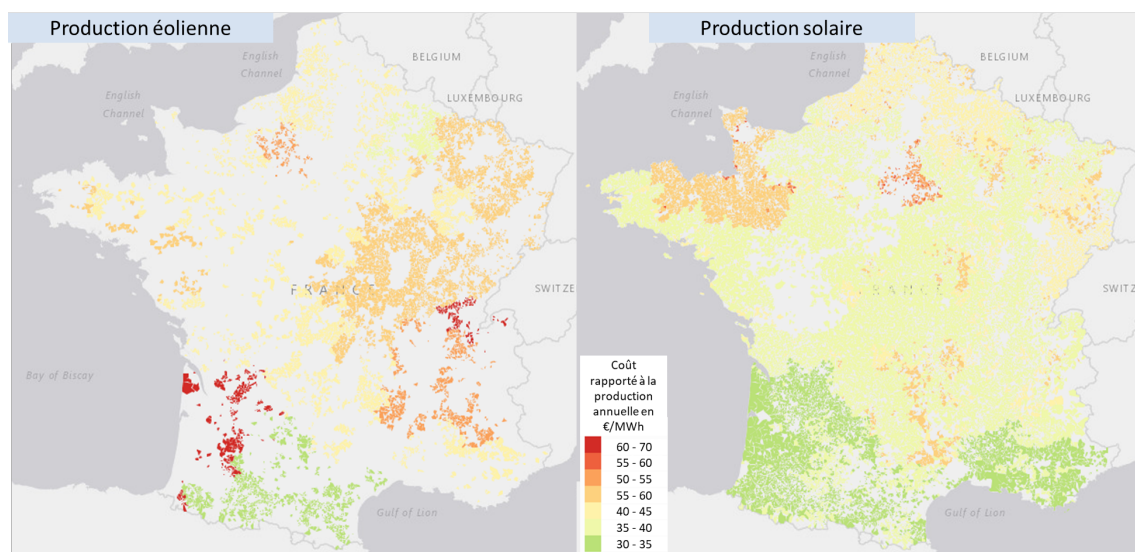


FIGURE 4.7 – Carte des coûts de production des communes pour atteindre un taux de couverture annuelle de 100%. Les communes grisées sont des communes pour lesquelles nous n'avons pas les données ou des communes qui ne peuvent pas atteindre le taux de couverture annuelle souhaité

Toutes les variantes comparées ici se placent dans le scénario des prix des combustibles fossiles faibles. La variante numéro 1 va servir de référence. Il s'agit d'une simulation dans laquelle la commune ne développe pas de capacité de production. Elle sélectionne néanmoins le meilleur TURPE possible. Cette référence est comparée aux variantes 2 à 11. Ce sont les variantes dans lesquelles les communes cherchent à couvrir une partie de leur besoin annuel avec de l'énergie solaire et éolienne. Les taux de couverture vont de 5% à 100%. Elles peuvent rentabiliser cette production grâce à des économies de facture, mais ne peuvent pas revendre le surplus de production. Les communes sélectionnent aussi le TURPE le plus avantageux pour elles.

Le graphique 4.8 montre la décomposition médiane du bilan annuel par ménage pour ces variantes⁹. Les coûts des investissements annualisés sont rajoutés dans la facture pour effectuer un bilan complet des choix communaux sur l'année.

L'énergie éolienne permet un gain croissant avec le taux de couverture annuelle. La différence entre le bilan annuel le plus faible pour l'éolien et le bilan de référence atteint 404€par site, soit de l'ordre de 35% du bilan total.

Cette baisse s'explique par une forte baisse de la part fourniture. Vue la forme de la facturation, cela veut dire qu'il y a une forte baisse de l'énergie alloproduite. L'autre baisse très marquée est celle de la part TURPE de la facture. Cette baisse

9. Les valeurs numériques présentées dans ce graphique peuvent paraître contradictoire avec les graphiques suivants. La différence calculée à partir de ce graphique entre la variante "Conso" et les variantes est proche (mais différente) des valeurs numériques des gains présentés dans les prochains graphiques. Dans le cas "Conso" de ce graphique, toutes les communes sont considérées. Plus tard, les graphiques expriment des gains médians par commune. Ces gains ne sont calculés que pour les communes qui peuvent atteindre le taux de couverture souhaité, ce qui explique les différences entre les valeurs numériques présentées ici et celles des prochains graphiques

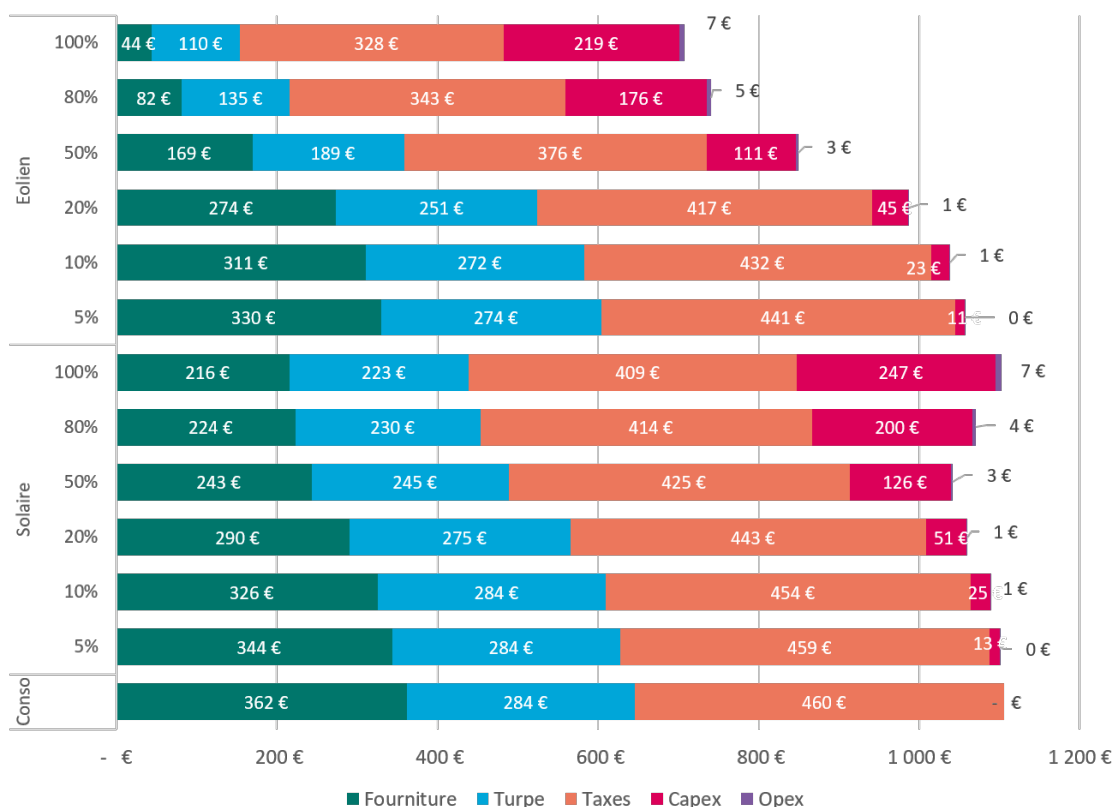


FIGURE 4.8 – Décomposition du bilan annuel par ménage. Les variantes comparées sont les variantes Coll_Eol_N_Gf, Coll_Sol_N_Gf et Ref_Conso. Lectur : Une ligne donne, pour un mode de production (texte) utilisée afin d’atteindre le taux de couverture (valeur en pourcentage), la décomposition de la facture des habitants de cette commune entre la part fourniture (vert), TURPE (bleu), Taxes (orange), Capex (Rose) et Opex (Violet).

s’explique par le TURPE spécifique qui est très rentable si tant est qu’il y a une forte baisse de l’énergie alloproduite aux périodes les plus favorables. La diminution des taxes est directement liée à la baisse de ces deux éléments de la facture.

Les effets sur le bilan sont moins marqués pour l’énergie solaire que pour l’énergie éolienne. Les gains sont très légers pour des taux de couverture annuelle de 5%, 10% et 20%. Un plateau de rentabilité est atteint aux alentours de 50% : les communes n’ont pas d’intérêt financier à maximiser la production d’électricité. A partir de ce taux, les parts fourniture, taxes et réseau sont stables. Pour des taux plus élevés, les variables tarifaires impliquées dans le calcul de ces parts de la facture ne sont donc plus affectées par l’augmentation des capacités. Concrètement, l’énergie produite pour des taux de couverture annuelle faible est autoconsommée tandis que l’énergie supplémentaire produite pour des taux plus importants est injectée sur le réseau. En conséquence, les investissements dans des nouvelles capacités ne provoquent plus d’économies de facture.

4.4.2.2 La rentabilité des opérations varie fortement selon la commune considérée

La sous-section précédente montre que les gains médians par ménage dépendent du taux de couverture annuelle ciblé et de l'énergie utilisée. Cependant, ces gains varient fortement entre les communes. Les graphiques 4.9 et 4.10 montrent les distributions de gains pour les énergies éoliennes et solaires.

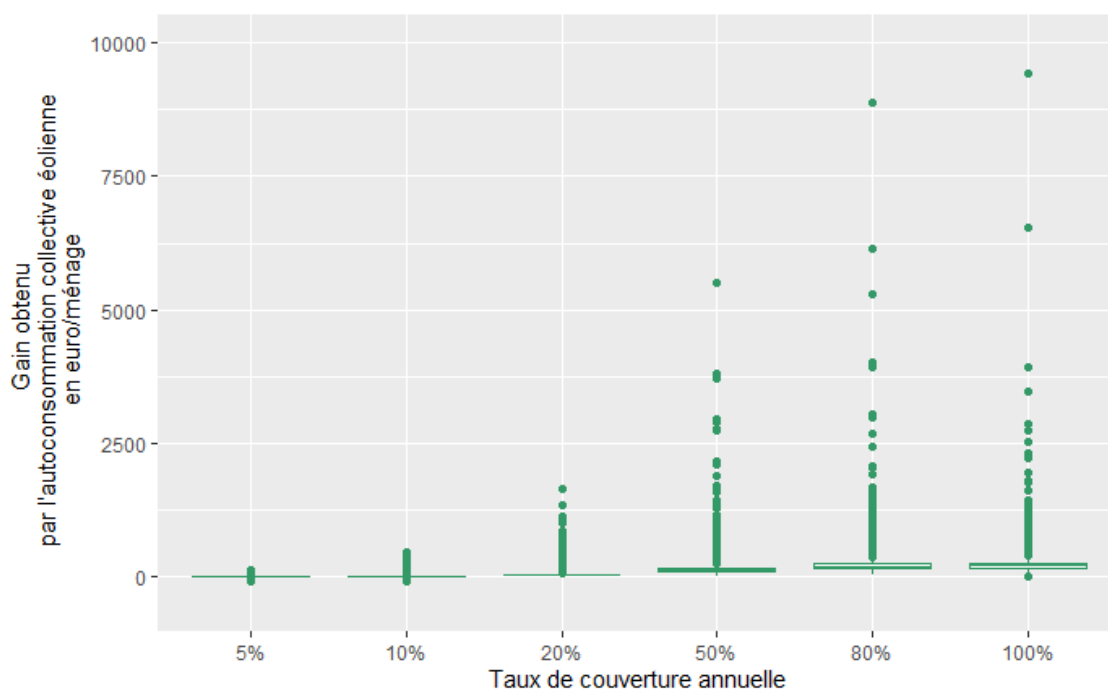


FIGURE 4.9 – Distribution des gains par ménage pour plusieurs taux de couverture atteints grâce à l'énergie éolienne. Les variantes comparées sont les variantes Coll_Eol_N_Gf

Pour un même taux de couverture, les amplitudes des distributions sont importantes entre les communes. Certaines communes ont des gains beaucoup plus importants : ce sont des communes peu densément peuplées et pour lesquelles le ratio des CAPEX annualisés rapportés à la production annuelle est proche du premier quartile. L'inégalité d'accès (notamment au type d'énergie) se traduit également en une forte hétérogénéité de la rentabilité.

Certaines stratégies doivent également s'évaluer au cas par cas : si l'on prend le cas d'un taux de couverture annuelle de 80% produit par de l'énergie solaire, on voit que certaines communes trouvent des gains financiers en adoptant ce genre de stratégie, tandis que d'autres y perdent. En plus des différences de potentiel, le développement des opérations d'autoconsommation collective aura aussi des conséquences financières différenciées par commune.

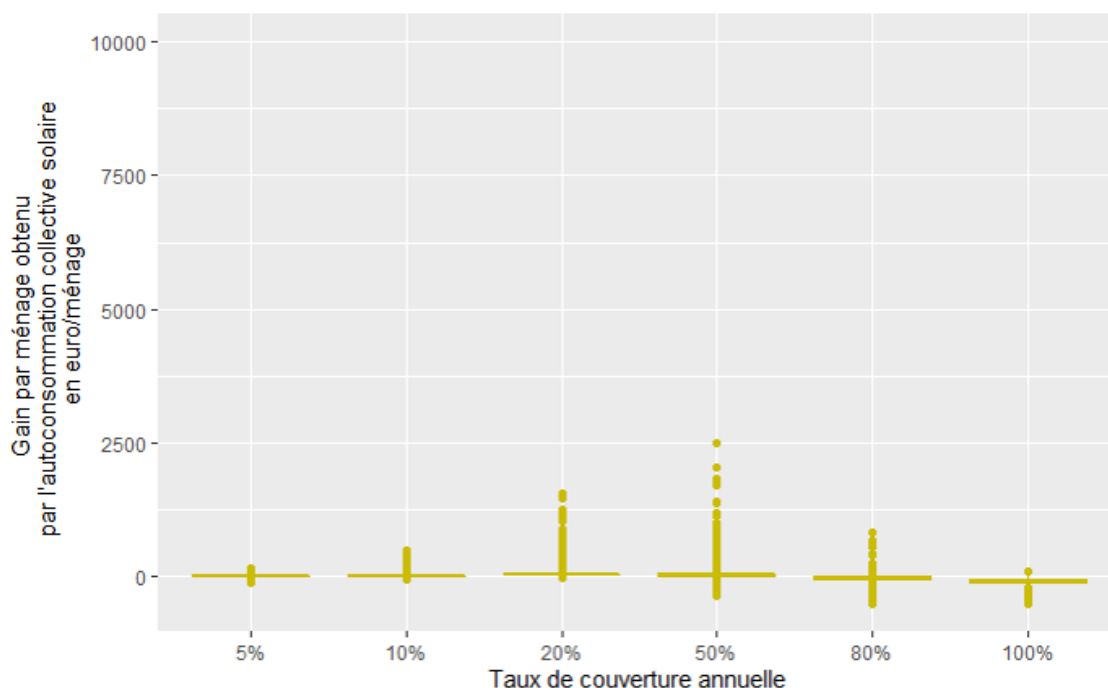


FIGURE 4.10 – Distribution des gains par ménage pour plusieurs taux de couverture atteints grâce à l'énergie solaire. Les variantes comparées sont les variantes Coll_Sol_N_Gf

4.4.2.3 Les opérations d'autoconsommation collective modifient les flux financiers de la facture électrique

La régulation actuelle de l'autoconsommation collective provoque des économies de factures qui ne couvrent pas nécessairement les coûts des communes qui décident de se lancer dans de telles opérations.

Une commune peut cependant trouver un intérêt financier pour développer ces capacités supplémentaires. En effet, même s'ils ne couvrent pas les coûts, le graphique 4.8 montre que ces investissements sont en partie financés par une réduction de la facture. Cette réduction de facture a des incidences sur de nombreux acteurs du système électrique.

Les fournisseurs d'énergie perdent une partie des revenus liés à la fourniture de la commune par une réduction de l'énergie délivrée.

Les revenus des gestionnaires de réseaux se trouvent eux aussi diminués. En France, leurs revenus sont garantis par un ensemble de dispositifs. Une baisse de la contribution d'une partie de la population, si elle n'est pas trop importante, est compensée par un compte spécial mais elle peut entraîner un renchérissement du tarif pour les autres consommateurs si elle se poursuit sur le long terme. La forme tarifaire pourrait ensuite être modifiée afin de couvrir les coûts des opérateurs des réseaux. Dans ce cas, l'ensemble des consommateurs pourraient voir leurs contributions modifiées, ce qui engendrera des gagnants et des perdants. La modification de la facture réseau des habitants des communes aura ainsi une incidence sur l'ensemble des utilisateurs de celui-ci. L'ampleur de l'incidence dépendra de l'ampleur

du développement des opérations.

Les recettes fiscales se trouvent également réduites. Les réductions de facture fourniture et TURPE entraînent mécaniquement une baisse des recettes fiscales.

Comme évoqué, les réductions de facture servent à financer en partie l'installation de nouvelles capacités. Les acteurs qui tirent bénéfice de ce développement sont donc les participants de l'opération et les installateurs et exploitants de ces capacités. La forme que va prendre ces opérateurs aura une importance forte dans l'acceptabilité de ce développement.

4.4.2.4 La structure du tarif réseau est un élément déterminant dans le choix du mode de production et de la participation d'un ménage à l'opération

Dans les simulations précédentes, les gains sur la facture des ménages participants à une opération d'autoconsommation collective sont dus à des gains sur la partie fourniture et à la souscription du TURPE spécifique.

Ce TURPE a la particularité de différencier la facturation de l'énergie alloproduite et de l'énergie autoproduite. Il dispose de 4 coefficients à l'énergie pour ces deux types d'énergie. Ces coefficients sont distingués selon la saison (été/hiver) et selon le signal heures-pleines heure-creuses. Pour une plage temporelle donnée, le gain sur la facture réseau à autoconsommer dépend donc de la différence entre les deux coefficients. Ces coefficients et ces gains sont présentés dans le tableau 4.8.

	Hiver		Été	
	Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses
Alloproduit	68.1	41.6	21.5	8.1
Autoproduit	15.5	12.1	7.3	3.5
Gain à l'autoconsommation	52.6	29.5	14.2	4.6

TABLE 4.8 – Coefficients à l'énergie du TURPE spécifique CU4

La structure du TURPE spécifique fait que les gains à l'autoconsommation sont différenciés par période tarifaire : l'énergie autoconsommée est bien plus valorisée en hiver qu'en été. Les économies de factures vont donc dépendre de la différence entre énergie autoproduite et énergie consommée lors de ces périodes. Les économies sur la facture sont d'autant plus grandes que le taux de couverture sur la plage temporelle est élevé. Le tableau 4.9 montre les valeurs de ce taux de couverture par plages temporelles.

Dans le cas de l'éolien, ce ratio est assez élevé pendant toute l'année. En comparaison, le taux de couverture pour l'énergie solaire est plus faible et plus saisonnalisé : il est assez faible lors des périodes hivernales et pendant les heures pleines¹⁰, ce qui limite la rentabilité de souscrire à cette option tarifaire. Le TURPE spécifique est donc moins favorable à l'énergie solaire qu'à l'énergie éolienne.

10. Les heures creuses ont été actualisées pour convenir à une situation avec beaucoup d'énergie renouvelable. Elles ont été déterminées en calculant la moyenne horaire des coûts marginaux de production lors des périodes estivales et hivernales. Les heures creuses sont les 8 heures ayant des coûts marginaux moyens de production les plus faibles.

Taux d'autoconsommation	Hiver		Été	
	Heures pleines	Heures creuses	Heures pleines	Heures creuses
Éolienne	85%	90%	83%	88%
Solaire	16%	43%	32%	75%

TABLE 4.9 – Taux de couverture par plage temporelle pour les taux de couverture annuelle de 100%. Les taux d'autonomie sont très importants puisque l'on raisonne en moyenne sans pondérer du volume consommé pour chacune des communes et que les communes qui ont accès à de l'énergie éolienne sont celles qui ont des consommations assez faibles

La forme du TURPE spécifique détermine également les catégories de ménages pour lesquelles l'opération sera rentable. En effet, si la part de la consommation est plus importante en hiver qu'en été, il est possible que l'horosaisonnalité tarifaire soit importante au point d'exclure certains consommateurs de l'opération. Par exemple, un consommateur qui consomme 70% de son énergie en hiver et qui autoconsomme environ 20% de son énergie verra son TURPE spécifique plus important qu'une option tarifaire de base¹¹. Ils auraient alors moins d'intérêt financier que les autres types de consommateurs pour s'associer à ce genre d'opérations.

4.4.2.5 La structure tarifaire de la part fourniture a des conséquences sur les économies de facture

Dans les précédentes simulations, la structure tarifaire de fourniture choisie par les participants de l'opération est une structure fixe sur l'année. Nous avons vu dans les parties précédentes que la forme de la structure tarifaire du tarif réseau avait des conséquences sur la rentabilité financière des opérations. Il en est de même pour la part production.

Plusieurs factures sont calculées pour trois structures tarifaires différentes : fixes sur l'année, 4 différenciations temporelles et une structure qui suit les coûts marginaux horaires. La figure 4.11 montre les écarts entre la facturation au coût marginal et les deux autres facturations pour plusieurs paramètres de simulations. Une valeur positive signifie que la commune a intérêt à souscrire à une autre option tarifaire qu'à une tarification au coût marginal.

Le graphique montre que l'écart est positif pour toutes les formes tarifaires dans le cas de l'énergie solaire. De plus, l'écart est systématiquement plus important pour une tarification à un seul coefficient. Cela veut dire que l'économie de tarif effectuée par l'autoconsommation solaire est plus importante que l'économie de coût de production. Les communes ont donc intérêt à souscrire un tarif moins différencié temporellement pour minimiser leurs factures.

Pour l'éolien, la tarification au coût moyen annuel est ici aussi systématiquement

11. L'approche par courbes de consommation individuelles est un apport important pour continuer ces travaux. Il semble que tous les consommateurs n'aient pas les mêmes opportunités économiques pour s'associer aux opérations d'autoconsommation collective. De plus, l'approche par profil pour traiter de ces consommateurs individuels a ses limites puisque les courbes de charges réelles n'ont pas de foisonnement. Il faudrait disposer de données réelles et individuelles ce qui n'était malheureusement pas possible dans le cadre de ces travaux de thèse.

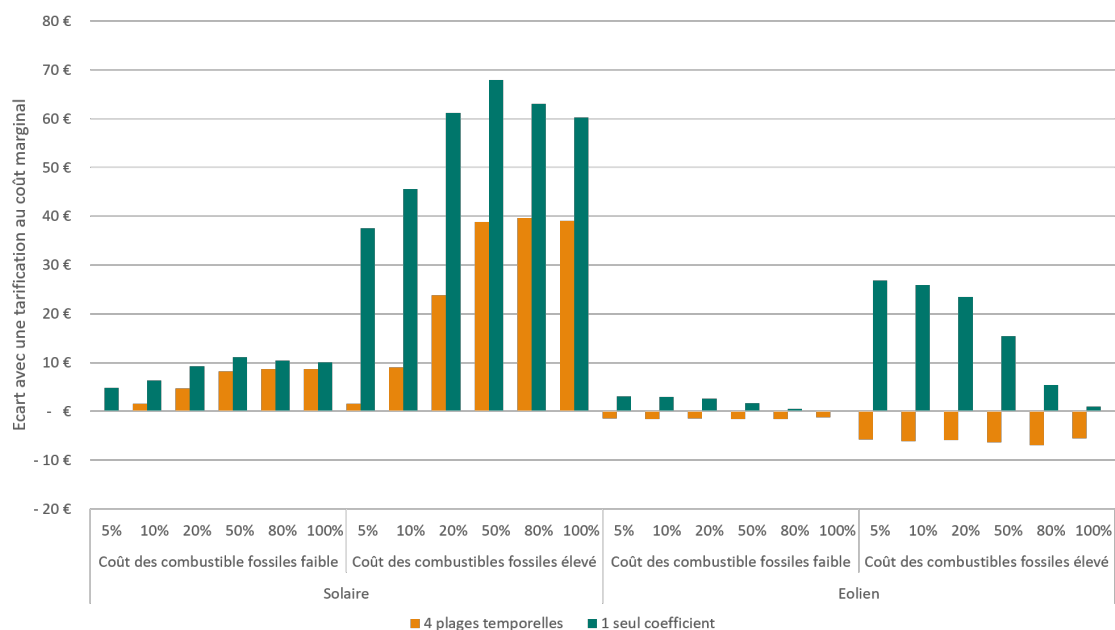


FIGURE 4.11 – Écart entre plusieurs formes tarifaires et une tarification au coût marginal. Lecture : En abscisse, on trouve l’énergie choisie pour atteindre un taux de couverture, la variante dans laquelle on se place quant aux coûts des combustibles fossiles, et le taux de couverture atteint. La couleur de la barre représente le nombre de coefficient tarifaire (plus il y a de coefficient, et plus on s’approche de la courbe de coût marginal). Enfin, la hauteur de la barre représente l’écart entre une tarification au coût marginal et la facture de la forme tarifaire. S’il est positif, la forme tarifaire est moins chère pour la commune qu’une tarification au coût marginal.

plus avantageuse. En revanche, une tarification à 4 plages temporelles est moins avantageuse qu’une tarification au coût marginal. Sur certaines plages temporelles, l’éolien provoque de plus grandes économies de coûts que d’économie de facture.

Enfin, l’effet d’aubaine tarifaire est accentué par les coûts des combustibles fossiles : le choix d’une tarification à un seul coefficient est d’autant plus avantageux que les coûts marginaux sont élevés.

4.4.2.6 Le cadre de régulation de l’autoconsommation collective est moins rentable que celui de l’autoconsommation individuelle

Dans cette partie, les scénarios comparés sont des variantes sur le thème de la régulation de l’autoconsommation collective et l’autoconsommation individuelle. Les cadres de régulation diffèrent sur trois principaux points : dans le cadre d’une opération d’autoconsommation individuelle, l’énergie autoconsommée est exonérée de taxes, de TURPE, et peut être revendue en surplus. Dans le cas d’une autoconsommation collective, l’énergie autoconsommée par les participants rentre dans l’assiette fiscale, est soumise au TURPE¹² et le surplus ne peut pas être revendu. Ces

12. Notamment au TURPE spécifique qui permet des économies de facture réseau dans certains cas

différences de régulation se traduisent en différence de bénéfices à autoconsommer. Cependant, les coûts de production de l'opération d'autoconsommation collective sont également plus faibles que ceux de l'autoconsommation individuelle. Les centrales au sol sont en effet moins chères à installer que les centrales sur toitures. Il devient intéressant de procéder à des simulations pour déterminer la rentabilité de ces projets et identifier les leviers associés.

Pour estimer cela, on compare les scénarios Indiv_Sol_N_Gf et Coll_Sol_N_Gf qui vont de taux d'autonomie allant de 5% à 100%. Les comparaisons entre les cadres de régulation seront principalement analysées pour 5%, 10% et 20%, pour traduire le fait que le potentiel disponible est plus faible pour les opérations d'autoconsommation individuelles. En effet, le potentiel disponible est plus faible pour les opérations d'autoconsommation individuelle. Ces variantes sont simulées pour toutes les communes et les gains médians rapportés au nombre de ménages sont calculés pour plusieurs taux d'autoconsommation. Les figures 4.12 et 4.13 montrent ces valeurs médianes ainsi que la décomposition du bilan annuel. Les résultats sont présentés pour des taux de couverture annuelle allant de 5% à 100%.

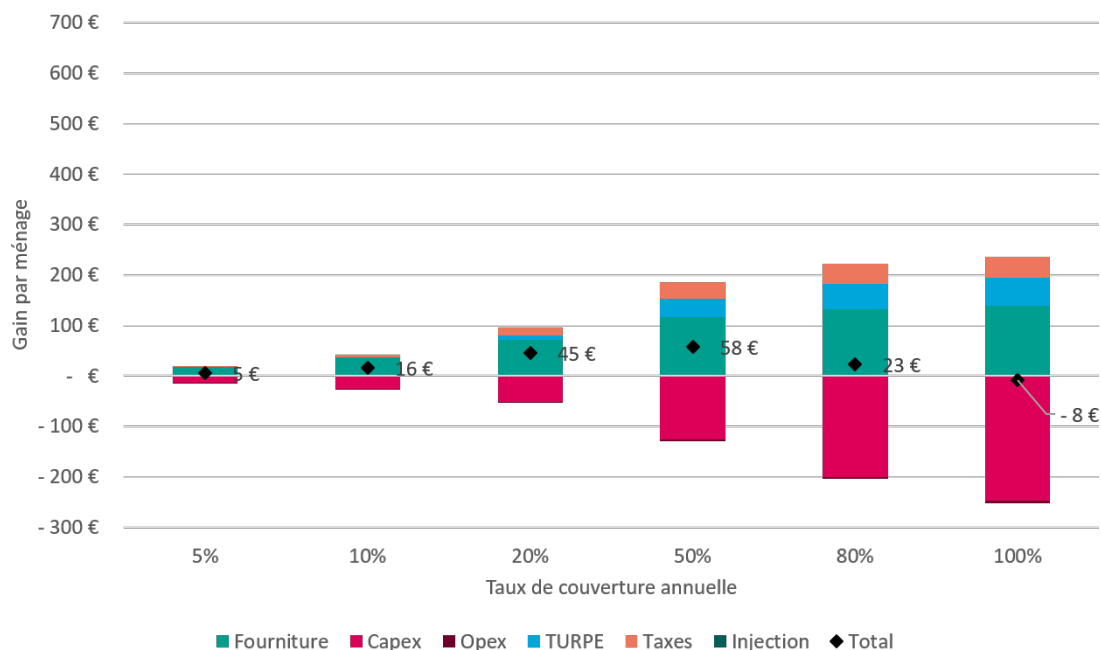


FIGURE 4.12 – Décomposition des gains par ménages pour la régulation de l'autoconsommation collective. Les variantes utilisées sont Coll_Sol_N_Gf (Cadre de régulation de l'autoconsommation collective avec de l'énergie solaire pour tous les taux de couverture et pour un prix faible des combustibles)

Lorsque l'on compare les gains médians, on voit que la régulation est systématiquement plus avantageuse pour l'autoconsommation individuelle que collective. Les gains médians par commune augmentent avec le taux de couverture annuelle dans le cadre de la régulation de l'autoconsommation individuelle, au contraire des gains du cadre l'autoconsommation collective qui atteignent un maximum. Les parts fourniture, réseaux et taxes sont stables à partir d'un certain taux, mais la possibilité de

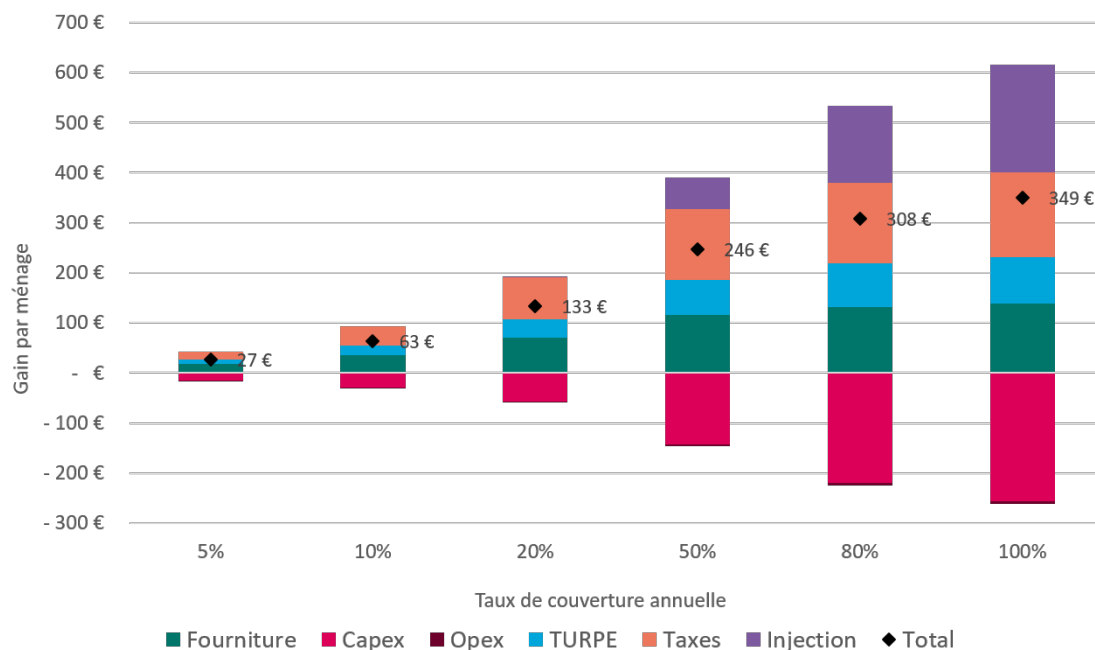


FIGURE 4.13 – Décomposition des gains par ménages pour la régulation de l’autoconsommation individuelle. Les variantes utilisées sont Indiv_Sol_N_Gf (Cadre de régulation de l’autoconsommation individuelle avec de l’énergie solaire pour tous les taux de couverture et pour un prix faible des combustibles)

valoriser l’énergie injectée fait qu’il est rentable de continuer à développer plus de capacités. Cependant, même sans cette valorisation, l’autoconsommation individuelle permet des gains plus importants du fait d’une plus grande réduction des parts taxes et réseau de la facture : pour les faibles taux de couverture annuelle, qui sont des cas sans valorisation de l’injection, les gains sont supérieurs de plusieurs dizaines d’euros pour le cadre de l’autoconsommation individuelle. L’autoconsommation individuelle permet une comptabilité en net-metering sur les heures de production solaire, ce que l’autoconsommation collective ne permet physiquement pas.

Si le cadre réglementaire évolue pour permettre la vente de l’énergie dans le cas des opérations d’autoconsommations collectives, les incitations évoluent. Le tableau 4.10 montre les gains médians pour les cadres précédents et un cadre supplémentaire qui est celui dans lequel la revente d’énergie au coût marginal moyen est possible pour l’autoconsommation collective.

Variantes	Taux de couverture					
	5%	10%	20%	50%	80%	100%
Individuelle	27€	63€	133€	246€	308€	349€
Collective sans revente	5€	16€	45€	58€	23€	- 8€
Collective avec revente	5€	16€	46€	121€	172€	201€

TABLE 4.10 – Gain médian par ménage pour trois modes de régulations et plusieurs taux de couverture annuelle

Dans le cas avec revente, les gains sont plus importants et continuent de croître avec le taux de couverture annuelle. Les communes peuvent ainsi financer leur capacité grâce à la revente d'énergie, ce qui peut changer la stratégie adoptée par la commune et les inciter à investir dans plus de capacités. En revanche, ces gains restent inférieurs à ceux obtenus dans le cadre de régulation de l'autoconsommation individuelle.

Il faut cependant nuancer ces résultats. L'autoconsommation collective permet un plus grand foisonnement de la consommation, ce qui donne une courbe de charge plus lisse et profilée qu'un profil individuel. De plus, il peut y avoir des effets dus aux capacités de production : une opération d'autoconsommation collective éolienne dans le nord pourrait être plus rentable que l'autoconsommation individuelle à ce même endroit. Idéalement, il faudrait disposer de suffisamment de courbes de charge individuelles pour mieux rendre compte des disparités de profil.

4.4.2.7 Les prix des combustibles fossiles jouent fortement sur la rentabilité

Les simulations précédentes ont permis de montrer que la régulation jouait un rôle important dans la rentabilité des différentes opérations. Le prix des combustibles fossiles est également un élément dont on s'attend à ce qu'il modifie fortement la rentabilité. Le graphique 4.14 affiche la différence de bilan annuel médiane par sites entre les scénarios d'autoconsommation collective solaire et éolienne ayant des taux de couverture annuelle allant de 5% à 100%. Quatre variantes sont affichées : elles sont distinguées selon les coûts de production et la possibilité ou non de revendre le surplus de production.

Le coût des combustibles fossiles semble avoir un impact déterminant dans la rentabilité, et donc dans le développement, de l'autoconsommation collective. Toutes les combinaisons sont rentables dans cette situation.

Ce paramètre des prix des combustibles fossiles semble déterminant pour estimer la rentabilité et donc le potentiel de développement des opérations d'autoconsommation collectives. Il rend la rentabilité très volatile : la variante haute a été définie en prenant en compte l'augmentation des prix des combustibles et en particulier du gaz en 2021-2002 et des effets de la guerre déclenchée par la Russie et qui se déroule en Ukraine depuis février 2022. La variation des prix des combustibles est une forte source d'incertitudes qui va fortement influencer la prise de décision.

4.4.2.8 L'impact du taux d'actualisation

Un autre facteur qui peut voir une influence forte sur la rentabilité est le taux d'actualisation. Selon sa valeur, il est possible que l'opération d'autoconsommation collective soit plus ou moins rentable. Ce taux exprime une préférence pour le présent et sa valeur varie autour de 5% dans les rapports publics. Il est important ici puisqu'il sert à calculer la valeur actualisée nette de l'investissement et sert donc pour prendre une décision d'investissement.

Pour déterminer l'influence de ce taux, on fixe le taux de couverture à la valeur qui donne les meilleurs bilans financiers annuels identifiés dans la sous-section 4.4.2.7.

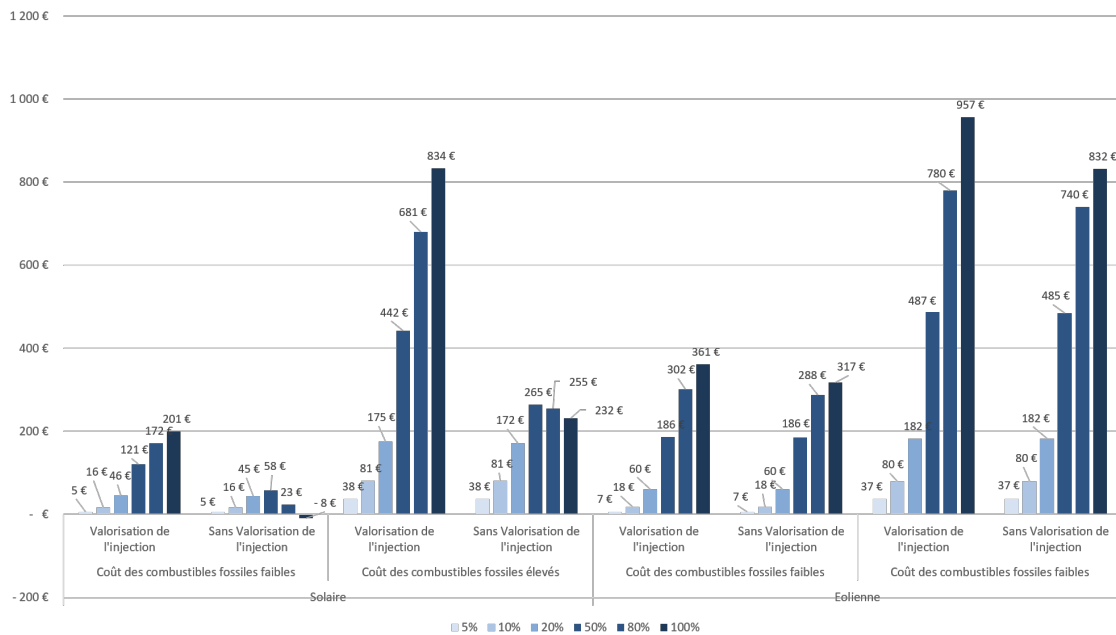


FIGURE 4.14 – Effets des paramètres sur les bilans annuels pour quatre variantes. Lecture : On représente le bilan annuel pour plusieurs variantes. La variante est déterminée par les paramètres en abscisse et sont distinguées selon le type d'énergie utilisée, la variante des coûts des combustibles, la possibilité de revendre l'injection sur le réseau. Enfin, la couleur donne le taux de couverture annuelle atteint par les communes.

On trace, dans un premier temps, la valeur actualisée nette en fonction de différents taux d'actualisation pour les projets éoliens dans 4.15a et solaires 4.15b.

Si la décision d'investissement est prise sur la base de la valeur actualisée nette, la valeur choisie pour le taux d'actualisation aura une forte incidence dans la réalisation du projet. Il y a presque un facteur 6 entre les taux d'actualisation extrêmes pour les courbes oranges. Dans le cas où les prix des combustibles sont faibles, la valeur actualisée nette est négative pour des taux d'actualisation trop élevée. La rentabilité des projets est donc incertaine.

4.5 Conclusion

Dans cette partie, la régulation française de l'autoconsommation collective a été analysée.

Un modèle permettant de calculer une courbe de charge profilée des communes françaises a été développé en exploitant des données mises à disposition par le gestionnaire de réseau de distribution. Des hypothèses supplémentaires ont permis de prendre en compte la diffusion du véhicule électrique. A partir de ces courbes de charge, plusieurs stratégies d'autoconsommation collective ont été simulées. Ce modèle pourrait être amélioré : les profils considérés sont assez semblables entre les communes. Une prise en compte plus fine du chauffage électrique et des flexibilités locales serait une bonne première étape pour rendre plus réalistes ces courbes.

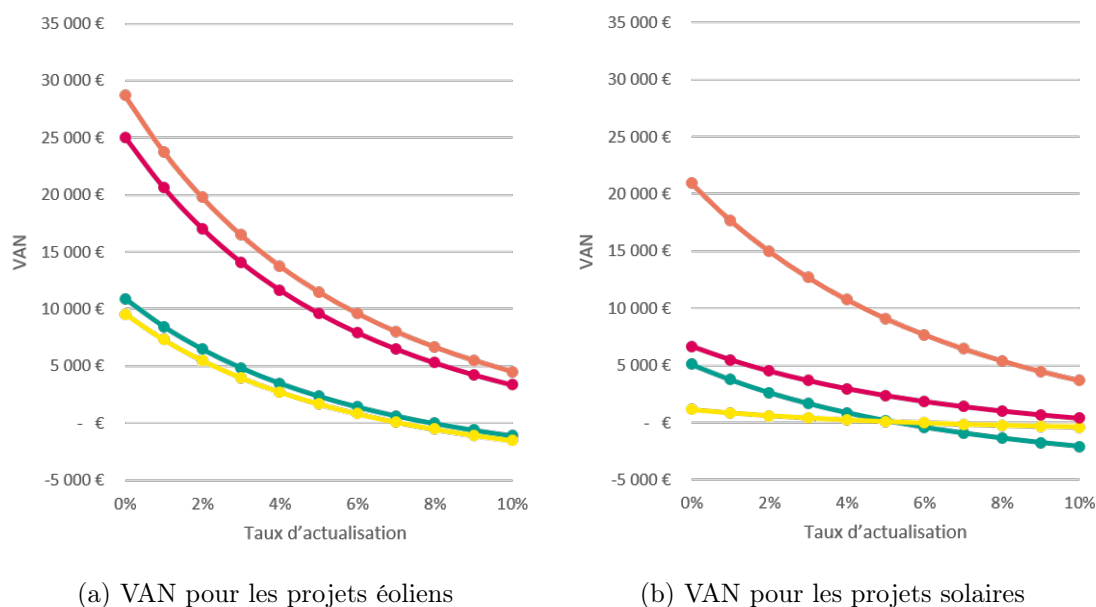


FIGURE 4.15 – VAN selon plusieurs taux d'actualisation. Orange : prix des combustibles fossiles élevés, avec valorisation de l'injection. Rouge : Prix des combustibles fossiles élevés sans valorisation de l'injection. Vert : Prix des combustibles fossiles faibles avec valorisation de l'injection. Jaune : Prix des combustibles fossiles faibles sans valorisation de l'injection

Ce modèle a été utilisé pour déterminer des indicateurs de rentabilité des communes françaises. A première vue, les opérations d'autoconsommation collective, parce qu'elles impliquent de nombreux citoyens d'une même commune, semble plus égalitaire que l'autoconsommation individuelle.

En revanche, il existe des inégalités géographiques d'accès aux énergies solaires et éoliennes. Les potentiels sont limités dans certaines communes, notamment dans les communes les plus densément peuplées, ce qui limite les options disponibles. Les variations de facteurs de charge ajoutent une inégalité économique : les coûts de production ne sont pas homogènes sur le territoire. Cette rentabilité dépend encore une fois du potentiel disponible pour la commune.

En plus de ces éléments physiques, le cadre de régulation économique fait naître quelques questionnements. Ce cadre est rentable de par les économies de TURPE et de facture fourniture engendrée sur la facture des consommateurs participants à l'opération. Toutes les communes n'ont pas le même intérêt de mettre en place ces opérations. Ces inégalités peuvent aussi se retrouver au sein d'une même commune, la forme du TURPE spécifique fait que les consommateurs les plus thermosensibles peuvent ne pas avoir d'intérêt à participer à ce genre d'opération. Cette obligation de devoir sélectionner un TURPE spécifique est justifiée économiquement : une structure tarifaire différenciée temporellement permet de valoriser plus correctement la valeur horaire de l'énergie autoconsommée.

Cela soulève une interrogation sur le cadre tarifaire de l'autoconsommation individuelle. Les participants d'une telle opération sont libres de sélectionner le TURPE de leur choix, si bien qu'ils peuvent sélectionner un tarif sans différenciation tempo-

relle qui attribue à chaque heure de l'année la même valeur à l'énergie autoproduire, et qui leur permet de maximiser leurs gains sur la facture réseau. Ces différences de cadre tarifaire expliquent en partie pourquoi ce cadre de l'autoconsommation individuelle est, toutes choses égales par ailleurs, plus avantageux financièrement que le cadre de l'autoconsommation collective. En plus, l'impossibilité de revendre l'énergie excédentaire n'incite pas fortement le développement de capacité au-delà d'un taux de couverture ciblé, ce qui peut résulter en une sous-exploitation du potentiel des communes.

Enfin, la rentabilité de ces opérations est sujette à des incertitudes fortes sur les prix des combustibles fossiles. Les variations des prix des combustibles liées à la guerre en Ukraine rendent rentables des opérations qui ne l'étaient pas pour des niveaux de prix précédents. Ces niveaux de prix pourraient pousser certaines communes à agir, ce qui diminueraient leurs contributions aux coûts du système électrique.

Chapitre 5

Comprendre les attentes des acteurs sur le tarif de l'électricité

Table des matières

5.1	Introduction	140
5.1.1	Contextualisation	140
5.1.2	Contenu du chapitre	140
5.2	Revue de littérature	140
5.3	Méthodologie	143
5.3.1	La question de recherche et l'hypothèse testée	143
5.3.2	Cadre d'Analyse	143
5.3.3	La justice est un élément important pour arbitrer sur la construction tarifaire	146
5.3.4	Construction du guide d'entretien	147
5.3.5	Présentation du terrain	150
5.3.6	Traitement du matériel en aval des entretiens	156
5.4	Résultats	156
5.4.1	Les principaux points qui ressortent des entretiens	156
5.4.2	La catégorisation des missions par les enquêtés	166
5.4.3	Les réactions aux scénarios de tarification de l'autoconsommation	172
5.4.4	Vision économique des acteurs vis-à-vis du tarif	175
5.4.5	Mettre en regard les parties économiques et sociologiques de la thèse	179
5.5	Conclusion	180

5.1 Introduction

5.1.1 Contextualisation

Nous avons vu à travers une revue de littérature que les objectifs portés par les tarifs varient selon les pays et les volontés des régulateurs. Comme la négociation joue un rôle important dans la méthodologie tarifaire, une analyse des attentes des acteurs vis-à-vis du tarif de l'électricité semble importante pour comprendre vers quelle direction la régulation va tendre.

Cette analyse paraît d'autant plus importante que la libéralisation et la transition énergétique induisent de nombreux changements dans la gestion du système électrique. De nouvelles missions tarifaires peuvent ainsi émerger du fait de ces nouveaux éléments, et ce du fait que de nouveaux acteurs interviennent dans ce jeu d'acteur.

De plus, la prise en compte de la justice semble être un élément important pour les acteurs. Les différents articles étudiés montrent que la prise en compte de ces éléments peut être en partie incompatible avec d'autres objectifs d'une part et qu'il peut également s'agir d'un critère de décision d'autre part.

La question de recherche à laquelle nous souhaitons répondre est double : quelles sont les attentes des acteurs vis-à-vis du tarif réglementé de vente et en quoi sont-elles différentes d'un acteur à l'autre ? Notre hypothèse initiale est de postuler que les acteurs ont des visions différentes de l'avenir souhaitable pour le système électrique et que ces visions se reportent en partie sur les missions qu'ils souhaiteraient voir portées par le TRVE.

5.1.2 Contenu du chapitre

Le reste de la section est organisé comme suit : une revue de littérature présente les travaux de recherche qui nous ont servi à élaborer le guide d'entretien et à construire le cadre d'analyse (5.2). La méthodologie utilisée pour répondre aux questions de recherche est ensuite décrite (5.3). Puis, les résultats concernant la vision qu'ont les acteurs par rapport à l'avenir du tarif sont présentés (5.4). Enfin, les principales conclusions sont présentées et synthétisées (5.5).

5.2 Revue de littérature

Les revues de littérature présentées dans la partie introductive de la thèse ont montré que les objectifs portés par le tarif peuvent fortement varier selon les pays et les intentions des régulateurs (1.2.2.4 et 1.2.2.5).

Une analyse de la nature des arguments utilisés par les acteurs semble également importante. En effet, nous avons vu que les missions portées par le tarif variaient et que le choix de porter une mission plutôt qu'une autre va dépendre fortement du choix du régulateur. Par exemple, (Fonteneau, 2021) analyse les négociations autour du cadre tarifaire de l'autoconsommation collective et individuelle en France. Il montre que les acteurs ont mis en avant des arguments très différents. Ainsi, certains

acteurs ont mis en avant des arguments économiques de création de subvention croisées via les travaux de (Clastres et al., 2019) tandis que d'autres ont mis en avant un risque pour la solidarité nationale. Ces arguments de natures différentes sont importants et il semble intéressant de se doter d'un cadre d'analyse adapté pour bien comprendre les positions des acteurs vis-à-vis des missions que doit porter le tarif.

François-Mathieu Poupeau a analysé les positionnements et enjeux des acteurs à propos de la décentralisation du secteur électrique (Poupeau, 2020). Il qualifie la nature des arguments utilisés par les différents acteurs. Il souligne que des arguments défendant des points de vue contradictoires sont difficiles à hiérarchiser car ils peuvent être de nature différente. Par exemple, un argument politique pro-nucléaire en France est que la filière participe au rayonnement de la France à l'international tandis qu'un argument environnemental contre le nucléaire est que les centrales sont des sources d'accidents. L'auteur propose de catégoriser les arguments selon quatre catégories :

- Économique
- Social
- Politique et symbolique
- Environnemental et de santé

Cette distinction semble adaptée à la question tarifaire. Les tarifs ont été construits sur la base de missions relevant des trois premières catégories. Le dernier plan d'argumentation a émergé avec le vieillissement des centrales nucléaires, devenu de plus en plus prégnant avec l'accélération de la transition énergétique.

Notre revue de littérature montre aussi que le principe de justice est un élément important pour justifier et légitimer d'une structure tarifaire (1.2.2.5). Pour traiter de cette dimension, nous allons nous doter d'un cadre analytique un peu plus large que le cadre utilisé par les économistes : celui de la « justice énergétique ». Les travaux dans ce domaine sont assez récents et concernent assez spécifiquement les questions relatives à la justice dans les systèmes énergétiques. Les travaux de (McCauley et al., 2013) expliquent comment la prise en compte des questions de justice facilite la mise en place des politiques énergétiques qui garantissent un accès à l'énergie sûr, économique (au sens de peu onéreux) et durable. Ils définissent trois piliers de la justice énergétique : la justice distributive ('distributional justice' dans le texte), la justice procédurale ('procedural justice'), et la justice de reconnaissance ('recognition justice'). Ces trois piliers couvrent des domaines qui sont liés et qui se recouvrent parfois. La justice distributive traite de l'allocation juste des bénéfices et des maux d'une décision politique. La justice procédurale est liée à la façon dont les prises de décisions sont effectuées et partagées entre les parties prenantes. Le partage d'information et notamment la mise à disposition d'informations auprès du public sont comprises dans ce pilier. Enfin, la justice de reconnaissance traite de la façon dont les individus et les groupes sont reconnus, respectés et pris en compte dans les processus de décision. Les représentations que se font les groupes des uns des autres sont donc primordiales.

Ce cadre est repris et enrichi par (Jenkins et al., 2016), dont les travaux proposent une description étendue de ces trois piliers en les illustrant par des exemples. Les auteurs analysent les valeurs normatives et évaluatives associées à chacun de ces

piliers. Ainsi, la justice distributive adresse la question du « où ? » ; elle évalue où sont les injustices et comment on peut les résoudre. La justice de reconnaissance adresse la question du « qui » ; elle identifie qui est ignoré et traite de comment les représenter. Enfin, la justice procédurale traite du « comment » ; elle évalue si un processus est juste et comment il peut être amélioré ou remplacé. La présentation des piliers suit un ordre différent de l'ordre classique puisque les auteurs proposent de suivre la suite logique « où, qui, comment ? » dans leurs travaux. En plus de ces définitions, des exemples permettent de comprendre l'application qui peut être faite de chacun de ces piliers. Par exemple, la justice distributive est illustrée en examinant le cas de l'Energiewende : la mise en place des subventions aux énergies renouvelables par des tarifs d'achat a été répercutée sur les factures des ménages et notamment sur les ménages les plus sensibles. Il y a donc une question relative à la répartition du coût de la transition pour les consommateurs d'électricité. A l'opposé, les bienfaits associés à cette transition ont plutôt été répartis équitablement. L'Energiewende a permis la fermeture de certaines centrales nucléaires qui faisaient porter un risque fort et localisé. Au contraire, les installations décentralisées de production sont plus nombreuses et elles sont réparties sur le territoire, ce qui permet d'en partager plus largement les « inconvénients ». Enfin les tarifs d'achat ont bénéficié à des capitaux mieux répartis puisque seules 6.5% des installations sont possédées par les plus grosses entreprises électriques allemandes.

Ce cadre de justice est utilisé par diverses parties prenantes. (Heffron & McCauley, 2017) montrent que ces concepts sont utilisés par des ONG et des institutions. Les auteurs traitent notamment de l'interaction entre la justice énergétique et les perspectives de politiques économiques. Selon eux, les objectifs du World Energy Council posent problème : la notion d' « affordability », qui est au cœur de ces objectifs ne prend notamment pas en compte les dommages effectués par le passé ce qui encourage le statu quo. Une version actualisée de ces objectifs qui met la notion de justice énergétique au cœur de ces objectifs est proposée. Cette notion peut également être utile pour l'analyser des controverses ou des événements relatifs au système énergétique. Ainsi, (Fuller & McCauley, 2016) utilisent ce prisme pour analyser les actions d'activistes à Berlin, Paris et Philadelphie.

D'autres cadres d'analyse du tarif, en relation avec la justice énergétique, sont proposés dans la littérature. En économie, (S. Burger et al., 2019) proposent un cadre d'analyse qui est uniquement dédié au tarif. Les auteurs proposent une série de trois critères qui permettent d'évaluer un tarif : équité d'allocation (allocative equity), équité distributive (distributive equity) et équité de transition (transitional equity).

(Sovacool & Dworkin, 2015) proposent eux aussi un cadre analytique et de prise de décision liée à la justice énergétique. Les auteurs considèrent que la justice énergétique doit traiter de la distribution des coûts et des dangers, de la distribution des bénéfices, et de la gouvernance et de la représentation. Ils détaillent une liste de huit enjeux à prendre en compte (efficacité énergétique, externalités, droit de l'homme, gouvernance, précarité énergétique, subvention, parcimonie des ressources, changement climatique). Les auteurs préconisent que les décisions de politique énergétique adressent chacun d'entre eux et proposent une liste de critères opérationnels (disponibilité, coût maîtrisé, respect des droits de l'homme, transparence, développement durable, égalité intra-générationnelle, égalité intergénérationnelle, responsabilité).

Ce cadre est notamment utilisé par (Islar et al., 2017) pour analyser le développement énergétique au Népal.

5.3 Méthodologie

5.3.1 La question de recherche et l’hypothèse testée

La question de recherche traitée dans cette partie de la thèse est double : quelles sont les attentes des acteurs vis-à-vis du tarif réglementé de vente et en quoi sont-elles différentes d’un acteur à l’autre ? Notre hypothèse est de postuler que les acteurs ont des visions différentes de l’avenir souhaitable pour le système électrique et que ces visions se traduisent en partie dans les missions qu’ils souhaiteraient voir portées par le TRVE – c’est-à-dire les objectifs de politique publique devant être atteints par le tarif . L’analyse de ces missions, pour différents acteurs, permet donc de comprendre les différences de positionnement des acteurs vis-à-vis du tarif et de son devenir.

Une mission est définie comme un objectif de politique publique qui peut être totalement ou partiellement atteint par le tarif.

Nous nous situons dans une démarche exploratoire ouverte qui cherche à identifier les missions qui sont importantes pour les différents acteurs. Pour conduire cette analyse, une enquête composée d’entretiens semi-directifs a été effectuée auprès d’acteurs concernés par cet enjeu, qui ont pour certains participé à des consultations tarifaires, pour d’autres sont nouveaux mais présents dans ces arènes. Le nombre d’enquêtés est faible, notamment du fait du nombre limité d’acteurs impliqués sur ces questions. Le questionnaire porte sur la vision de ces acteurs quant au rôle du Tarif Réglementé de Vente d’électricité, dans différents contextes de futur. Les contextes retenus pour l’enquête sont ceux de la SNBC et de la PPE, qui ont servis à cadrer les travaux économiques de la thèse.

Le reste de cette section décrit la méthodologie utilisée pour répondre à la question de recherche. Nous exposons le cadre d’analyse qui a permis de construire le questionnaire et d’analyser les résultats. Nous présentons ensuite le contenu du guide d’entretien utilisé pour conduire une série d’entretiens semi directifs auprès de l’échantillon. Enfin, nous détaillons la façon dont les réponses recueillies ont été traitées et analysées.

5.3.2 Cadre d’Analyse

Plusieurs éléments ont servi à structurer notre approche.

5.3.2.1 Se placer dans un cadre de futurs pour discuter des visions prospectives de la tarification

Notre approche est exploratoire et prospective. Elle cherche à déterminer les attentes des acteurs vis-à-vis du tarif réglementé de vente et de son évolution à 15 ans. Le cadre de l’entretien est donc prospectif : le but est que les acteurs nous donnent leurs visions souhaitées du tarif en se projetant à 15 ans et non pas qu’ils décrivent uniquement le tarif existant.

Nous définissons et proposons un cadre de référence tel que défini issu de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Ces éléments de référence permettent de positionner de manière homogène les entretiens afin d'avoir des résultats comparables. Ce cadre a aussi l'avantage d'être public et donc d'être supposé connu des acteurs que nous enquêtons. Dans l'entretien, nous décrivons le cadre au travers de quelques éléments marquants : baisse de la consommation finale d'énergie, fort développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique, réduction de la part du nucléaire.

5.3.2.2 Les missions, une liste d'objectifs publics pouvant être portés par le tarif

S'agissant d'un entretien semi-directif portant sur les missions du tarif dans le futur, il était nécessaire d'établir une liste de mission possibles de ce tarif pour y confronter les enquêtés et les inviter à se prononcer sur ces missions dans divers scénarios d'évolution du secteur électrique. Il convenait donc de lister des missions potentielles, et de trouver une manière simple de les décrire. Ce travail nous a aussi aidés à construire des catégories qui nous ont aussi aidés à analyser et catégoriser les positionnements et les arguments des acteurs.

La revue de littérature introductive de cette thèse a montré que le tarif de l'électricité et les tarifs de réseaux peuvent porter plusieurs objectifs qui vont dépendre des régulateurs. Les régulateurs doivent arbitrer lors de la construction du tarif, puisqu'il peut exister des tensions entre des missions proches : un tarif qui incite à réduire la consommation d'énergie n'est pas nécessairement compatible avec un tarif qui incite à réduire la pointe de consommation. Il peut également exister des tensions entre des missions très différentes : un tarif qui serait le même sur l'ensemble du territoire dans un but d'égalité géographique est en contradiction avec un tarif qui refléterait les coûts géographiques du système électrique. En parcourant la littérature, une liste de missions à étudier a été établie. Cette liste a été élaborée selon trois critères :

- La mission identifiée est portée ou a été portée par le tarif en France : elle est importante pour les acteurs actuels du système électrique
- La mission identifiée est présente dans la littérature académique : elle pourrait se développer si les arguments en sa faveur se diffusent
- La mission identifiée pourrait se développer du fait de facteurs extérieurs : elle pourrait se développer pour répondre à une nouvelle problématique, notamment du fait de la transition énergétique.

Au total, dix missions ont été choisies pour être soumises aux acteurs et sont listées dans la liste suivante :

- **Équilibre Budgétaire** : Couvrir les coûts de fonctionnement du système
- **Efficacité économique de court terme** : Optimiser les comportements de consommation (et de production pour les auto-producteurs)
- **Efficacité économique de long terme** : Optimiser les comportements d'investissement des ménages
- **Refléter géographiquement les coûts du système** : Cet item est une sous-catégorie de l'efficacité économique de court terme

- **Permettre la concurrence entre fournisseurs (contestabilité)** : D'autres concurrents peuvent entrer sur le marché et proposer des tarifs alternatifs pour proposer des tarifs plus avantageux aux consommateurs
- **Solidarité territoriale** : Éviter des disparités géographiques tarifaires/ conserver une forme de péréquation
- **Garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes** : Permettre à tous d'avoir accès à l'électricité
- **Favoriser la maîtrise de la demande en énergie** : Par exemple : tarification incrémentale par tranche de consommation
- **Développer l'autoconsommation** : Par exemple, un tarif adapté ou reversement pour les auto-consommateurs
- **Favoriser la mobilité électrique** : Par exemple, tarif préférentiel ou reversement pour les ménages équipés de véhicule électrique
- **Favoriser les énergies renouvelables** : Financer le développement des énergies renouvelables

Ces missions ont été sélectionnées notamment parce qu'elles sont toutes des objectifs de politique publique qui peuvent potentiellement être considérés comme souhaitables. Il semblait, en outre, difficile de soumettre aux acteurs des formulations ou des missions liées à la « technicité tarifaire » comme par exemple « avoir un tarif à la puissance » ou « s'assurer de la lisibilité du tarif ».

5.3.2.3 Catégoriser les arguments des acteurs

Pour appuyer leur vision du tarif, les acteurs mobilisent des arguments. La nature de ces arguments diffère en fonction du type d'acteur et de la mission défendue. Par exemple, les objectifs et missions promouvant des mesures économiques (avoir un tarif qui reflète les coûts pour inciter les consommateurs à utiliser l'électricité de façon optimale) sont souvent défendues par des arguments économiques (une incitation à consommer de façon optimale réduit le coût pour le système électrique dans son entièreté).

Afin de prendre en compte cette hétérogénéité d'argumentation, les missions identifiées en amont des entretiens ont été catégorisées selon leur nature. La discussion des missions par nature semble être intéressante pour construire le questionnement (en amont et pendant l'entretien) et également pour décrire les visions des acteurs au moment du traitement des contenus d'entretien. On utilise la notion de champ argumentatif, que François-Mathieu Poupeau propose dans son article afin de distinguer les arguments des acteurs (Poupeau, 2020). Comme indiqué plus haut (5.2), dans cet article relevant du domaine de l'analyse des politiques publiques, l'auteur analyse les positionnements et enjeux des acteurs à propos de la décentralisation du secteur électrique, et qualifie la nature des arguments utilisés pour défendre des positions par rapport à la décentralisation. Il dégage quatre champs argumentatifs :

- Économique
- Social
- Politique et symbolique
- Environnemental et de santé

Cette distinction qui semble adaptée à la question tarifaire a été retenue dans notre analyse. Ces champs servent donc dans un premier temps à catégoriser les missions que peut porter le tarif et à élaborer le guide d'entretien. Ils sont aussi utilisés pour analyser les (i) arguments utilisés par les acteurs et (ii) les enjeux qu'ils identifient.

5.3.3 La justice est un élément important pour arbitrer sur la construction tarifaire

Utiliser uniquement la nature des arguments avancés ne nous paraît pas suffisant pour comprendre les positionnements des acteurs. En effet, les notions liées à la justice sont aussi pertinentes pour arbitrer en faveur d'une mission. Par exemple, un acteur peut promouvoir une mission économique pour le tarif (avoir un tarif qui reflète les coûts pour inciter les consommateurs à utiliser l'électricité de façon optimale) parce qu'il trouve cela plus juste (Les coûts provoqués par un consommateur doivent être alloués à ce consommateur).

Nous convoquons donc le cadre d'analyse résultant de la justice énergétique pour analyser les réponses. Pour autant, nous n'interrogerons pas directement les enquêtés sur ces notions. Il nous paraît compliqué de confronter directement les acteurs à des notions de justice spécifiques puisqu'elles ne sont pas forcément connues et partagées par tous.

Nous utiliserons deux cadres : un cadre issu de la justice énergétique et proposé par (Jenkins et al., 2016) et un cadre proposé par (S. Burger et al., 2019) qui est issu de travaux économiques et dédié uniquement au tarif.

5.3.3.1 Le cadre de justice de Jenkins

Nous mobilisons des travaux classiques en sociologie de l'énergie en nous appuyant sur les travaux de Jenkins. Ces travaux proposent un cadre théorique qui permet l'analyse de controverse en sociologie de l'énergie. Comme évoqué plus haut (5.2), le cadre de justice proposé est constitué de trois « piliers » de justice : la justice distributive ('distributional justice' dans le texte), la justice procédurale ('procedural justice'), et la justice de reconnaissance ('recognition justice') Les piliers sont présentés dans cet ordre un peu inhabituel puisque les auteurs utilisent une approche « Où ? Qui ? Comment ? » dans leurs travaux.

Le premier pilier est lié à une question d'allocation. Il s'agit dans une situation donnée d'allouer équitablement les gains ou les pertes aux utilisateurs du système électrique. Par exemple, le développement des énergies renouvelables localisées peut être perçu comme une source d'injustice. En effet, si les populations locales n'y trouvent pas de bénéfice alors que ce sont elles qui accueillent les infrastructures énergétiques, cela peut faire naître des injustices.

Le deuxième pilier reflète la prise en compte des parties et la considération qui leur est accordée dans les discussions et les débats. Ne pas être entendu ou reconnu est une source d'injustice. Cela peut correspondre à une situation dans laquelle les arguments d'un acteur ne sont pas entendus dans une délibération ou bien à une

situation dans laquelle une partie de la population n'est pas correctement représentée dans une instance de décision ou dans une décision.

Enfin, le dernier pilier découle des procédures de la prise de décision. Si une décision est prise de manière non transparente, si la procédure ne prévoit pas l'accès de certaines parties ou ne leur confère des pouvoirs restreints par rapport aux autres parties, des injustices peuvent naître de cette situation.

5.3.3.2 Le cadre de justice de Burger

Comme la justice est un élément important de la construction tarifaire, des travaux ont été entrepris par des économistes pour essayer de qualifier ce qu'est un tarif juste. Comme évoqué plus haut (5.2), S. Burger et al., 2019 propose trois notions d'équité servant à analyser des formes tarifaires. Ce cadre porte une notion très économique des aspects de justice. Il est mobilisé ici parce qu'il a l'avantage de faire ressortir le statu quo qui est une position adoptée par certains acteurs, et qu'il semble adapté à la situation parce que conçu pour traiter des questions tarifaires. Les trois notions de justice sont « l'allocative equity », la « distributive equity », et la « transitionnal equity ».

La première consiste à dire qu'un traitement juste doit être un traitement identique des égaux. Cette notion se retrouve dans les missions des gestionnaires de réseaux qui doivent garantir un accès non différencié aux fournisseurs d'électricité. Il existe un présupposé à cette situation : il est nécessaire de définir ce que sont des utilisateurs égaux. En France, des consommateurs ayant le même profil de consommation sont considérés égaux, même s'ils peuvent être très éloignés géographiquement.

La deuxième notion considère que le tarif doit être en accord avec les notions de justice locale. Cette notion est un peu plus large que la précédente. En France, cela voudrait dire que le tarif doit respecter la notion de péréquation tarifaire à laquelle est attachée une grande partie des acteurs.

La dernière est liée au changement de structure tarifaire. Un changement de structure tarifaire provoque systématiquement des changements de facture chez les utilisateurs du réseau, ce qui se traduit par des gagnants et des perdants. Le traitement de ces modifications est une source d'injustice et doit être traité avec précision.

5.3.4 Construction du guide d'entretien

Les entretiens semi-directifs ont été menés grâce à un guide d'entretien. Les entretiens ont duré approximativement une heure et demie. La plupart des enquêtés étaient seuls. Le guide est construit en quatre parties que nous présentons ci-après.

5.3.4.1 Présentation de l'enquêté et degré de proximité avec le sujet

La première partie, préliminaire, permet de mieux connaître les personnes interrogées et leur niveau de proximité avec le tarif. La première question consiste à demander à l'enquêté de se présenter ainsi que son parcours professionnel. On demande en particulier à l'enquêté s'il a eu affaire au tarif, de préciser en quoi et à quelles occasions. Cela permet d'identifier l'interlocuteur et son niveau d'expertise

sur le sujet. La discussion est ensuite adaptée en fonction des réponses à cette question, nous permettant de rentrer dans des détails plus ou moins techniques selon le profil de l'enquêté.

5.3.4.2 Perception du tarif actuel et évolution souhaitée

Une fois cette présentation effectuée, la deuxième partie interroge l'enquêté de manière ouverte à propos du tarif pour saisir sa perception actuelle de ce dernier ainsi que ses souhaits d'évolution future.

Le contenu associé au tarif n'est volontairement pas défini afin de permettre à l'enquêté de préciser le type de tarif par lequel il est concerné. Les acteurs ont fait référence au TRVE et au TURPE, selon le sujet abordé dans l'échange.

La première question de cette partie consiste à demander à l'enquêté quelles sont les missions adressées par le tarif aujourd'hui. Les enquêtés donnent leur vision de l'outil tarifaire actuel. La réponse attendue est d'ordre descriptif. Une deuxième question demande si ces missions sont correctement portées par le tarif et s'il convient de modifier aujourd'hui son périmètre d'action. Les réponses attendues sont ici d'ordre normatif. Enfin, l'enquêté est invité à donner la vision de son institution par rapport à ce qu'est et devrait être le tarif aujourd'hui, afin de bien distinguer si nécessaire la vision de l'enquêté en tant qu'expert, de celle qui est défendue par son institution.

Les questions suivantes sont d'ordre prospectif. Elles s'interrogent sur la vision de l'enquêté quant au devenir du tarif de l'électricité dans 15 ans, en positionnant successivement ce dernier dans deux perspectives différentes de futur. Dans un premier temps la question est adressée de manière ouverte, en sorte que la vision de tarif est implicitement au service de la vision de futur de l'enquêté. Dans un second temps, la même question est à nouveau posée dans le cadre précis des orientations actuelles des politiques publiques (PPE, plan climat, SNBC...). Ceci rend, d'une part, les réponses comparables puisqu'elles se rapportent au même perspectives de futur. D'autre part, pour ceux qui s'étaient positionnés dans une autre trajectoire, la question permet à l'enquêté et au chercheur de s'interroger sur le lien entre missions prospectives du tarif et visions de futur énergétique.

Cette partie se conclut sur une reformulation de notre part afin que l'acteur valide ce que nous avons compris de sa vision du tarif.

5.3.4.3 Catégorisation des missions tarifaires

En complément de ces questions ouvertes, le questionnaire tente d'obtenir la catégorisation des acteurs sur une série de missions tarifaires. Il s'agit d'objectifs de politique publique qui sont traditionnellement ou non portés par le tarif. La liste de ces objectifs a été élaborée à la suite de la lecture de la littérature et des éléments mis en avant dans les consultations tarifaires. Au total, les acteurs sont interrogés sur dix objectifs qui sont de trois natures. Un bloc économique comprend des missions de couvertures de coûts, d'incitation et de reflet des coûts. Ensuite, un bloc social comprend des objectifs de solidarité territoriale et d'accès aux plus modestes. Enfin, un dernier bloc de transition énergétique comprend des objectifs

liés à la transformation du paysage énergétique. Les acteurs sont invités à classer ces objectifs sur l'échelle suivante :

- **Incontournable** : Le tarif doit accomplir cette mission
- **Important mais non incontournable** : Il est préférable que le tarif accomplisse cette mission
- **Secondaire** : Le tarif peut accomplir cette mission, mais ce n'est pas grave s'il ne le fait pas
- **Non-souhaitable** : Le tarif ne doit pas accomplir cette mission

Les acteurs sont libres de répondre à tout ou partie des missions proposées. Cette partie a pour but de recueillir puis de comparer éventuellement les visions des acteurs sur les différents objectifs de politique publique.

Une fois la classification effectuée, des questions de relance permettent à l'enquêté de justifier son classement. Elles permettent aussi de mettre en lumière d'éventuelles contradictions entre les réponses, ou au contraire de faire ressortir des cohérences et de souligner une mission générale associée au tarif par l'enquêté.

5.3.4.4 Réaction à des scénarios de tarification

Enfin, la quatrième partie confronte les acteurs à 4 scénarios de tarification et d'évolution du secteur électrique. (Fonteneau, 2021) montre en effet que l'autoproduction et la tarification sont très liées et que la mise en place d'un cadre contractuel est un sujet de débat qui traite notamment de la répartition des coûts entre les acteurs. Ces scénarios varient selon trois dimensions :

- L'utilisation contractuelle de l'énergie solaire, qui peut être revendue totalement, autoconsommée partiellement ou totalement.
- Le mode de développement principal de l'autoconsommation : individuelle ou collective
- La maille de péréquation tarifaire des réseaux : nationale, départementale ou communale

Les combinaisons possibles sont nombreuses, mais nous n'avons proposé que quatre scénarios contrastés pour des raisons de lisibilité. Une brève description de ces scénarios est proposée aux enquêtés au moyen d'un tableau simple (5.1) qui permet de laisser à l'enquêté le temps de la réflexion.

	S1 - Absence de développement de l'autoconsommation	S2 - Prolongation de la tendance actuelle	S3 - Localisation de l'autoproduction et des coûts réseaux	S4 - Développement des communautés locales d'énergie
Valorisation de la production locale	Vente en totalité	Vente en totalité, Vente en surplus ou autoconsommation totale	Vente en totalité, Vente en surplus ou autoconsommation totale	Vente en totalité, Vente en surplus ou autoconsommation totale
Autoproduction ou Autoconsommation	Absente	Individuelle	Individuelle	Collective
Tarification des réseaux (Transport et Distribution)	Nationale	Nationale	Départementale	Communale

TABLE 5.1 – Tableau décrivant les scénarios de tarification montrés aux enquêtés pendant l'entretien

Les quatre scénarios sont assez différents et vont du plus conservateur au moins conservateur. La première colonne représente une situation d'avant le développement de l'autoconsommation. La deuxième prolonge la tendance actuelle. La troisième suggère un fort développement de l'autoconsommation individuelle qui suscite une tarification des réseaux au niveau départemental. La dernière suppose un fort développement de l'autoconsommation collective à la maille communale qui va de pair avec une gestion locale des réseaux par les communes.

On demande à l'enquêté sa réaction aux différents scénarios et si un des scénarios lui semble souhaitable. Des questions de relance permettent de lui faire préciser les raisons de son choix.

5.3.5 Présentation du terrain

5.3.5.1 Cartographie des acteurs

Le nombre d'acteurs enquêtés est assez restreint. Nous avons enquêtés des acteurs historiques et émergents du système électrique, ayant de bonnes connaissances des enjeux de la tarification. L'ensemble des acteurs est présenté dans la cartographie en 5.1. La classification des acteurs repose en grande partie sur celle effectuée par Dégremont-Dorville (Dégremont), 2018. Ils sont distingués selon trois facteurs : leur attrait pour la centralisation de la gestion du système électrique, leur pouvoir décisionnel, et s'ils sont des acteurs historiques ou de nouveaux entrants. Cette distinction est intéressante a priori pour notre sujet puisque l'on s'attend à ce que les acteurs historiques et ayant un fort pouvoir décisionnel aient un fort attachement au statu quo, tandis que les acteurs décentralisateurs devraient afficher une forte volonté de promouvoir les énergies renouvelables.

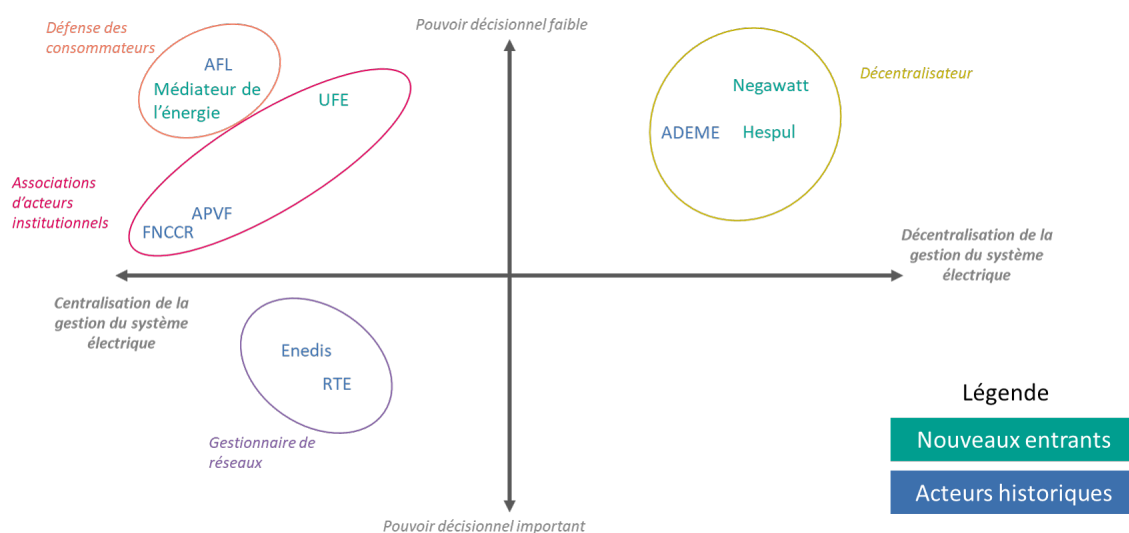


FIGURE 5.1 – Cartographie des acteurs interrogés– Source : auteur, adapté de Dégremont

Les acteurs ont ensuite été regroupés dans quatre catégories en fonction de leur positionnement sur la cartographie.

La suite de la section présente brièvement chacun des acteurs selon l'ordre lexicographique des catégories puis des acteurs. De plus, nous avons consulté les différents sites internet et communications effectuées par les acteurs concernant le sujet de la transition énergétique et de la décentralisation. Les informations que nous avons trouvées et qui nous ont semblé pertinentes pour comprendre les positions des acteurs sont également présentées.

5.3.5.2 Catégorie : Association d'acteurs institutionnels

Ce groupement est constitué d'associations et d'unions qui défendent les intérêts d'un type d'acteur particulier. Ils sont bien présents dans les arènes publiques et ont une bonne connaissance des instances politiques auprès desquelles ils peuvent intervenir.

Association des petites villes de France ou APVF

Cette association créée en 1989 représente les villes de 2500 à 25000 habitants dans différentes instances. Ce regroupement en association permet de donner plus de poids à ces villes dans les négociations, ce qui se traduit par un lobbying auprès de différentes arènes politiques en faveur de l'autonomie des collectivités locales. Cette mobilisation atteint l'échelle européenne puisque l'association participe à la création de la confédération des petites villes de l'Union Européenne en 2007. L'APVF se positionne comme un partenaire de la transition énergétique. Dans sa plaquette de 2019¹, elle souhaite qu'une partie de la fiscalité écologique soit fléchée vers le budget des collectivités territoriales afin de financer les initiatives locales.

Une plaquette dédiée², sur le site de l'APVF met en avant des initiatives communales de transition énergétique : production d'énergie solaire, autoconsommation, production de biométhane ou utilisation du numérique pour économiser de l'énergie. Les réseaux électriques sont identifiés comme des partenaires majeurs pour accueillir ces nouvelles énergies ou pour aider à décarboner localement la mobilité électrique.

Politiquement, l'APVF milite pour que l'intercommunalité reste un partenaire privilégié afin que les communes représentées par l'association restent audibles dans la sphère politique (cela va au-delà des questions énergétiques). Elle se positionne également en faveur d'une péréquation verticale (répartition équitable des dotations entre les collectivités territoriales) et horizontale (transferts des communes les plus riches vers les communes les plus défavorisées). Début 2022, elle a demandé à ses adhérents de se mobiliser pour demander des mesures afin de juguler l'augmentation des prix de l'énergie pour les collectivités³. Elle a notamment fait sur ce sujet une déclaration conjointe avec la FNCCR.

Fédération nationale des Communes Concédantes et régies ou FNCCR

La FNCCR est une association des collectivités locales. Elle est spécialisée dans les questions des services publics de réseaux passant par le mode de gestion de la concession. La FNCCR a un rôle important dans le système électrique parce qu'elle négocie le contrat de concession du réseau public de distribution d'électricité avec

1. <https://www.apvf.asso.fr/wp-content/uploads/2018/11/Plaquette-2019-WEB.pdf>

2. https://www.apvf.asso.fr/wp-content/uploads/2020/07/Fiche_DD_version_def.pdf

3. <https://www.apvf.asso.fr/2022/01/20/hausse-du-prix-de-lenergie-pour-les-collectivites-lapvf-appelle-les-petites-villes-a-se-mobiliser/>

l'état et Enedis. Elle a également un poids historique fort puisque ses membres ont activement participé aux négociations à propos de la péréquation tarifaire avec EDF et l'état.

La FNCCR perçoit la transition énergétique comme étant un élément indispensable de lutte contre le changement climatique⁴. Cependant, la transition est porteuse de risque et d'opportunité. Elle alerte sur le fait que les territoires ne disposent pas des mêmes ressources et sur le risque d'un repli sur soi et d'ilotage énergétique, qui pourrait remettre en cause la péréquation et les principes de mutualisation. La FNCCR souhaite ainsi le développement d'une politique industrielle qui se construirait à la bonne maille géographique en impliquant les AODE et qui ne remettrait pas en cause la cohésion nationale.

Union Française de l'électricité ou UFE

L'UFE promeut l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 qui passe par des mesures d'efficacité énergétique, une plus grande flexibilisation du système électrique, une politique industrielle française et européenne en faveur des technologies bas-carbone. Cette transition doit être juste et durable pour tous les citoyens. Cette prise de position est confortée par la publication d'un livre blanc⁵ à ce sujet. Dans ce livre blanc, l'UFE précise que le mix électrique décarboné reposera sur les énergies renouvelables, du nucléaire et des centrales thermiques décarbonées. L'UFE souhaite maintenir la péréquation tarifaire et conforter le rôle de cohésion territoriale des réseaux.

Un document de 2017 donne la position de l'UFE sur l'autoconsommation⁶ : l'union considère que le tarif de réseau doit refléter les coûts afin que l'autoconsommateur ou le consommateur puisse être conscient des coûts qu'il engendre ou évite pour le réseau. Ainsi, elle affiche une volonté d'avoir un tarif de réseau qui reflète les coûts et qui soit neutre vis-à-vis de l'usage qui est fait de l'électricité et de la distinction entre consommateur et autoconsommateur.

5.3.5.3 Catégorie : Représentant des consommateurs

Ces acteurs défendent les consommateurs des différents fournisseurs. Cette défense peut prendre la forme d'une représentation au sein de certaines instances comme d'une mission d'informations auprès des consommateurs. Ils disposent d'un pouvoir décisionnaire faible mais peuvent disposer d'un pouvoir médiatique fort dans certaines occasions.

Association des Familles Laïques ou AFL

L'AFL est une association de défense des consommateurs avec une histoire forte. Cette association méconnue est bien représentée auprès de différentes instances de prise de décision ce qui en fait un acteur important du débat public autour de l'électricité.

4. <https://www.fnccr.asso.fr/article/contribution-fnccr-territoire-denergie-sur-la-transition-energetique/>

5. https://ufe-electricite.fr/wp-content/uploads/2022/07/Plaqueette-pre%CC%81sentation-UFE_FR_2022.pdf

6. https://ufe-electricite.fr/wp-content/uploads/2017/11/position_ufe_autoconsommation_28112017.pdf

L'AFL se positionne sur les hausses des tarifs d'électricité des ménages en 2021 ⁷. Elle se satisfait partiellement des aides à destination des consommateurs mais précise que cela n'est pas suffisant pour les consommateurs précaires.

Elle se positionne également sur l'organisation du système électrique ⁸ en expliquant le statut du TRVE et les menaces qui planent sur son existence et en alertant sur les pratiques commerciales qui pourraient découler d'une telle disparition.

Médiateur de l'énergie

Le médiateur de l'énergie est une autorité publique indépendante particulièrement impliquée dans la protection des consommateurs. C'est en particulier l'autorité qui peut être saisie en cas de litige entre un particulier et un fournisseur. Ce rôle de saisine est accompagné d'une démarche de formation et de partage de l'information, notamment par des outils de comparaison des fournisseurs et des contrats énergétiques.

Le périmètre d'action du médiateur est contraint par les textes législatifs. On retrouve sur le site internet des prises de positions concernant les tarifs à disposition des consommateurs. Le médiateur se prononce sur la lutte contre la précarité énergétique ⁹. Il met à disposition des outils et des expertises aux ménages en situation de précarité.

Il se prononce également sur les offres d'électricité à tarification dynamique ¹⁰ en précisant que les risques liés à ce type d'offre doivent être expliqués aux consommateurs. Le médiateur estime nécessaire un encadrement de ces offres afin que le risque marché (lié à l'approvisionnement sur la fourniture d'électricité sur les marchés) ne soit pas transféré aux consommateurs finaux. Enfin, il faut noter que le médiateur peut désormais intervenir dans le cas des litiges liés à l'autoconsommation depuis 2021 ¹¹.

5.3.5.4 Catégorie : Décentralisateur

Les décentralisateurs promeuvent une vision différente du système énergétique et a fortiori électrique. Ils proposent une autre façon de faire les choses, pas nécessairement en accord avec la vision traditionnelle de la gestion du système. La sobriété et les énergies renouvelables sont deux éléments très importants de leurs réflexions. Ils sont favorables à une gestion plus décentralisée de l'énergie.

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie ou ADEME

L'ADEME est un Établissement public à caractère industriel et commercial qui est sous la tutelle de plusieurs ministères : Les ministères de la transition écologique et de la Cohésion des territoires, de la Transition énergétique et de l'Enseignement. Ses missions sont de participer et d'accélérer la transition énergétique en promouvant

7. <http://www.cnafal.org/wp-content/uploads/2022/02/revue-2021-n%C2%B03-V7.pdf>

8. <http://www.cnafal.org/wp-content/uploads/2019/10/Linfo-Conso-du-CNAFAL-n%C2%B02-2019.pdf>

9. <https://www.energie-mediateur.fr/le-mediateur/dossiers/la-precarite-energetique/>

10. <https://www.energie-mediateur.fr/le-mediateur/dossiers/les-offres-delectricite-tarification-dynamique>

11. <https://www.energie-mediateur.fr/autoconsommation-une-nouvelle-competence-pour-le-mediateur-national-de-lenergie/>

une société plus sobre. Pour cela, l'ADEME agit soit en tant que source de financement, soit en tant que société de conseil auprès des différentes parties prenantes. L'ADEME a aussi un rôle très important de prospective et de production d'études et de données nationales et locales. En matière d'énergie, l'ADEME soutient le développement des énergies renouvelables citoyennes et territoriales.

L'ADEME a une forte proximité avec les territoires¹² puisqu'elle est implantée dans les régions de France et qu'elle anime un réseau local. Les collectivités et les entreprises locales peuvent être accompagnées techniquement et financièrement par l'ADEME si elles en font la demande. L'ADEME propose également un service de base de données à destination des territoires.

L'ADEME a publié une fiche de conseil sur l'autoconsommation et un avis en 2018 dans lequel l'agence soutient le développement de l'autoconsommation puisqu'elle présente des bénéfices pour le particulier (en réduisant et en sécurisant une partie de sa facture) et pour la collectivité (en réduisant potentiellement le besoin de renforcement de réseau électrique et les coûts associés)¹³.

Hespul

Hespul est une association de loi 1901 dont les missions sont de promouvoir la production électrique d'énergie renouvelables, et notamment solaire, et d'efficacité énergétique. Elle souhaite orienter la société vers un objectif de sobriété et de d'efficacité énergétique tout en conservant une notion d'intérêt général et de service public du système électrique. Elle propose son expertise aux différentes parties prenantes.

Initialement, l'association avait comme objectif de raccorder la première centrale photovoltaïque en France. Fort de ses expériences, Hespul s'est bâti une expérience et une réputation et œuvre en faveur d'une société telle que décrite dans les scénarios de NegaWatt. Hespul dispose de compétences techniques sur le réseau et le système électrique.

Dans sa note de 2015, Hespul déclare que l'autoconsommation totale n'est pas forcément le bon moyen pour développer l'autoconsommation puisque la valorisation économique¹⁴ (Le gain pour l'autoconsommateur provient des économies de facture. Il faut donc que l'économie de facture soit suffisante pour financer le dispositif). La note met en avant d'autres points de vigilance : certains sont économiques (assurer une rentabilité des projets, éviter les études de faisabilité complexes et coûteuses), techniques (limiter quand cela est nécessaire l'injection du PV) et environnementaux (ne pas tuer le gisement solaire en installant juste ce qu'il faut pour l'autoconsommation et ne pas exploiter l'entièreté des toitures, ne pas inciter à la surconsommation).

NégaWatt

Il s'agit d'une association fondée en 2001 regroupant une vingtaine d'experts du système énergétique. Le but de l'association est de montrer l'existence d'une alternative au système énergétique tel qu'il existe aujourd'hui, c'est-à-dire plus sobre et sans

12. <https://www.territoires-climat.ademe.fr/>

13. https://librairie.ademe.fr/cadic/1531/avis-de-lademe_autoconsommation_pv_fevrier2018.pdf

14. https://www.hespul.org/media/filer_public/ae/31/ae3156dc-a2f1-422a-b55b-4622144e66dc/autoconsommation-photovoltaique-hespul.pdf

énergies fossiles ni fissibles. La vision de Négawatt passe par trois piliers indispensables : la sobriété des besoins, l'efficacité des procédés et l'utilisation des énergies renouvelables. Négawatt est particulièrement connu pour son rôle prospectif et ses scénarios à horizon 2050. En plus de l'association, Négawatt dispose d'un institut qui est la déclinaison opérationnelle de l'association. L'institut propose des formations et des missions de conseil à destination des collectivités (accompagnements de territoires dans les TEPos, les PCAET, SRADDET) et des entreprises.

5.3.5.5 Catégorie : Gestionnaire de réseaux

Les gestionnaires de réseaux sont des acteurs ayant des missions de service publics de desserte et de transport de l'électricité. Ils sont en situation de monopole régulé et ne déterminent donc pas librement leurs tarifs. Ils sont les interlocuteurs privilégiés de la CRE lors de la construction des tarifs de réseaux.

Enedis

Enedis est le principal gestionnaire de réseau de distribution en France. L'entreprise est présente sur 95% des territoires français. Enedis est une entreprise en situation de monopole régulé. Elle est détenue à 100% par EDF, mais ses pratiques tarifaires et ses investissements sont sous contrôle de la CRE.

Le compteur Linky¹⁵ est aussi mis en avant par Enedis comme un moyen de rendre la consommation électrique plus responsable et de favoriser les économies d'énergie.

Enedis se présente comme un acteur majeur de la transition puisque le réseau de distribution doit intégrer les énergies renouvelables¹⁶, le développement de la mobilité électrique et l'évolution des modes de consommation. Enedis doit donc s'adapter à ces nouveaux objets qui se gèrent en partie à la maille locale.

La relation contractuelle d'Enedis est matérialisée par le contrat de concession entre les autorités concédantes et Enedis¹⁷. Le contrat contient notamment un cahier des charges qui liste les droits et devoirs des différentes parties. Afin de respecter au mieux ces contrats, Enedis est très impliqué dans ses relations auprès des territoires : le gestionnaire de réseau met à disposition des interlocuteurs auprès des communes et se targue de développer une relation de proximité avec les parties prenantes locales.

Réseau de Transport d'Electricité ou RTE

RTE est le gestionnaire du réseau de transport. Contrairement aux entreprises de distribution, RTE est propriétaire de son réseau. En plus de ces missions de conduite, d'exploitation et de transformation du réseau, RTE est aussi responsable de l'activation des leviers de flexibilité de l'électricité dans le but d'assurer l'équilibre offre demande. RTE est principalement possédé par EDF et la Caisse des Dépôts et Consignation.

RTE est au cœur de la transition énergétique¹⁸ en accueillant les différents modes

15. <https://www.enedis.fr/le-compteur-linky-un-outil-pour-la-transition-ecologique>

16. <https://www.enedis.fr/adapter-le-reseau-pour-accelerer-la-transition-ecologique>

17. <https://www.enedis.fr/les-relations-contractuelles-avec-enedis-le-cahier-des-charges-de-concession>

18. <https://www.rte-france.com/creer-valeur-territoires-entreprises/territoires>

de production. RTE se donne ainsi trois rôles sur son site institutionnel : optimiser le pilotage du réseau pour favoriser la gestion du système et notamment l'intégration des énergies renouvelables, éclairer les pouvoirs publics via des analyses prospectives à plus ou moins long terme, éclairer les consommateurs en mettant à disposition des outils et des données.

Les relations avec les territoires sont affichées comme importantes : RTE se positionne comme accompagnateur de la transition auprès des territoires. Les mesures d'accompagnement peuvent être économiques, écologiques ou sociales.

La notion de solidarité portée par le réseau de RTE prend une dimension européenne : le développement des interconnexions permet selon RTE d'optimiser les coûts de production de l'électricité pour un périmètre géographique de plus en plus important.

5.3.6 Traitement du matériel en aval des entretiens

Les entretiens ont été enregistrés puis traités grâce au site internet de transcription automatique Noota. Une relecture a systématiquement été effectuée pour s'assurer que la retranscription s'était effectuée de manière satisfaisante.

Ensuite, ces retranscriptions ont été reversées dans une fiche traitant les différentes parties de l'entretien. Les lignes de cette fiche de reversement ont été numérotées de façon à pouvoir identifier les verbatim qui ont été utilisés.

En plus de ces fiches, des tableaux Excel ont servi à analyser les parties 3 et 4 de l'entretien (hiérarchisation des missions, positionnement sur les scénarios de futur). Ces tableaux ont permis d'avoir une vision globale, quantitative, et comparée des réponses des acteurs à ces parties plus « fermées » de l'entretien.

Ces éléments ont permis de construire des fiches par acteurs qui contiennent l'ensemble des éléments qui ont été jugés importants pour comprendre la vision qu'avait l'acteur. Ces visions du tarif que nous avons identifiées sont présentées dans la partie résultat.

5.4 Résultats

5.4.1 Les principaux points qui ressortent des entretiens

5.4.1.1 APVF

L'APVF a une conception sociale de l'électricité et souhaite une forme de service public de l'énergie. Le tarif doit permettre de couvrir les charges de fonctionnement, d'exploitation et d'investissement qui vont augmenter en raison des développements des énergies renouvelables.

La péréquation tarifaire est importante : il faut conserver une approche nationale de la tarification des réseaux.

Enfin, il est important que le tarif soit compétitif. Il existe un enjeu de stratégie industrielle sur les prix de l'électricité, qui doit permettre une certaine compétitivité des entreprises par rapport aux pays voisins. Le tarif va donc probablement augmenter et cela va devoir être accompagné d'une mission d'information auprès des

citoyens et des collectivités. Cette hausse doit également être stable et prévisible pour les consommateurs et les communes. Elles doivent pouvoir se préparer à la budgétiser.

L'enquêté identifie quatre missions qui sont incontournables par rapport au tarif : équilibre budgétaire, solidarité territoriale, garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes et refléter géographiquement les coûts du système. Catégoriser comme incontournable à la fois la solidarité territoriale et refléter géographiquement les coûts du système semble contradictoire. Lorsqu'on demande à l'enquêté de clarifier sa position, il confirme que son idée est que les gestionnaires de réseau et les producteurs aient une information sur les conséquences géographiques de leurs coûts d'exploitation (et donc qu'ils cherchent à les réduire au bénéfice de la collectivité), mais que ces différences ne doivent pas nécessairement être retransmises aux consommateurs.

L'enquêté juge souhaitable de combiner une tarification nationale des réseaux et un développement de l'autoconsommation collective. La tarification nationale permet selon lui de s'assurer que la qualité de service soit maintenue également sur le territoire national. L'enquêté préfère l'autoconsommation collective à l'autoconsommation individuelle pour des questions de foisonnement de la consommation (Il y a plus de consommation locale qui peut utiliser la production).

5.4.1.2 FNCCR

La FNCCR considère que le TRVE accomplit des missions liées à la protection des consommateurs. Le TRVE est positionné comme une valeur refuge : ce rôle est mis en avant par l'actualité, comme l'a montré la guerre en Ukraine, au cours de laquelle l'action gouvernementale a permis de maintenir la hausse du TRVE à seulement 4%. Le TRVE est également une boussole puisqu'il renseigne les consommateurs sur l'intérêt des offres de marchés. Une partie d'entre elles sont d'ailleurs indexées sur ce tarif. La FNCCR critique le comportement de certains fournisseurs alternatifs et la régulation (notamment le mécanisme de l'ARENH) qui ne sont pas, selon elle, toujours bénéfique pour le système électrique.

La FNCCR est critique vis-à-vis de l'organisation du marché et de l'ouverture à la concurrence s'agissant d'un bien tel que l'électricité, en particulier sur les plans techniques, économiques et sociaux et ayant une dimension indéniablement politique : un prix trop élevé de cette dernière peut générer des mécontentements. La FNCCR espère que la crise actuelle offrira l'opportunité de réaffirmer le rôle politique du TRVE. Dans 15 ans, les missions souhaitées du TRVE n'évoluent pas. L'intégration des EnR ne devraient pas se traduire par une refonte des fondamentaux de la tarification. De plus, le développement de l'autoconsommation collective et individuelle n'enlève pas leur utilité aux réseaux et au système centralisé (notamment parce que seule une partie limitée de la population peut avoir accès à l'autoconsommation). L'enquêté considère que le tarif doit accomplir une mission de solidarité territoriale (cette mission est abordée dès la première partie de l'entretien) et que permettre la concurrence entre fournisseurs n'est pas un des objectifs du tarif.

Le tarif est en premier lieu un outil de protection des consommateurs. Cet outil peut également avoir d'autres fonctions comme celle d'inciter à des comportements de consommation si tant est que le mode de calcul et l'élaboration soit faite de

la façon la plus claire possible et qu'il soit adapté aux conditions réelles, c'est-à-dire compris et interprétable par les consommateurs . Certaines missions sont considérées comme importantes mais pas nécessairement dans le périmètre du tarif. Par exemple, le fait d'assurer l'équilibre budgétaire et de contribuer au financement des énergies renouvelables constituent des objectifs incontournables mais qui ne sont pas nécessairement le fait du tarif. L'enquêté est aussi hésitant quant à la pertinence de certaines missions telles que 'garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes ' ; mission qui peut être prise en charge par la mise en place de tarifs sociaux dédiés ou par un autre mécanisme distributif.

Quand on aborde les scénarios de tarification de l'autoconsommation, la FNCCR suggère d'effectuer une combinaison des scénarios. La vision de la FNCCR est plutôt de promouvoir une incitation locale à la production d'énergie mais de permettre d'échanger et de partager l'énergie, en conservant donc une tarification nationale des réseaux. L'enquêté considère que les écarts de tarification réseaux peuvent être assez importants. Il pense que l'autoconsommation collective se développera grâce aux PV sur toitures avant tout, et donc que dans le cas des logements précaires en immeubles où la surface de toiture par personne est plus limitée, le potentiel reste limité.

5.4.1.3 UFE

Les articulations entre le TRVE, la politique française et la politique européenne ont été fortement évoquées tout au long de l'entretien. L'intérêt et la technicité de l'enquêté sur le plan institutionnel s'explique par ses expériences passées dans les instances d'élaboration du tarif.

Il décrit le TRVE comme un outil de politique publique soumis à de nombreuses contraintes politiques, son existence et sa trajectoire étant très dépendantes de ce qu'exige la commission européenne. Un TRVE qui satisfait la commission européenne est un TRVE qui n'empêche pas la concurrence de se développer : il existe donc un fort enjeu de développement de la contestabilité, définie comme la possibilité pour les fournisseurs de proposer une offre de marché plus avantageuse que le TRVE.

L'enquêté remet le TRVE dans le contexte politique et social actuel. Selon lui, seules deux missions sont incontournables : la contestabilité et la solidarité territoriale. La première doit être assurée puisqu'elle est, selon le droit européen, la condition même d'existence du tarif de l'électricité. La seconde est justifiée par des arguments de deux ordres : il n'y a pas, selon lui, de raisons économiques de la casser et les conséquences sociales en termes d'inégalités seraient trop importantes. L'enquêté considère les autres missions comme des objectifs de politique publique louables mais qui ne relèvent pas forcément du tarif. Idéalement, donc, le tarif devrait être neutre et refléter une partie des coûts pour donner des informations aux consommateurs, tout en assurant ses deux missions incontournables : la contestabilité et la solidarité territoriale.

L'enquêté tient un discours très dubitatif sur le développement de l'autoconsommation : il ne comprend pas l'intérêt économique ou politique à son développement ; il s'interroge sur la nature de l'intervention publique à tenir à son égard. Selon lui,

il convient de laisser faire et de suivre ce qui va se passer plutôt que d'imposer un mode de développement, susceptible de se faire au détriment d'un modèle économique émergent.

5.4.1.4 AFL

La position de l'enquêté est très critique vis-à-vis de l'ouverture des marchés et très nostalgique d'une époque de service public de l'énergie. Il dénonce des comportements abusifs de démarchage de la part des fournisseurs alternatifs et met également en doute l'intérêt de leur existence pour le bien commun. L'enquêté espère que le marché ne transforme pas totalement le système électrique. Il dénonce la spéculation et la marchandisation du bien de première nécessité qu'est l'électricité. Pour l'enquêté, le seul reliquat du service public de l'électricité est le TRVE. Son existence est menacée malgré son utilisation en tant qu'outil de protection des consommateurs en temps de crise. L'enquêté défend ainsi l'existence du TRVE comme étalon pour les consommateurs. L'AFL est également très attachée à la péréquation tarifaire qui est considérée comme un principe républicain. La façon dont est construit le TRVE pose également problème à l'AFL : l'enquêté ne se sent pas suffisamment représenté et écouté dans les instances de décisions.

Dans la deuxième partie de l'entretien, l'enquêté continue de défendre une vision du tarif comme outil de protection des consommateurs. Les missions permettant de protéger ces derniers sont considérées comme des objectifs de politique publique incontournables (la péréquation tarifaire) ou devant être accompagnés par le tarif (garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes). En conséquence, l'enquêté rejette fortement la mission de « refléter géographiquement les coûts du système » afin de défendre une vision solidaire du système électrique. Il rejette aussi fortement la mission « assurer la concurrence entre fournisseurs » en avançant que les gains économiques sont restreints. L'enquêté dénonce encore une fois la marchandisation et la spéculation autour du marché de l'électricité. Il critique l'organisation du marché et demande une méthodologie claire et non truquée de construction du tarif règlementé. Enfin, les missions qui peuvent inciter à des comportements de consommations et réduire les coûts de fonctionnement du système électrique sont plutôt bien catégorisées sous condition que les consommateurs se voient récompensés en fonction des gains qu'ils génèrent.

Les scénarios ont fait réagir l'enquêté qui a demandé à effectuer un panachage. L'enquêté a une vision très positive du développement de l'autoconsommation collective. Elle ouvre selon lui l'opportunité d'exploiter de meilleurs gisements et de faire en sorte qu'une partie de la population en tire des bénéfices importants. Ces bénéfices peuvent être économiques mais seraient avant tout sociaux : les citoyens se sentent impliqués, fiers et représentés dans les instances locales. L'enquêté voit cela comme une incitation à s'investir dans des projets d'autoconsommation. Pour l'enquêté, ce développement doit se faire en lien avec une tarification des réseaux qui reste nationale tout en garantissant à tous l'accès à l'énergie. Les réseaux conservent leur rôle d'échange de l'énergie et n'ont pas qu'une fonction « assurantielle »¹⁹. Il

19. Ils servent quotidiennement pour échanger de l'énergie et non pas uniquement lorsque la production locale est trop faible par rapport aux besoins locaux

existe donc des questions de tarification et de partage des coûts qu'il faut trancher, mais les vertus de l'autoconsommation collective rendent l'enquête favorable à son développement.

5.4.1.5 Médiateur de l'énergie

L'entretien s'est concentré sur le rôle du TRVE pour les consommateurs. L'enquête qualifie le TRVE comme un prix de référence pour les consommateurs, qui leur sert pour comparer les offres de marchés. Ce n'est pas nécessairement un outil de protection en faveur des consommateurs les plus précaires : le chèque énergie est plus adapté pour accomplir cette mission. La solidarité territoriale est ensuite évoquée comme importante et est portée par les principes de péréquation tarifaire et de timbre-poste²⁰ (tarification indépendante de la distance à une centrale de production).

Les questions de structure tarifaire ont été abordées de façon précise lorsque l'on a évoqué la tarification dynamique de l'électricité. L'enquête insiste sur l'importance d'informer les consommateurs pour qu'ils soient bien conscients des bénéfices mais surtout des risques qu'ils encourent lorsqu'ils souscrivent à cette tarification. L'enquête précise ensuite que les mesures incitant à la sobriété sont importantes mais ne doivent pas nécessairement passer par le tarif : il doit plutôt s'agir d'investissements massifs dans la rénovation thermique des bâtiments. Les missions considérées comme incontournables sont la solidarité territoriale (pour des raisons sociales) et l'équilibre budgétaire global (il peut s'accompagner de mesures distributives). « Garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes » est un objectif considéré comme incontournable, mais qui ne relève pas du seul tarif et doit être assuré par la mise en place de dispositif complémentaire comme par exemple un service public de l'énergie qui serait financé par la collectivité nationale.

L'enquête a la volonté de ne pas ouvrir la porte à une tarification différenciée par type d'autoconsommateurs qui pourrait constituer une voie de remise en question de la péréquation tarifaire. L'enquête a du mal à se projeter dans les scénarios : il est convaincu que l'autoconsommation collective restera très marginale et ne nécessitera pas d'adaptions profondes de la tarification et du mode de calcul des contributions. Enfin, il insiste sur l'importance de laisser la liberté aux participants des opérations d'autoconsommation collective de choisir leurs fournisseurs.

5.4.1.6 ADEME

L'ADEME a été historiquement peu impliquée sur le sujet du tarif et n'a pas participé aux différentes consultations tarifaires. En revanche, le futur de la tarification est un enjeu qui concerne l'ADEME : le tarif devra s'adapter à la transition énergétique et il pourrait même être un outil de soutien à cette dernière. Selon notre enquête, le tarif pourrait aider à développer la sobriété énergétique en donnant une information sur le « combien consommer ? » et en incitant à la réduction de

20. Les deux principes sont assez proches : une péréquation tarifaire implique le principe du timbre-poste mais pas réciproquement. Le principe du timbre-poste peut être appliqué tout en appliquant un tarif qui varierait selon la densité de population et qui ferait payer différemment les villes et les campagnes. Il y aurait dans ce cas principe du timbre-poste sans péréquation tarifaire.

la consommation. Il pourrait également donner plus d'informations sur le « quand consommer ? » dans le cas d'une tarification dynamique, c'est-à-dire qui changerait en fonction des heures de la journée selon ce qu'il en coûte de produire de l'électricité. Il existe aussi un enjeu d'augmentation du tarif puisque les investissements nécessaires pour réaliser la transition et notamment l'investissement dans les énergies renouvelables seront en partie couverts par le tarif. Enfin, l'électricité étant un bien de première nécessité, les évolutions tarifaires doivent être conçues de manière à ce que les consommateurs ne supportent pas un coût trop important. L'ADEME pense notamment à la protection des précaires énergétiques qui sont les consommateurs les plus exposés au risque prix.

L'ADEME souhaite un tarif qui ait plusieurs propriétés, toutes en lien avec la transition énergétique. Elle met l'accent sur la dimension économique du tarif, c'est-à-dire sur ses missions d'efficacité économique de court terme et de long terme. Si ces missions sont accomplies, cela permet d'atteindre trois autres missions au cœur de la transition énergétique : « favoriser la maîtrise de la demande en énergie », « favoriser la maîtrise de la demande en énergie », et « favoriser le développement des énergies renouvelables » qui sont des objectifs de politiques publiques incontournables mais qui ne doivent pas nécessairement être portés uniquement par le tarif. Ce lien de conséquence entre missions économiques et missions de transition énergétique découle de la vision de l'ADEME : la transition énergétique est aussi la solution la moins chère pour la collectivité.

Pour autant, l'ADEME considère que ce n'est pas seulement au tarif et à la facture des consommateurs de couvrir les coûts du système électrique. Enfin, l'ADEME considère que le tarif de l'électricité doit être adapté au véhicule électrique en envoyant des signaux économiques pour que les consommateurs optimisent leurs recharges. Il est intéressant de noter que le tarif est vu comme un outil dont le périmètre d'action n'est pas complètement défini : plusieurs fois, la question « est-ce que c'est bien le rôle du tarif ? » est revenue dans l'entretien.

Les scénarios de tarification de l'autoproduction ont été analysés selon plusieurs angles. En premier lieu, l'ADEME qualifie deux scénarios (S3 et S4) de « compliqués » à réaliser puisqu'ils ne respectent pas la péréquation tarifaire et feraient naître de gros mécontentements. Pour l'ADEME, la péréquation nationale est importante en France puisqu'elle correspond à une répartition considérée juste des coûts du système électrique. L'ADEME qualifie le scénario de prolongation de la tendance comme étant le scénario le plus probable. Elle juge néanmoins que les scénarios qui comprennent une localisation de la production (3 et 4) pourraient avoir des vertus économiques : ils permettraient de mieux exploiter les meilleurs potentiels solaires d'une part, et d'optimiser la production et la consommation locale d'autre part. Une distinction est donc faite entre les scénarios 1 et 2, jugés souhaitables pour les consommateurs parce qu'ils prolongeraient le statu quo et la péréquation nationale, et les scénarios 3 et 4 jugés souhaitables pour l'efficacité économique (localisation de la production) mais qui abandonnent cette péréquation. Selon l'enquête, une telle gestion locale de la production serait rendue possible s'il existait un dispositif permettant de protéger les consommateurs ne disposant pas d'un accès à des potentiels renouvelables et qui pourraient subir une explosion des coûts. L'enquête considère enfin qu'une gestion locale de la production n'est pas incompatible avec

la péréquation tarifaire et souhaite combiner les scénarios : il propose de conserver la péréquation nationale tout en développant l'autoconsommation collective. La péréquation est d'ailleurs remise en contexte : son existence est due à un contexte historique et politique et l'enquêté se demande quel avis aurait les pouvoirs publics si celle-ci n'était pas mise en place.

5.4.1.7 HESPUL

L'entretien était très dense et très technique. La vision de l'organisation souhaitée du système électrique de l'enquêté est en opposition assez marquée avec l'organisation actuelle, ce qui a donné à l'entretien une forte teneur politique. De plus, l'implication de l'association dans l'élaboration du TURPE a également donné à l'entretien une teneur technique sur le mode d'élaboration des tarifs.

La vision du tarif d'Hespul est liée à la transition énergétique. L'enquêté souhaite un tarif qui permet d'inciter à la maîtrise de la demande en énergie et à l'isolation des maisons, sous condition que les consommateurs les plus précaires ne soient pas trop impactés par cette tarification. Hespul se positionne également sur le TURPE du fait de son secteur d'activité : la promotion et l'intégration du PV. Le développement du PV dépend de la façon dont celui-ci se raccorde au réseau et donc des coûts de raccordement et d'injection. Il critique la méthode d'élaboration de la tarification qui est trop complexe (amour de la formule mathématique) et répond à une idéologie, et préconise une solution plus simple avec un objectif de partage de la valeur et des coûts. Hespul est aussi critique quant à l'organisation du système électrique. La critique est centrée sur EDF : les coûts du nucléaire sont en partie cachés et sous-estimés. Ils ont conduit à une dépendance des consommateurs les plus précaires au chauffage électrique qui se traduit par une incapacité à changer les comportements et une forte précarité énergétique. En effet, une fois le chauffage électrique installé, la substitution vers un autre mode de chauffage nécessite un fort investissement ce qui rend les consommateurs les plus précaires captifs de ce mode de chauffage. Le fait que l'alimentation de ce chauffage soit disponible à bas prix n'a pas incité les consommateurs et les pouvoirs publics à investir dans la rénovation thermique. Le besoin de chauffage et l'utilisation du chauffage sont donc restés inchangés. Lors des épisodes de prix hauts, cela conduit à une augmentation de la précarité énergétique.

De plus, le lien financier entre EDF et les gestionnaires de réseau freine la transition énergétique : ceux-ci font remonter des dividendes à la maison mère plutôt que d'investir dans les réseaux. Le rôle politique du tarif, dont le prix est fixé de façon politique, est également critiqué par l'enquêté : l'intervention du politique dans la fixation des prix est perçue comme une volonté de préserver le statu quo et de travestir les signaux économiques qui auraient dû être envoyés. Une des conséquences de cet interventionnisme est qu'il distord le signal économique à l'investissement : des décisions qui paraissent optimales sont prises alors qu'elles provoquent des surcoûts pour le système électrique.

Les missions considérées comme incontournables sont les missions d'incitation à la maîtrise de la demande en énergie et « favoriser les énergies renouvelables ». La définition du périmètre des coûts dans l'équilibre budgétaire a fait réagir l'enquêté : le périmètre économique des coûts couverts par le tarif est jugé peu clair ; une prise

en compte « exacte » de la couverture des coûts est souhaitée. La péréquation tarifaire est questionnée par rapport au contexte : elle pourrait être remise en cause pour des questions économiques au niveau métropolitain. Si cela est fait, cela doit s'accompagner de mécanismes distributifs et d'accès à tous à l'énergie. L'enquêté tient à ce qu'il existe un socle de consommation minimale qui soit défini en fonction des besoins de chacun.

Enfin, l'enquêté est réservé par rapport au développement de l'autoconsommation, craignant qu'elle ne constitue un frein potentiel au développement du PV. Le soutien à la filière photovoltaïque par l'autoconsommation va inciter les investisseurs à dimensionner leur installation pour satisfaire leur besoin d'autoconsommation, et non pas à la dimensionner pour maximiser la production. Il opte pour un scénario hybride avec une production à la maille collective d'une part et une tarification nationale des réseaux. L'enquêté qualifie le réseau de commun. Ce choix est justifié par une recherche d'optimisation des investissements PV en allant chercher des potentiels de production inexploités et par un choix social de solidarité. L'enquêté précise que ce mode de développement doit aussi s'accompagner d'un questionnement autour de la redistribution de la valeur.

5.4.1.8 Négawatt

L'expérience professionnelle de l'enquêtée en tant que membre du collège de la CRE l'a conduite à se familiariser avec les enjeux du secteur électrique, dont elle a une bonne connaissance. Les positionnements qu'elle exprime aujourd'hui sur le tarif ont une teneur relativement technique, notamment sur les plans économique et politique. L'expérience professionnelle de notre enquêtée chez Négawatt en fait aussi une personnalité à part au sein de l'association. Elle dispose d'une vision sur les coûts de réseaux et sur l'environnement politique du tarif qui ne correspondent pas nécessairement à celle de son association.

L'enquêtée dresse un constat des missions historiques du tarif de l'électricité. Historiquement, un système tarifaire unique englobait les particuliers et les entreprises. Des mécanismes de reversements permettaient de couvrir, outre les coûts des particuliers, une partie de ceux des entreprises à partir de la facture des particuliers, ce qui engendre une perte de confiance de l'enquêtée dans les institutions impliquées dans la construction tarifaire historique et un besoin de corriger cette construction.

L'objectif de maîtrise de la demande en énergie est important pour l'enquêtée mais elle s'interroge sur la pertinence à le faire porter par le tarif. Elle déplore les faibles incitations à l'investissement dans la rénovation thermique et au déplacement/effacement de la consommation par le passé. Elle met en cause un défaut d'incitation, lié à des prix des énergies trop faibles, compensés par des outils hors tarifs (comme l'appel d'offre d'effacement par exemple) qui ont agi comme des patches successifs, ont complexifié et troublé le signal donné par le tarif. Celui-ci a fini par ne plus refléter correctement les coûts des énergies. Il a été utilisé comme outil de politique publique et de promotion du chauffage électrique et non pas comme un outil économique de reflet des coûts. Cette utilisation du tarif a généré des comportements de consommation non optimaux et conduit à une augmentation des coûts réseaux. L'objectif de reflet des coûts n'est donc pas satisfait à ce jour.

L'enquêtée synthétise son point de vue sur le tarif en rappelant qu'il s'agit d'un outil économique et qu'il est préférable qu'il accomplisse une mission unique et bien définie : le reflet des coûts du système. Le tarif doit notamment être capable de refléter les coûts induits et évités afin d'orienter des comportements évitant les surcoûts pour la communauté.

L'enquêtée catégorise plusieurs objectifs de politiques publiques comme incontournables mais considère que la plupart d'entre eux ne sont pas des missions du tarif (comme par exemple garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes qui est un objectif porté par le chèque énergie) ou qui ne peuvent pas être accomplis uniquement par le tarif (comme la mission de maîtrise de la demande en énergie qui doit être accompagnée par le tarif et d'autres outils).

Elle dénonce également le mode de construction historique très opaque du tarif. Le dévoiement de l'outil comme outil de politique publique sans réflexion globale est également vivement critiqué, comme par exemple le bouclier tarifaire qui bénéficie à tous, va coûter de l'argent au trésor et donc empêcher que certaines autres politiques se mettent en place.

Elle ne se positionne pas sur l'autoconsommation qui, selon elle, est avant tout une question contractuelle. En revanche, elle s'interroge sur la maille de gestion locale de l'énergie tant au niveau production que réseau : il convient de trouver le périmètre de gestion optimal pour ces objets. L'enjeu d'équité est jugé important puisque tous les citoyens n'auront pas accès à l'électricité au même coût de production, sans que cela ne relève de leur responsabilité. Elle mentionne enfin l'importance du partenariat urbain rural : le premier étant un fort vivier de MDE alors que le second a un fort potentiel d'accueil de la production. La solidarité territoriale pourrait s'exercer via le vecteur tarifaire.

5.4.1.9 Enedis

La position de l'enquêté est plus liée au TURPE qu'au TRVE. Selon lui, le TURPE porte un enjeu de couverture des coûts importants et ces coûts vont augmenter avec les activités d'Enedis en lien avec la transition énergétique : le développement du véhicule électrique et des énergies renouvelables. Cette augmentation du TURPE devrait être limitée et rester acceptable. Ces hausses sont également soumises à des questions de répartition : la définition du périmètre des coûts couverts par le tarif et de qui est mis à contribution peut faire naître des mécontentements si ces coûts sont mal répartis. Le TURPE a l'avantage et le désavantage d'être caché dans le TRVE. La hausse du TURPE est donc comparée à celle des autres parts du TRVE (et donc la hausse est relativisée par rapport à celle de la fourniture). Mais le croisement de ces hausses peut aussi « brouiller » le signal tarifaire parce que les incitations liées au TURPE ne sont pas les mêmes que celles des fournisseurs. L'incitation liée au TURPE est considérée comme importante pour l'enquêté puisqu'elle permet de limiter les investissements. Enfin, les modifications de structure et de niveau sont soumises à de l'inertie : les modifications brutales de la facture sont compliquées parce qu'elles peuvent générer de nombreux mécontentements.

La quasi-totalité des missions ont été considérées comme importantes mais pas incontournables, hormis la préservation de la péréquation tarifaire. Elles sont consi-

dérées comme des objectifs de politique publique louables, mais qui ne sont pas nécessairement du ressort du tarif. Certains de ces objectifs sont transitoires (comme le soutien aux EnR), ils servent à enclencher une dynamique et doivent donc disparaître une fois que cette dernière est enclenchée. Il faut donc anticiper ces changements pour éviter les effets de seuil au moment de l'abandon de ces objectifs.

L'enquêté réagit d'emblée sur les scénarios en précisant qu'une tarification non nationale poserait un gros problème d'acceptation sociale. Ensuite, il considère que l'autoconsommation représente assez peu de personnes et qu'il n'est pas nécessaire de modifier la tarification ni la péréquation tarifaire pour adapter la tarification à l'autoconsommation. Il considère qu'il faut accompagner les nouveaux usages mais qu'il n'est pas nécessaire de modifier toute la tarification pour ce faire.

5.4.1.10 RTE

La formation de l'enquêté et son travail font qu'il porte un regard économique sur l'objet tarifaire. L'entretien a eu une teneur très technique sur le plan économique. Pour autant, il repositionne toujours ce point de vue par rapport au contexte dans lequel le tarif est décidé. Notamment, les objectifs économiques sont considérés comme moins importants que certains objectifs sociaux et institutionnels.

L'enquêté positionne les missions historiques de couverture des coûts et de péréquation tarifaire comme les plus importantes pour le TRVE. Il mentionne aussi les missions d'incitations temporelles et spatiales mais il doute de la capacité du tarif à les accomplir du fait de la complexité des offres auxquelles conduit la poursuite de ces objectifs. Ces offres n'étant pas forcément lisibles et compréhensibles par les consommateurs, elles peuvent induire une augmentation de la facture de certains consommateurs sans modifier leur comportement de consommation. L'enquêté doute de l'existence du TRVE dans 15 ans, mais il souhaite qu'il reprenne ses missions historiques de couverture des coûts et de péréquation tarifaire.

La position de l'enquêté est très pragmatique. Il considère que le TRVE doit avant tout couvrir les coûts de l'opérateur historique. Les autres objectifs économiques sont intéressants mais il constate de par son expérience qu'ils seront toujours sacrifiés au détriment du premier. L'enquêté considère que le reflet géographique des coûts du système n'a pas d'intérêt économique et que cette objectif n'est pas équitable vis-à-vis des consommateurs ruraux. Il pense, en outre, que le tarif doit rester neutre vis-à-vis de l'usage qui est fait de l'électricité : il dénonce ainsi certains reversements qui peuvent exister comme ceux induits par l'autoconsommation.

Lorsqu'on lui présente les scénarios, l'enquêté réagit plus sur le concept de l'autoconsommation que sur les scénarios. Il estime que le modèle économique de l'autoconsommation est viable pour le consommateur grâce à une économie sur la facture TURPE et sur les taxes. L'intérêt de l'autoconsommation pour le système est limité puisque les gains de productivité obtenus via des grands champs sont plus significatifs que ceux des panneaux individuels et que l'autoconsommation ne permet pas d'économie de réseau. De plus, l'enquêté considère des effets distributifs : l'autoconsommation est selon lui réservée à une partie aisée de la population.

5.4.2 La catégorisation des missions par les enquêtés

La troisième partie de l’entretien a donné lieu à une catégorisation des missions que nous avons identifiées avant l’entretien. La présente section explicite les réponses formulées par les enquêtés lors de cette phase.

Une première représentation graphique en bâton est proposée. Les missions ne sont pas classées selon l’ordre chronologique de l’entretien, mais par ce que l’on a appelé ordre lexicographique d’adhésion²¹. Les réponses des enquêtés sont présentées dans la figure 5.2

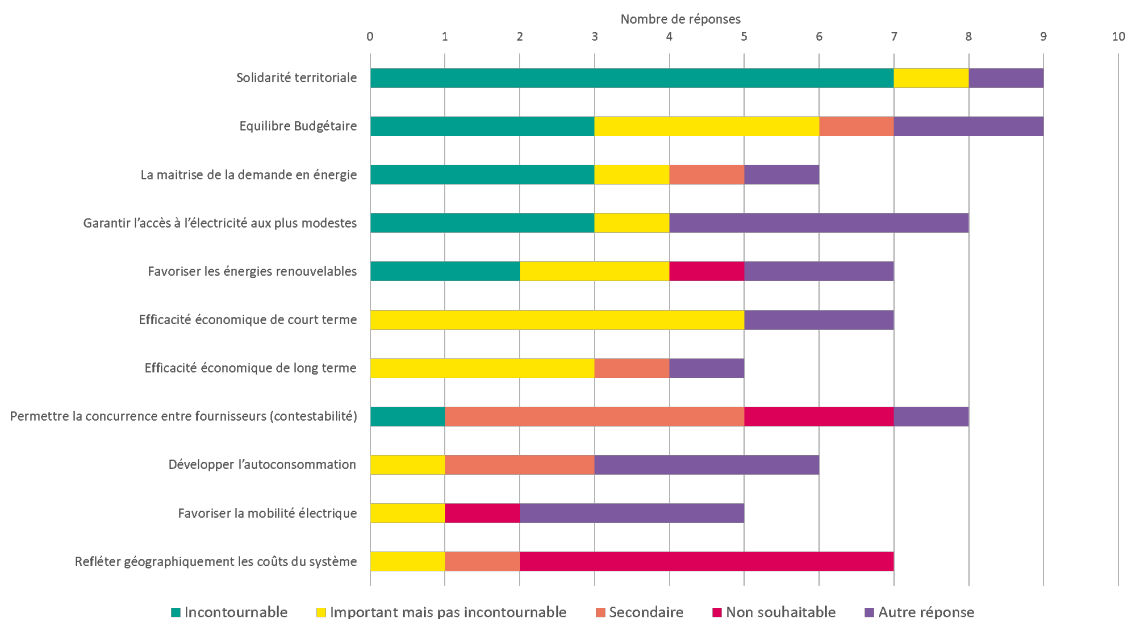


FIGURE 5.2 – Diagramme en bâton issu de la catégorisation des missions par les enquêtés. Les missions sont classées par ordre lexicographique d’adhésion.

Les réponses des enquêtés montrent que, malgré le nombre restreint d’entretiens, il ne semble pas exister de missions qui fassent un consensus total. Certaines semblent plus consensuelles que d’autres. La suite de la section décrit les positions des enquêtés sur les différentes missions. Pour des raisons de confidentialité, des verbatim sont présentés afin d’illustrer les propos mais sont rendus anonymes.

5.4.2.1 Un consensus quasi général sur le caractère incontournable de la péréquation tarifaire et sur le côté non souhaitable de refléter géographiquement les coûts du système

La mission qui fait le plus consensus est d’assurer une *solidarité territoriale*. Elle reste incontournable pour la majorité des enquêtés. Cette mission a été abordée par

21. Cet ordre est déterminé comme suit : La mission la plus haute est celle qui a été catégorisée comme *Incontournable* par le plus grand nombre d’enquêtés. En cas d’égalité entre deux missions, c’est la mission qui a obtenu le plus de *Important mais non incontournable* qui est placée la plus en haut et ainsi de suite. Il n’y a pas eu de cas d’égalité absolu à traiter

les gestionnaires de réseaux, les défenseurs des consommateurs et les représentants des communes en amont de la partie catégorisation des missions.

Les enquêtés favorables à la solidarité territoriale invoquent des arguments sociaux : ils considèrent que son retrait provoquera de forts mécontentements parmi les citoyens. L'AFL évoque un principe républicain de solidarité entre ville et campagne. La péréquation est un des signes de la mission de service public du système électrique.

« On est attaché à la péréquation parce que c'est un des derniers remparts contre la dérégulation. »

Refléter les coûts géographiques pourrait avoir un sens économique (envoyer aux consommateurs le coût qu'il en coûte de développer et maintenir le réseau là où ils sont situés), mais la différence de coût entre les zones urbaines et rurales est trop importante, ce qui créerait un déséquilibre perçu comme injuste.

« Il y a pas de raison que. Voilà que, selon où l'on habite, il y ait des différences »

De plus, l'intérêt d'effectuer cette mission pour des raisons économiques est limité : l'incitation envoyée serait équivalente à inciter les gens à déménager ou à ne pas s'installer à certains endroits, ce qui pourrait provoquer des effets d'appauvrissements de certains territoires et d'exode rural.

« Et là on voudrait inciter les gens à aller habiter ailleurs ? Sur le consommateur final je ne vois pas bien l'intérêt. . . parce qu'en plus il y a, les enjeux de territoire et d'appauvrissement. »

A l'inverse, les enquêtés (NégaWatt, ADEME, Hespul) qui ne catégorisent pas la solidarité territoriale comme incontournable appartiennent tous à la catégorie des décentralisateurs. Ils ne sont pas contre la notion de solidarité territoriale et sont bien conscients de son intérêt pour le système électrique en terme distributif, mais ils la questionnent via le prisme économique en se demandant si un meilleur reflet des coûts pourrait avoir des vertus pour le système.

Les arguments mobilisés peuvent également être catégorisés par les piliers de justice de Burger et Jenkins. L'argumentaire des enquêtés rejoint la notion de justice distributive de Jenkins puisqu'il est considéré comme injuste d'allouer aux habitants des communes rurales les coûts dont ils sont responsables. Deux notions de justices proposées par Burger peuvent également être convoquées. La notion d'*Allocative Equity* est convoquée puisque les enquêtés considèrent que des consommateurs qui habitent dans des zones différentes sont égaux. La notion de *Distributive Equity* est également convoquée puisque la solidarité territoriale est considérée comme juste dans le système électrique français.

5.4.2.2 Un consensus sur le caractère incontournable de l'objectif de couverture des coûts mais pas sur son lien avec le tarif

Les enquêtés souhaitent tous que le tarif contribue au moins en partie à la mission d'équilibre budgétaire, mais ils ne s'accordent pas sur le périmètre à couvrir

Par exemple, Hespul évoque la question des coûts historiques couverts par le tarif et considère qu'ils (notamment le TURPE) intègrent une rémunération trop importante pour certains enquêtés ce qui induit des surcoûts. La rémunération des producteurs doit donc être incluse dans le tarif mais sous réserve qu'elle soit correctement calibrée.

« Strictement, par exemple, si on prend l'exemple de du financement des énergies renouvelables, strictement ça n'empêche pas qu'il y ait une rentabilité, mais c'est une rentabilité qui doit être juste suffisante. »

Ce périmètre historique doit être réévalué à l'aune de la transition énergétique : les investissements importants à réaliser pour effectuer cette transition devront être financés en partie par le tarif ce qui va engendrer son augmentation. La question de la prise en charge de ces coûts par le tarif a ainsi été évoquée par plusieurs enquêtés (Enedis, APVF, Hespul) qui ont également mis en avant l'enjeu de pédagogie et de gestion de la situation transitoire sous peine de provoquer des mécontentements.

Enfin, le tarif n'est pas la seule source de financement du système électrique. Aujourd'hui, il existe déjà des financements qui ne reposent pas sur les contributions des consommateurs.

« Le tarif, c'est ce qui est payé par les clients, mais vous pouvez avoir d'autres financements que des financements qui sont purement liés aux tarifs. »

L'UFE prend l'exemple des énergies renouvelables et des obligations d'achat qui sont aujourd'hui financées par le budget général de l'état et donc par des impôts et des taxes. La détermination des contributions des consommateurs aux coûts de la transition a aussi été abordée par le prisme de la justice. Enedis nous dit qu'une part des coûts de raccordements des EnR est couverte par le tarif, ce qui signifie que les consommateurs supportent un coût qui ne leur est pas directement imputable, ce qui peut être source d'injustice. Ainsi, les enquêtés s'accordent sur la mission de couverture des coûts mais pas sur la part qui doit être portée par le tarif.

5.4.2.3 La maîtrise de la demande en énergie : un accord sur le fond mais pas sur la forme

Les enquêtés qui considèrent cette mission comme incontournable sont les membres de la catégorie «Décentralisateur». Ce choix est en accord avec leur vision d'un monde plus sobre énergétiquement. Ils considèrent que le tarif n'est pas le seul outil qui doit aider à accomplir cette mission.

« Mais typiquement là, on est dans un objectif incontournable et que le tarif ne peut pas porter seul, c'est à dire qu'il faut que le tarif en tienne compte mais il ne peut pas le faire tout seul. »

Les autres enquêtés émettent tous des avis favorables à l'objectif de politique publique de maîtrise de la demande en énergie mais soulignent des points de réserve. La forme du tarif est importante : la maîtrise de la demande en énergie peut

être vue comme une réduction de l'énergie consommée sur l'année. Dans ce cas, la structure tarifaire doit avoir une « part énergie » élevée, c'est-à-dire que la facture du consommateur doit fortement dépendre de l'énergie qu'il soutire du réseau. Une telle facture n'encourage pas nécessairement à réduire la pointe de consommation ce qui peut localement engendrer des surcoûts réseaux.

« Vous voyez, si vous avez une partie, si votre signal tarifaire n'est qu'à l'énergie, par exemple, vous allez pousser les gens à avoir, par exemple, des puissances installées très fortes chez eux et qui vont générer des surcoûts sur le réseau. »

Il existe un enjeu d'équilibre entre cette incitation et l'incitation à réduire sa puissance. De plus, la catégorie « Défense des consommateurs » est également assez sensible à la forme tarifaire. Ils souhaitent que le risque financier associé à la fourniture d'énergie soit porté par le fournisseur et pas par le consommateur. Enfin, pour certains enquêtés (RTE, UFE, FNCCR), ce n'est pas au tarif de porter cette mission. Un premier argument est un argument économique : en effet, si le TRVE porte cet objectif, il serait désavantagé par rapport aux offres de marchés.

« Donc est-ce qu'on a envie d'assumer, que le tarif coûte cher pour inciter à la sobriété. Si le tarif coûte cher avec les offres de marché et qu'il y a des prix de marché pas très chers, les offres de marché vont se développer à moindre prix et donc ça marchera pas. Mais des signaux de sobriété ciblés, si les fournisseurs sont capables. »

Ainsi, pour toucher tous les consommateurs, une option évoquée par l'UFE est la mise en place d'une taxe qui s'appliquerait à l'ensemble des consommateurs, qu'ils souscrivent au TRVE ou non. D'autres enquêtés (AFL, APVF, Médiateur, Enedis) estiment que cette réduction de la demande en énergie est avant tout une question de rénovation thermique des bâtiments. Ainsi, ce n'est pas via le tarif qu'elle sera supportée mais par une politique massive d'investissement dans la rénovation thermique.

5.4.2.4 Garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes : un objectif incontournable qui n'est pas du ressort du tarif

La mission *garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes* est considérée par tous comme un objectif de politique publique incontournable. La position des enquêtés sur ce sujet se résume en deux points de vue qui sont bien résumés par le verbatim suivant :

« Enfin, globalement, grosso-modo, il peut y avoir 2 approches, l'approche tarifaire où l'on peut imaginer un tarif social, on peut imaginer en faire un tarif qui est un sous-ensemble du TRVE, qui est un tarif social qui garantit l'accès aux plus modestes ou alors renvoyer le problème à des aides sociales « hors tarif ». Permettre de donner des subventions à ceux qui en ont besoin sans toucher aux tarifs lui-même. »

Les enquêtés (Médiateur, AFL, APVF) qui considèrent qu'elle est incontournable par le tarif déclarent que celui-ci doit être accompagné par d'autres dispositifs pour s'assurer que l'objectif de politique publique soit accompli. Pour les autres, c'est le rôle des autres dispositifs d'assurer pleinement cette mission notamment via le chèque énergie.

« Garantir l'accès à l'électricité aux plus modestes. Non. Je pense que ça, c'est l'effet de mesures spécifiques. Enfin, c'est ce serait le rôle de mesures spécifiques, mais pas du TRVE en lui-même. »

La catégorie *Défense des consommateurs* et Hespul proposent également un autre outil qui ne passe pas par le tarif : il s'agirait de ne pas couper l'électricité en cas d'impayés, mais de réduire la puissance souscrite (qui détermine la quantité d'appareils que l'on peut enclencher en même temps) afin de permettre aux personnes en difficulté d'effectuer des démarches et de s'assurer d'un «confort» minimal.

« Je sais bien qu'avec 1kVA, ce n'est pas glorieux. Ce qu'on peut faire au moins, on peut s'éclairer, on peut brancher l'aspirateur, on peut même brancher la machine à laver ou le sèche-linge. »

Il y a bien consensus sur le fait que la mission soit un objectif de politique publique incontournable. La discussion tourne autour de la procédure pour atteindre cet objectif.

5.4.2.5 Efficacité économique de court et long terme : des missions peu plébiscitées et dont les contours sont flous

Les enquêtés se sont vaguement prononcés sur l'efficacité économique, qu'elle soit de court et long terme. Les décentralisateurs sont favorables à un tarif qui reflète les coûts puisque selon eux un tel tarif favoriserait la transition énergétique. En effet, la transition énergétique est perçue comme la solution d'organisation du système la plus efficace au sens de la moins chère.

« L'efficacité économique de court terme peut générer et peut favoriser la maîtrise de la demande en énergie, et pareil, l'efficacité économique de long terme peut favoriser la mobilité électrique, peut développer l'autoconsommation et peut favoriser les énergies renouvelables. »

Enedis et RTE considèrent également qu'un tarif qui reflète les coûts peut ainsi envoyer de bonnes incitations et éviter que des comportements coûteux pour le système électrique se développent. Cependant, il existe un fort enjeu sur la forme de cette tarification : si celle-ci est mal conçue, certains consommateurs peuvent se trouver fortement pénalisés. Par exemple, la tarification dynamique est perçue par certains enquêtés (FNCCR, Médiateur) comme problématique parce qu'elle fait porter le risque financier sur les consommateurs et pas sur les fournisseurs.

La simplicité du signal est un critère important pour qu'une solution d'efficacité économique de court terme soit adoptée. Si la structure tarifaire est complexe, il faut mettre en place des dispositifs automatisés pour modifier la forme de la courbe de charge.

« Voilà, on n'est pas dans homo œconomicus ou ultra rationnel, qui va calculer à l'euro près toutes ses consommations. Il y a beaucoup de choses qui vont aussi passer par les dispositifs automatisés »

L'enjeu économique pour le système énergétique est partagé, mais il existe des questions sur la procédure et la façon de faire passer cette incitation et sur l'étendue des gains possibles. L'efficacité économique de long terme n'est pas vraiment un objet du tarif selon les enquêtés. Les associations de consommateurs et Enedis estiment qu'il s'agit plus d'une question de financement de la rénovation thermique des bâtiments plutôt que d'une question d'incitations long terme envoyée par le tarif.

« Et après, quand vous dites d'efficacité économique de long terme ? Je pense que même si on met un prix très élevé, ce n'est pas ça qui fera investir les gens. C'est à côté, ce n'est pas le tarif lui-même. »

Il est également intéressant de noter que ces deux items n'ont pas reçu de mention « Incontournable ». Dans les discours des enquêtés, ces missions étaient toujours conditionnées ou mises au second plan par rapport à une autre mission. Il s'agit de deux missions qu'il est intéressant d'accomplir si le tarif effectue déjà d'autres missions considérées comme plus importantes.

5.4.2.6 Permettre la concurrence entre fournisseurs : une entrave ne permettant pas de réaliser des économies

Cette mission est très particulière et a suscité un grand nombre de réactions négatives pendant la phase de catégorisation, et même avant dans certains entretiens. Cette mission est censée, à terme, faire baisser les prix sur le marché de détail. Les enquêtés ne jugent pas que les gains économiques potentiels soient suffisants pour justifier cette mission.

« Bon là l'histoire a montré que l'économie, elle n'était pas monstrueuse sur ce qui est annoncé dans les démarchages et la fourniture, mais comme elle ne peut pas être sur l'abonnement ni sur les taxes. Donc c'est très restreint [...] »

L'organisation du système qui découle de cette faible marge de manœuvre est ensuite critiquée : comme les gains estimés sont faibles, la construction des TRVE repose sur un principe d'empilement qui est censé être représentatif de ce que ferait un fournisseur alternatif, plutôt que sur une logique de représentativité des coûts comptables d'EDF. Le niveau du TRVE est ainsi élevé par cette logique de construction ce qui est considérée comme injuste par certains enquêtés.

Cependant, deux enquêtés (NégaWatt et UFE) trouvent que cette mission est incontournable et importante. Il s'agit des enquêtés qui avaient le plus haut niveau de connaissance institutionnel du tarif de par leurs expériences passées. La mission est catégorisée comme incontournable puisqu'elle conditionne l'existence du TRVE par rapport aux règles européennes de libre concurrence.

« La concurrence entre fournisseurs ? Question d'actualité. ... Ce n'est pas forcément un objectif en soi mais enfin, à moins de changer le reste du système, et pas juste le système électrique enfin. »

Ainsi, il s'agit d'un objectif de politique publique que le TRVE doit effectuer sous peine de ne plus exister. Cette mission se justifie pour des raisons politiques mais fait naître de forts mécontentements chez une grande partie des enquêtés pour des raisons économiques (marge commerciale trop faible pour justifier une ouverture et pas de baisse des prix à long terme) et pour des raisons de justice (Les consommateurs payent un surcoût au bénéfice des fournisseurs).

5.4.2.7 Le tarif doit être neutre vis-à-vis de l'autoconsommation du développement du véhicule électrique

Quasiment tous les enquêtés considèrent que l'autoconsommation et le véhicule électrique ne devraient pas faire l'objet d'une structure tarifaire spéciale ou d'un mode de soutien qui passerait par le tarif. Ce dernier doit, comme aujourd'hui, être neutre vis-à-vis de l'usage qui est fait de l'électricité.

« Enfin ce n'est pas le rôle des tarifs réglementés de développer l'autoconsommation si on veut développer l'autoconsommation, c'est par d'autres mécanismes que les tarifs réglementés. »

L'autoconsommation individuelle déclenche des réactions un peu plus critiques de la part de RTE : elle nécessite d'être propriétaire et de disposer de moyens financiers suffisant ce qui fait qu'elle n'est pas accessible pour tous les ménages. D'autres (NégaWatt, d'Enedis, du Médiateur, de NégaWatt, de RTE, l'UFE) se posent la question de son existence même : ils ne perçoivent pas si son développement aura des conséquences positives ou négatives pour le système électrique.

« L'autoconsommation, c'est compliqué parce qu'on sait jamais trop bien dire si c'est vertueux, pas vertueux. »

Ce point de vue dubitatif sur l'autoconsommation explique également que certains des enquêtés (RTE, AFL, Enedis, Médiateur) souhaitent que le tarif soit neutre vis-à-vis de l'autoconsommation. Si l'autoconsommation se développe sans aide extérieure, c'est que les autoconsommateurs auront réussi à développer un modèle intéressant et qu'elle peut avoir un intérêt économique pour le système électrique.

5.4.3 Les réactions aux scénarios de tarification de l'autoconsommation

Les réactions des enquêtés aux scénarios d'autoconsommation peuvent se catégoriser en deux groupes. Ces groupes vont au-delà des catégories que nous avons déterminées au préalable.

Le premier groupe (composé de AFL, l'ADEME, l'APVF, Hespul et la FNCCR) juge que l'autoconsommation collective est un moyen d'exploiter des ressources renouvelables qui ne l'auraient pas été sous la forme individuelle. Cependant, ils posent des conditions à ce développement : le réseau joue un rôle fondamental de vecteur de solidarité qui justifie sa tarification nationale et une attention doit être portée au partage de la valeur et, pour Hespul, à l'exploitation du gisement.

Le second groupe (composé de Négawatt, d'Enedis, du Médiateur, de Négawatt, de RTE, l'UFE) a plutôt commenté le développement de l'autoconsommation que nos scénarios de tarification. Ils ont mis en avant le fait que l'autoconsommation est encore un phénomène marginal en France et se sont montrés circonspects sur les intérêts de son développement.

5.4.3.1 Une volonté de développer l'autoconsommation collective tout en conservant la tarification nationale des réseaux

L'autoconsommation collective pour optimiser la production des énergies renouvelables

Les enquêtés (AFL, Hespul, ADEME et APVF) qui demandent une combinaison des scénarios souhaitent voir se développer l'autoconsommation collective pour des raisons économiques. Ils considèrent qu'elle permet d'accéder à de meilleurs gisements (Selon AFL, Hespul, ADEME et APVF) et/ou de permettre une meilleure optimisation entre production et consommation locales (Selon ADEME, APVF).

« Après, favoriser la production et la consommation très localisée, ça permet de gérer de façon assez efficace quand même cet équilibre entre offre et demande, et ça permet de faire des économies »

L'AFL trouve également dans ce mode de développement une vertu citoyenne : l'expérience pratique donne aux participants des compétences et une certaine fierté du travail accompli. Il remet le citoyen dans le système électrique et ne le cantonne pas à ses rôles classiques d'électeurs et de consommateurs.

« [...] Pas seulement de solidarité. Quand on a fait ça, on est capable de s'inscrire pour l'environnement. Pour la solidarité. Pour l'action collective. Où chacun a le droit à la parole, où l'on a débattu des avancées. On est vraiment sur une démarche citoyenne, qui manque cruellement aujourd'hui. »

L'importance du rôle du réseau au niveau national

Ce développement des collectives locales d'énergie n'enlève pas son importance au réseau électrique : il continue de remplir son rôle de moyen de partage de l'énergie entre les consommateurs et sert à mutualiser les outils de production.

« Et puis on sait aussi que via le réseau, il peut y avoir des échanges. Il y a forcément des échanges, on le voit au niveau européen, il y a des moments où on est capable d'exporter plus. »

Son rôle en fait un outil de solidarité et de partage de la valeur créée. Il est ainsi qualifié de commun par Hespul

« En fait ça sert à ça le réseau et c'est un outil hyper efficace. C'est un outil qui, pour moi, symbolise aussi la solidarité entre les territoires, entre les classes sociales, entre tout ça. C'est à dire, c'est un commun, c'est un vrai commun quoi »

La question du partage de la valeur

Le développement de l'autoconsommation collective crée de la valeur locale, proche du terrain et des usagers. La répartition locale de ces gains est un sujet important évoqués par Hespul, la FNCCR et l'AFL. Ces gains doivent être partagés justement entre les participants de l'opération.

« La manière dont tout ça est structuré favorise le partage de la valeur au plus proche possible du terrain. »

Les enquêtés mettent en avant les risques d'inégalités entre les consommateurs. L'ADEME, l'AFL, la FNCCR, Hespul considèrent que si ces opérations se développent, il est nécessaire que des mécanismes de partage de la valeur et de solidarité se développent aussi.

« Il y a beaucoup de réflexions à avoir autour de la mise en place de ces systèmes là pour pouvoir garantir en quelque sorte l'accès à l'électricité et éviter l'explosion. Une explosion des coûts et des coûts d'accès au réseau dans certains départements dans certaines communes. »

5.4.3.2 L'autoconsommation est un phénomène marginal dont l'intérêt reste à prouver

L'autoconsommation est marginale

Certains enquêtés (Enedis, UFE, Médiateur) trouvent que l'autoconsommation est un phénomène marginal en France. La structure tarifaire n'a pas besoin d'être profondément modifiée pour effectuer ses missions par rapport à un phénomène marginal.

« De là à revoir l'ensemble du système pour ça ... ça me paraît donner beaucoup d'importance à l'usage »

Un questionnaire sur l'intérêt de l'autoconsommation

Les enquêtés ne se positionnent pas sur un scénario mais décrivent leurs positions par rapport à l'autoconsommation individuelle comme collective. Une partie des enquêtés expriment des doutes et des réticences au développement de l'autoconsommation. Ils (Enedis, RTE, UFE, Médiateur, Négawatt) ont du mal à en déterminer un intérêt.

« Je ne sais pas pourquoi on veut développer l'autoconsommation, ce n'est pas très clair. Il y a peut-être un enjeu sociétal, on a envie de dire, on a envie de responsabiliser le consommateur sur en fonction de ce qu'il peut produire. »

Certains (Hespul s'inquiète de l'exploitation du gisement, RTE, UFE) considèrent qu'elle pourrait également se développer au détriment de l'économie du système électrique puisque, si elle se développe sous la forme solaire, l'autoconsommation conduirait à un développement de la production qui ne chercherait pas à optimiser les gisements et les coûts.

« Mais du point de vue du système, c'est préférable d'avoir des champs de panneaux solaires que d'avoir chaque foyer avec son petit panneau »

« Encore une fois, je ne sais pas juger. Et en plus, c'est cher »

Les gains sont dus à des économies sur la part TURPE et Taxes de leur facture. En effet, une grande partie de la facture TURPE et taxes est calculée en fonction de la quantité d'énergie soutirée depuis le réseau. L'autoconsommation permet de diminuer cette quantité.

« Bah au sens de . . . ce n'est pas une façon d'inciter les gens à investir dans la transition, mais c'est plutôt une façon de les exonérer d'une partie du TURPE et des taxes de leur facture. »

5.4.4 Vision économique des acteurs vis-à-vis du tarif

Les entretiens ont permis de mettre à plat les visions des acteurs à propos du tarif. Ce premier travail très descriptif sert de base à une analyse de leurs positions via deux prismes : la description faite par les acteurs des coûts du système électrique et la portée donnée au tarif.

Le prisme de la description des coûts du système électrique sert à identifier le périmètre auquel l'enquêté fait référence pour construire et défendre sa position. La description peut être très frustrante voire absente pendant l'entretien (ce qui ne signifie pas que l'acteur n'a pas de vision des coûts, mais qu'il déplace le débat ailleurs) ou très poussée jusqu'à être centrale dans l'argumentaire.

Le second prisme concerne la nature idéale du tarif, en tant que prix politique, dans la vision de l'acteur. Celui-ci peut avoir une vision du tarif qui met l'accent sur sa dimension de prix de l'électricité ou, à l'opposé, une vision d'un tarif politique qui met l'accent sur son rôle politique de protection des consommateurs.

Les entretiens nous ont permis de positionner ces acteurs sur ces deux axes et le graphique 5.3 résulte de ce travail.

5.4.4.1 Gestionnaire de réseaux

Les descriptions des coûts les plus abouties proviennent des entretiens avec les gestionnaires de réseaux. Le système électrique décrit par RTE prenait en compte les coûts de production, de réseaux ainsi que leur localisation. En effet, des études économiques reposant sur la modélisation géographique de ces coûts ont été menées pour déterminer la pertinence économique d'une tarification nodale. Même s'il y a une grande connaissance des coûts, leur représentation économique fine par le tarif (comme prix) est considérée comme secondaire par rapport à des objectifs de politique publique comme la couverture des coûts de réseaux et la péréquation tarifaire. Le tarif doit aussi être sans risque pour les consommateurs : c'est en cela que l'acteur est méfiant vis-à-vis de la tarification dynamique. Pour l'acteur, cette absence de risque doit s'accompagner d'une absence de volonté de jouer avec ce risque pour faire des bénéfices. L'acteur critique ainsi des utilisateurs du système qui, pour lui, ont une rentabilité supérieure aux gains collectifs qu'ils procurent au système.

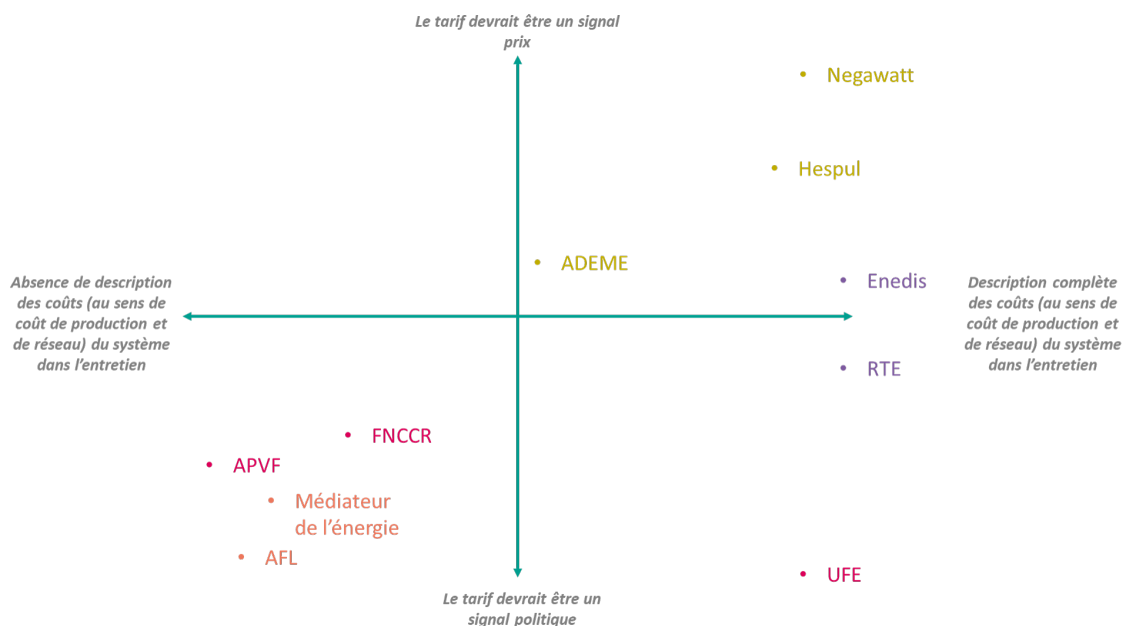


FIGURE 5.3 – Positionnement des acteurs en fonction de la nature du discours tenu en entretien – Les couleurs représentent les catégories d’acteurs attribuées au préalable

Il dénonce ainsi les fournisseurs alternatifs qui conduisent à une augmentation du TRVE du fait du principe de contestabilité et les autoconsommateurs qui profitent des effets d’aubaine dus à la structure tarifaire.

Enedis s’est également reposé sur une description très fine des coûts qui englobe les investissements dans les moyens de production et les réseaux. Cette vision est intégrée dans le temps long puisqu’il y avait aussi une réflexion sur la dynamique de ces coûts : la croissance du TURPE est considérée comme modérée par rapport à celle des autres parts du tarif puisque même si le périmètre des réseaux augmente avec les investissements massifs dans la transition énergétiques, ils resteront moins importants que ces investissements. De l’entretien ressort aussi le rôle que se donne Enedis dans l’économie de ce système énergétique : faire au mieux pour la collectivité (rationner les investissements et les travaux et contrôler la hausse des coûts en optimisant les investissements) et donner au tarif (dans la mesure du possible) un rôle incitatif pour optimiser les comportements et éviter les surinvestissements. Pour autant, Enedis est très conscient du rôle politique que peut avoir le tarif et apporte une grande importance à la péréquation.

Les gestionnaires de réseaux ont décrit les coûts du système électrique assez finement et souhaiteraient utiliser le TURPE comme outil incitatif mais ils sont conscients des contraintes politiques liés au tarif ce qui les conduit à adopter des postures pragmatiques quant à la tarification.

5.4.4.2 Décentralisateur

Les trois acteurs de la catégorie décentralisateur sont situés dans la même partie du plan, mais plus ou moins éloignés du centre : il y a un certain accord sur le

devenir du tarif mais il n’y a pas identité des positionnements.

Avec les réserves faites sur la représentativité du positionnement de notre enquêtée chez NégaWatt - sa trajectoire imprimant son point de vue singulier sur le sujet au sein de l’association – le positionnement qu’elle exprime donne la priorité à un reflet des coûts par le tarif. Elle dénonce l’utilisation politique historique du tarif et son dévoiement pour financer les industriels au détriment des consommateurs résidentiels et soutenir le chauffage électrique plutôt que pour refléter les coûts du système. Le reflet des coûts souhaités par l’acteur est un moyen d’infléchir l’utilisation historique du tarif. Il permet ainsi une optimisation des comportements et d’atteindre une solution efficace pour la collectivité. En ce sens, la position de l’acteur sur le tarif rejoint en partie celle d’Enedis. La position de l’enquêtée est particulière en ce sens qu’elle ne souhaite pas que les missions de sobriété et de financement des EnR (qui sont des objectifs de politiques publiques portées par NégaWatt) ne soient portées par le tarif. Elle estime que l’opacité tarifaire héritée est telle qu’il est plus important de clarifier cette question des coûts plutôt que de faire porter les missions de l’association. Cette vision du tarif est supportée par une représentation économique poussée du système électrique : l’enquêté a une vision économique et matériel (au sens physique) sur les coûts de production et sur les coûts de réseaux. Elle propose notamment de refléter les coûts évités par les énergies renouvelables pour favoriser leurs déploiements.

La position d’Hespul sur le tarif est similaire. L’enquêté témoigne d’un besoin de reflet des coûts pour corriger les biais de la formule tarifaire historique (qui sont les mêmes biais que ceux identifiée par NégaWatt). Cependant, l’acteur arbitre en faveur d’une formule tarifaire simple et compréhensible par tous, prenant en compte la réalité physique, contre une formule parfaite économiquement mais plus difficilement partageable. Ce compromis en faveur d’une simplicité de la formule est également soutenu par une grande importance apportée aux enjeux distributifs liés à la structure tarifaire et aux enjeux de solidarité qui sont portées par le réseau. L’entretien porte à la fois sur les coûts de production et de réseaux qui sont intégrés dans les calculs économiques de l’acteur.

L’ADEME a également montré une bonne vision en ce qui concerne les coûts de production, en revanche les coûts réseaux étaient absents de l’entretien. L’argumentaire économique déployé tourne autour d’un parc de production uniquement renouvelable qui est considéré comme étant le plus vertueux économiquement pour la société, mais sans prendre en compte les coûts réseaux. Le rôle donné au tarif résulte d’un compromis : il est à la fois question d’inciter à la sobriété et à l’optimisation de la consommation par la tarification dynamique (ce qui permet d’orienter par les prix les comportements et de converger vers la solution économique sur le long terme) et à la fois question de protéger les consommateurs les plus précaires. La prise en compte de cette vision politique pourrait être due à la nature de l’ADEME qui est sous tutelle de plusieurs ministères. Cette tension entre solidarité et optimisation se voit aussi dans la réponse aux scénarios : il y a une volonté d’aller chercher les meilleurs potentiels grâce à l’autoconsommation collective mais de conserver également une tarification nationale des réseaux pour conserver une gestion équitable de la transition. L’acteur est également conscient du fort poids politique du tarif puisqu’il est difficile de revenir sur l’héritage de la péréquation tarifaire pour des raisons

sociales (sans précision mais que l'on assimile à des questions de redistributions).

Les trois acteurs de la catégorie dite décentralisateur ont partagé avec nous des représentations plus ou moins affinées du système électrique et des coûts qui en découlent. On doit souligner néanmoins les différences de prise en compte des coûts : l'ADEME met uniquement l'accent sur les coûts de production alors que Negawatt et Hespul affichent une prise en compte des coûts de production et de réseaux. La dimension de prix du tarif de l'électricité, pour peu qu'elle soit évoquée, n'est pas articulées aux mêmes dimensions de coûts par ces acteurs. On pourrait imaginer que sur le long terme, les volontés de devenir du tarif évoluent du fait de ces différences de représentation des coûts et de priorisation des missions du tarif.

5.4.4.3 Association d'acteurs institutionnels et de défense des consommateurs

La différence de représentation des coûts est une des explications à l'éclatement de la catégorie association d'acteur institutionnel : l'UFE est placée dans le quart inférieur droit tandis que les autres membres de ces catégories sont placés dans le cadre inférieur gauche. (Les acteurs institutionnels s'accordent sur la nature du tarif, mais n'ont pas les mêmes bases de raisonnement).

La position de l'UFE est particulière. L'enquêteur disposait d'un passé à la CRE et a partagé sa vision de l'histoire du système électrique tant sur le point de vue des coûts que de l'organisation du système. Le rôle du TRVE est ainsi contraint par les institutions européennes. Le principe de contestabilité est considéré comme incontournable puisque c'est le seul moyen pour le tarif de continuer d'exister. Le rôle du tarif est donc entièrement politique puisqu'il doit répondre à un ensemble de contraintes fixées par ces institutions.

Les deux membres restants (APVF et FNCCR) se trouvent très proches de la catégorie défense des consommateurs. La description des coûts dans les entretiens était assez limitée. Cependant, l'APVF a évoqué les investissements importants provoqués par la transition énergétique. Il souhaite que de la pédagogie soit effectuée lorsque ces investissements se répercuteront en partie (tous les coûts ne seront pas supportés uniquement par le tarif mais aussi par d'autres mécanismes) sur le tarif de l'électricité. Cette vision de l'enveloppe globale des coûts qui augmentent du fait des investissements dans la transition rejoint en partie celle d'Enedis. L'enquêteur souhaite également que ces coûts (de production et de réseaux) soient en partie optimisés par les industriels du système électrique (producteur et gestionnaires de réseaux). Le tarif cependant a un rôle très disjoint de cette optimisation économique. Il est avant tout perçu comme un prix dont doivent s'acquitter les consommateurs et dont la hausse doit être maîtrisée et expliquée et qui est un vecteur de solidarité via la péréquation tarifaire.

Dans l'entretien, la FNCCR n'a pas fait part de sa vision des coûts du système électrique mais a surtout positionné son discours autour de l'organisation de ce système. La critique de la libéralisation était assez forte puisqu'elle ne produit pas les résultats économiques attendus. Le principe de contestabilité (qui conduit à une hausse des TRVE) et la mauvaise incitation à l'investissement provoqué par l'ARENH ont été mis en cause dans l'augmentation des factures pour les consomma-

teurs. En réponse à cette organisation, l'enquêté souhaite une mainmise du politique sur le tarif, mais ce dernier est avant tout actif au travers de sa dimension de « prix » (comme vecteur et signal de la volonté politique) et en tant que vecteur de solidarité territoriale.

Le rejet de la libéralisation est partagé par l'AFL qui va plus loin que la FNCCR. L'enquêté considère comme injuste la spéculation sur le bien de première nécessité qu'est l'électricité. L'acteur dénonce l'organisation du système qui conduit certains fournisseurs alternatifs à tenir des pratiques commerciales abusives et qui conduit à une hausse des prix pour les consommateurs résidentiels. Il critique également les mêmes mécanismes que la FNCCR : l'ARENH et la contestabilité. Pour l'association, le système électrique est considéré comme un service public dont le tarif a une fonction « prix » (pour permettre au consommateur de calculer sa facture) et de solidarité territoriale qui est un principe républicain.

Enfin, le médiateur de l'énergie a principalement abordé le tarif du point de vue du consommateur final. La description des coûts de production est assez limitée mais elle apparaît tout de même dans l'entretien. Le tarif peut être utilisé pour optimiser les comportements de consommation sous réserve que le risque financier soit limité. La principale utilisation du tarif est politique. La solidarité est la valeur qui prévaut à la fois sous la forme d'une solidarité géographique (assurer le même prix sur l'ensemble du territoire) et à la fois sous la forme d'un service minimum de l'énergie (assurer à chacun un minimum de puissance même en cas d'impayés).

Ces quatre acteurs se rejoignent plus ou moins sur leur définition du système électrique : il ne s'agit pas d'une industrie (produisant et commercialisant un bien électrique) mais d'un service public. Dans cette optique, le rôle du tarif est très politique : il donne le prix du système et assure des fonctions de solidarité via la péréquation tarifaire. La dimension de prix comme vecteur de la volonté politique est en outre plus marquée chez certains (APVF, FNCCR). Les coûts de réseau sont quasi absents de leurs discours, suggérant que le prix évoqué par ces acteurs n'est pas articulé à une vision productive (de l'électricité) ou aux coûts du système électrique dans son ensemble.

5.4.5 Mettre en regard les parties économiques et sociologiques de la thèse

Quelques points abordés lors des entretiens font directement échos aux résultats obtenus dans les précédents chapitres de la thèse et méritent d'être évoqués ici.

Dans le cadre de l'entretien avec NegaWatt, un point qui a été jugé important par l'enquêté est que les coûts évités soient reflétés par le tarif, afin de valoriser le développement des EnR sur le réseau. Dans notre chapitre 2, un modèle de coût assez simplifié a mis en avant l'impact des EnR sur les coûts de renforcement du réseau de transport. Nous avons vu que, selon notre modèle, les effets des énergies renouvelables seront hétérogènes sur le territoire. Notamment, il semble qu'elles permettront de faibles diminutions de coûts sur une grande partie des postes et qu'elles provoqueront de fortes augmentations sur une faible partie des postes. Dans l'ensemble, le second effet prend le pas sur le premier, si bien qu'une prise en compte complète des coûts de réseaux semble défavorable aux énergies renouvelables. Si

Hespul semble avoir une juste intuition sur ce point, et Négawatt semble juger que les EnR peuvent être source d'économies de coûts de réseau. Les autres acteurs n'abordent pas ce point.

Les enquêtés ont tous eu une considération importante pour la péréquation tarifaire : elle est un objet de solidarité incontournable et son poids politique est trop important pour qu'elle soit remise en question. La modélisation issu du chapitre 3 a identifié les ordres de grandeurs associés à cette péréquation et a montré effectivement que les différences de coût par ménage au sein des départements pouvaient dépasser un facteur 100. L'intuition des acteurs est donc bien confirmée par nos analyses économiques.

Les positions des acteurs sur l'autoconsommation collective font également directement échos avec les résultats économiques de cette thèse. Une partie des enquêtés souhaitaient voir se développer l'autoconsommation collective pour capter des gisements de ressource plus importants que dans le cas de l'autoconsommation individuelle. Ils insistaient sur le caractère important de capter la valeur de cette ressource et de la redistribuer. Les résultats du chapitre 4 montrent que cette question est effectivement très importante puisqu'il existe des différences d'accès à la ressource renouvelable importantes entre les communes (certaines communes ne peuvent pas mettre en place tous les taux d'autoproduction annuel que nous avons étudiés) et des différences de coûts assez marquées puisqu'il peut y avoir un facteur 2 entre les zones à gisement les plus coûteux et les zones à gisement les moins coûteux. Ces inégalités géographiques doivent donc être traitées avec soin : si elles sont mal prises en compte, elles peuvent entrer en tension avec la péréquation tarifaire.

Enfin, l'autre partie des enquêtés considéraient que l'autoconsommation resteraient un phénomène marginal puisque son intérêt pour le système électrique et pour les participants n'étaient pas vraiment clair. Cependant, les résultats du chapitre 4 montrent que la rentabilité des projets d'autoconsommation collective est très dépendante du prix des combustibles fossiles. Dans le cas où les prix sont élevés, la rentabilité devient importante. Le contexte actuel de tension sur les prix des combustibles fossiles semble tendanciel et pourrait durer ce qui pourrait motiver certaines collectivités à se lancer dans ce genre de projets afin de sécuriser une partie de leur facture énergétique. Le phénomène pourrait ainsi ne plus être marginal ce qui oblige à l'analyser sous un angle différent.

5.5 Conclusion

Cette partie a traité de l'attente de certains acteurs vis-à-vis du tarif de l'électricité. Une méthodologie d'enquête constituée d'entretiens semi-directifs et leur traitement ont permis d'identifier certaines de ces attentes.

Les acteurs ont des visions différentes de l'autoconsommation. Pour certains, elle devrait plutôt se développer sous la forme collective afin d'exploiter au mieux les potentiels de production et d'assurer une plus grande rentabilité économique. Dans ce cas, un travail sur le partage de la valeur entre les participants et les autres usagers du système électrique doit être effectué pour faciliter sa diffusion. Pour d'autres, c'est un objet marginal dont l'intérêt reste encore à définir. La comparaison de ces visions

avec les résultats économiques de la thèse a mis l'accent sur l'importance du partage de la valeur et a montré l'intérêt financier du développement de l'autoconsommation collective dans le cas où les prix des énergies sont élevés sans que cet intérêt ne repose sur des économies de réseaux ou de taxes.

Les acteurs veulent faire porter des missions différentes au TRVE. Cependant, certaines missions ont fait consensus. La solidarité territoriale et la péréquation tarifaire sont jugées comme incontournables par la plupart des enquêtés. Pour les autres, il s'agit d'objets avec de forts poids politiques sur lesquels il est dur de revenir sans provoquer de forts mécontentements, ce qui les rend quelque part incontournables. L'autre mission qui a beaucoup fait réagir est de « permettre la concurrence entre fournisseurs ». La plupart des participants ont catégorisés cette mission comme « non souhaitable » ou « secondaire » puisque les gains économiques attendus n'ont pas été réalisés. Cependant, elle est considérée comme incontournable du fait des contraintes juridiques européennes, qui contraignent en partie la forme du TRVE.

Les différences de positionnements peuvent s'expliquer en partie par les différences de vision économique des acteurs. Les enquêtés ont argumenté, à l'occasion de notre enquête, en se reposant plus ou moins sur leur conceptualisation des coûts de production et de réseau du système électrique. Elles expliquent certaines variations de positionnement au sein des catégories d'acteurs. Ces différences de conceptualisation sont importantes à prendre en compte dans les débats autour de la tarification car elles peuvent guider des rapprochements stratégiques et reflètent des appréhensions plus ou moins complètes et ajustées du système électrique.

Dans tous les entretiens, les acteurs ont ainsi défendu leurs positions en se reposant sur des arguments provenant de différents champs argumentatifs. Les notions de justice ont aussi été mobilisées sans pour autant être directement explicitées par les acteurs. Le cadre d'analyse ainsi présenté semble pertinent et pourrait être réutilisé et amélioré dans le futur.

Plusieurs limites sont à signaler : le nombre d'enquêtés reste assez restreint et il serait souhaitable de prolonger l'enquête. Dans ce cadre de prolongation, il serait de bon aloi de prolonger la durée des entretiens. En effet, certains points mentionnés par les enquêtés mériteraient de plus amples explications de leur part. Un allongement de la durée des entretiens serait aussi l'occasion de présenter directement aux acteurs les résultats provenant des différentes modélisations économiques de la thèse.

Chapitre 6

Conclusions

6.1 Contenu de la thèse

La thèse porte sur les évolutions possibles du modèle tarifaire français dans un contexte de transition énergétique. Elle analyse ces enjeux d'un point de vue économique – en modélisant des scénarios qui permettent d'identifier certains impacts géographiques et réglementaires - et sociologique – en recueillant la réaction d'acteurs clés du secteur électrique à différents scénarios tarifaires. Cette analyse permet d'identifier comment les coûts pris en compte dans la tarification, la forme de la demande et l'évolution du contexte tarifaire sont affectés par la transition énergétique.

Chapitre 1

L'introduction pose le contexte en présentant le marché de détail de l'électricité français. Elle décrit les principes de construction du tarif réglementé de vente et les compare avec ceux d'autres pays européens. Une revue historique, puis actuelle et enfin prospective informe sur la dynamique contextuelle dans laquelle le tarif évolue. Les dates et éléments clefs des évolutions du modèle tarifaire sont ainsi exposés. Elle présente d'abord la construction du système électrique dans la première moitié du XX^{ème} siècle puis la nationalisation et ses développements, d'où émerge graduellement le cadre normatif de la tarification française, et enfin les événements récents (libéralisation et transition énergétique), qui remettent en cause ces fondamentaux du tarif réglementé de vente.

La revue de littérature montre que les questionnements liés au tarif sont de plusieurs natures. Certaines recherches tournent autour de l'efficacité économique du tarif. Ainsi, une partie de la littérature économique traite de la forme des tarifs et des façons d'atteindre une meilleure efficacité. L'émergence de l'autoconsommation électrique a également motivé récemment de nombreux travaux économiques pour comprendre comment sa diffusion interagit avec les concepts de la tarification. En faisant apparaître qu'un tarif peut induire des gagnants et des perdants chez les assujettis, l'approche économique a conduit au constat que l'efficacité économique globale d'un schéma tarifaire n'était pas le seul critère à prendre en compte : la question des objectifs multiples du tarif s'est ainsi imposée assez naturellement, menant les auteurs à essayer d'en dresser une liste aussi complète que possible, puis à relever que, dans le cadre socio-politique français, le critère de justice occupait

une place éminente. En cherchant à définir de façon pratique et opératoire ce qu'est un tarif *juste* la littérature s'est enfin confrontée à la question de sa compatibilité avec l'efficacité économique. A l'issue de cette partie introductive, la question de recherche que la thèse traite est posée :

Quelles sont les conséquences des évolutions des fondamentaux et de l'organisation du système électrique sur la construction tarifaire et les missions portées par le tarif ?

Trois éléments ressortent comme structurants dans l'évaluation du cadre tarifaire : l'estimation des coûts du système, la forme de la demande électrique et le contexte politique et social dans lequel le tarif est construit. L'évolution de ces trois éléments est étudiée dans la thèse en portant attention à leur relation avec la notion de solidarité géographique. Quatre questions de recherches ont été posées pour répondre à cette question principale. Elles ont également servi à structurer le manuscrit :

- Chapitre 2 : Quelles sont les répercussions du développement des énergies renouvelables sur la construction des tarifs du réseau de transport ?
- Chapitre 3 : Comment va évoluer l'hétérogénéité géographique des coûts de réseaux ?
- Chapitre 4 : Quelles leçons économiques et financières tirer du cadre de régulation de l'autoconsommation collective en France ?
- Chapitre 5 : Quelles sont les attentes des acteurs vis-à-vis du tarif de l'électricité ?

Chapitre 2

Le deuxième chapitre traite des conséquences du développement des énergies renouvelables sur les courbes de charge résiduelles des postes sources de réseau de transport (différence entre la consommation et la production locale décentralisée raccordées à ces postes) et s'intéresse notamment aux conséquences de cette déformation en termes de construction tarifaire.

Historiquement, la production locale étant très faible, le dimensionnement du réseau de transport était déterminé par la pointe de consommation. Avec le développement des EnR décentralisées, la production locale prend de plus en plus d'importance et le dimensionnement du réseau doit parfois être déterminé en fonction de la pointe d'injection.

Un modèle a été développé afin d'explorer des enjeux de dimensionnement du réseau dans un contexte de production plus ou moins décentralisée. Il prend en entrée des scénarios nationaux de prospective (bilan prévisionnel, NégaWatt, PPE) et effectue une descente d'échelle à la maille des postes sources. Le modèle peut être adapté à différentes études pour compléter les analyses nationales de scénarios prospectifs. La précision du modèle pourrait être améliorée afin d'avoir une vision prospective plus précise : en l'état, cette version permet d'analyser certaines conséquences locales d'un scénario national, mais une plus grande précision serait requise pour l'utiliser pour d'autres usages, notamment pour l'utiliser dans des études de développement de réseau.

L'utilisation du modèle sur plusieurs scénarios prospectifs montre que le développement des énergies renouvelables va fortement modifier les formes des courbes de

charge résiduelles et les relations entre les variables utilisées pour construire le tarif du réseau de transport : la puissance absolue du poste –qui est une variable dont dépend le dimensionnement du réseau – ne sera plus corrélée avec l'énergie soutirée – qui est une variable dont dépend fortement la valeur de la facture payée par le consommateur.

Selon notre modèle, les postes pour lesquels les coûts augmentent le plus sont ceux pour lesquels la facture réseau diminue. Ainsi, si l'on souhaite que la structure tarifaire du réseau de transport reflète ses coûts, le développement des énergies renouvelables implique un changement de cette structure. La réforme tarifaire ne pourra pas être seulement paramétrique puisque les liens entre les variables tarifaires sont fortement modifiés par rapport à l'historique. Ces effets seront particulièrement importants sur les postes desservant des zones rurales : ce sont des postes caractérisés par de faibles consommations électriques mais qui sont destinés à accueillir de nouvelles capacités de production électrique en quantité significative.

Chapitre 3

Ces différences d'impacts géographiques nous ont conduits à étudier l'hétérogénéité des coûts réseaux. Comme on l'a vu dans la partie précédente, la transition énergétique va avoir une incidence forte sur les zones rurales et nécessitera d'importants investissements de renforcement du réseau. Le principe de solidarité territoriale et la péréquation tarifaire impliquent que les fortes disparités géographiques de coûts réseaux ne sont actuellement pas retranscrites dans les tarifs électriques. Une partie des consommateurs ne contribuent donc pas aujourd'hui au système électrique à la hauteur des coûts réseaux qu'ils engendrent.

Un travail important de constitution d'une base de données géographique des coûts réseaux à l'horizon 2030 a été effectué en deux étapes. La première étape a consisté à décrire le réseau existant et à calculer sa valeur à neuf pour chacune des communes françaises à partir de données publiques. La seconde étape a consisté à répartir géographiquement les investissements annoncés par les gestionnaires de réseau français¹. Vue la méthodologie employée, les sorties de ce modèle peuvent être exploitées pour proposer une analyse géographique relative, mais il nous paraît imprudent de les utiliser pour donner une valeur absolue des coûts de réseaux.

L'utilisation du modèle a permis de mesurer les très fortes disparités de coûts par habitant entre les communes urbaines et rurales. Les écarts de coût moyen communal au sein d'un même département peuvent atteindre un facteur 100. L'analyse montre que la péréquation nationale bénéficie fortement à une faible partie de la population - qui habite en milieu rural - et demande à une grande partie de la population - qui habite en milieu urbain- de contribuer faiblement. A l'inverse, un grand nombre de communes bénéficient fortement de cette péréquation alors qu'un faible nombre de communes contribuent fortement. Selon le prisme considéré, les conclusions sur le bien-fondé de la péréquation nationale peuvent être donc assez différentes. A l'horizon 2030, les investissements ont tendance à augmenter cet écart entre coût réseau moyen urbain et rural : ils sont plus importants en volume par habitant dans les zones rurales. Cependant, l'urbanisation de la population semble contrarier cet effet, si bien que la répartition semble plus égalitaire en 2030 qu'en 2020. Ainsi,

1. La mise à disposition de cette base de données est en cours de réflexion et pourrait être une contribution importante de la thèse.

il semble que contrairement à l'intuition, les inégalités de répartitions des coûts réseaux n'augmenteront pas et n'engendreront pas de pression supplémentaire sur la péréquation tarifaire.

Chapitre 4

La quatrième partie poursuit l'analyse des différenciations géographiques en s'intéressant à l'autoproduction collective, objet assez récent dans le système électrique et dont la définition est encore en train de se préciser. A première vue, l'autoproduction collective semble avoir des vertus que la forme individuelle ne possède pas : les participants peuvent mutualiser leurs finances et l'espace disponible pour investir dans des capacités de production, ce qui la rend à la fois plus accessible socialement et plus efficace pour exploiter les potentiels d'énergie renouvelable. Son développement dépendra des potentiels d'EnR disponibles par commune et de la robustesse de son modèle économique qui reste encore à définir. La question de recherche de cette partie est traitée en examinant la disparité géographique d'accès à la ressource renouvelable et en analysant les conséquences financières du cadre de la régulation de l'autoconsommation collective.

Un modèle d'autoconsommation collective à la maille communale a été développé. Le modèle a l'avantage de pouvoir comparer l'ensemble des communes françaises pour lesquelles nous disposons de données et de mettre en avant les inégalités liées à l'accès aux énergies renouvelables. Les profils en sorties de ce modèle ne rendent pas bien compte de l'hétérogénéité des communes : la disparité du chauffage électrique et des leviers de flexibilité locaux n'ont pas fait l'objet de modélisation. Leurs prises en compte seraient un bon moyen d'améliorer le modèle et d'étendre le périmètre d'étude.

Notre analyse montre que les potentiels d'installations sont limités dans certaines communes, notamment dans les plus densément peuplées, ce qui limite sa diffusion à une partie seulement de la population. Les variations de productible ajoutent une inégalité économique : les coûts de production peuvent varier du simple au double selon la localisation. La rentabilité des opérations est très dépendante de la structure tarifaire (notamment de la distinction heures pleines/heures creuses) et de la possibilité de revendre l'énergie produite non consommée. Cependant, ces paramètres sont du deuxième ordre par rapport au prix des combustibles fossiles : si ceux-ci se maintiennent à des prix aussi élevés qu'en 2022, et que les coûts des panneaux solaires suivent les tendances attendues avant la hausse significative des prix des combustibles, l'autoconsommation devient rentable quelle que soit sa localisation. Ainsi, la rentabilité de l'autoconsommation collective communale sera différenciée selon les potentiels disponibles au sein des communes. L'incertitude liée à la régulation est très importante, mais elle reste du deuxième ordre par rapport à l'incertitude sur les prix des combustibles fossiles.

Chapitre 5

La dernière partie traite des attentes des acteurs vis-à-vis du tarif réglementé de vente de l'électricité, objet issu de nombreuses négociations entre les parties prenantes. L'émergence de nouveaux acteurs et le contexte de la transition énergétique seraient très susceptibles de faire porter au tarif de nouvelles missions de politique publique.

Une série d'entretiens semi-directifs a été menée pour essayer de répondre à

cette question. L'analyse des réponses montrent des attentes variées par catégorie d'acteurs. Certains souhaitent que le tarif assure un rôle de protection des consommateurs et soit un outil de contrôle des prix tandis que d'autres souhaitent avant tout que le tarif reflète les coûts du système électrique. Les arguments mobilisés par les acteurs appartiennent à des champs différents : économiques, politiques, sociaux ou environnementaux et témoignent d'une volonté différente d'organisation du système électrique. Ils mobilisent également des arguments relevant de la justice pour justifier leurs visions. Les entretiens montrent qu'il y a un fort attachement à la dimension de solidarité portée par le tarif. Lorsque cet attachement est moindre, pour privilégier une mission de reflet des coûts du système, il y a une reconnaissance de la dimension historique et sociétale de cette solidarité, et donc de la difficulté qu'il y aurait à la remettre en question. Les dimensions d'efficacité économique, de court ou de long terme, de même que la dimension de concurrence sont relativement peu mises en avant. Enfin, il y a une affirmation assez partagée du fait que le tarif ne peut, ni ne doit porter un grand nombre de missions. S'il peut contribuer à la transition énergétique, il ne doit en revanche pas forcément la porter et certainement pas seul.

6.2 Conclusion générale

En conclusion générale, il est important de rappeler que le TRVE est un outil dont le devenir peut prendre plusieurs directions qui sont en tension les unes par rapport aux autres : c'est un outil politique et économique dont le futur est incertain. Certaines de ces tensions ont été mises en avant dans la thèse en précisant les ordres de grandeurs des enjeux économiques et analysant certaines des visions d'acteurs sur le devenir du tarif.

La première tension mise en évidence concerne la répartition géographique des coûts réseaux et la péréquation tarifaire

Cette thèse a donné des ordres de grandeurs des différences de coûts de réseau. Sur le réseau de transport, le modèle utilisé montre que le coût moyen peut varier d'un facteur 20 entre les départements extrêmes. Sur le réseau de distribution, les ordres de grandeur confirment les intuitions puisque l'on obtient des différences de coûts moyens considérables, de l'ordre d'un facteur 100 dans les situations les plus extrêmes, entre les communes d'un même département. Il est important de noter que les écarts moyens intra-départementaux sont plus importants que les écarts inter-départementaux (un facteur 8 entre les départements extrêmes pour le réseau de distribution). Les ordres de grandeur estimés de cette différence urbain-rural renforcent l'idée qu'une solidarité territoriale est incontournable dans le secteur électrique.

A l'horizon 2030, les énergies renouvelables auront des conséquences hétérogènes géographiquement et plus significatives dans les zones les plus rurales. En effet, les postes les plus ruraux nécessiteront des adaptations importantes puisque leurs pointes dimensionnantes pourraient augmenter d'un ordre de grandeur égal à la puissance moyenne des postes. La répartition des coûts du réseau de transport sera fortement affectée par le développement de l'éolien en mer dont les investissements seront concentrés sur certains départements. Pourtant, ces investissements suivront

les logiques historiques puisqu'il s'agit de mode de production concentrée. Ils induisent d'importants investissements locaux qui apportent une valeur globale, à l'instar des développements de réseau qui furent nécessaires au raccordement des centrales nucléaires.

Pour ce qui concerne le réseau de distribution, les investissements ne modifient pas la répartition géographique des coûts de façon significative. En effet, une grande partie des investissements est dirigée vers le réseau déjà existant afin de garantir son renouvellement.

Ainsi, quel que soit le réseau, les investissements ne remettent pas en cause la péréquation tarifaire puisque soit ils suivent des logiques historiques soit ils ne sont pas assez importants par rapport aux investissements déjà en place. La solidarité territoriale est une mission qui est plébiscitée par les enquêtés qui la considèrent comme primordiale, pour la plupart d'entre eux, ou qui jugent son poids politique trop important pour autoriser toute remise en question.

Aux tensions géographiques liées aux coûts réseaux, il existe des tensions géographiques liées à l'accès à la ressource renouvelable

Une partie des enquêtés estime que l'autoconsommation collective est un moyen d'accéder à certains potentiels de production qui n'auraient pas été exploités autrement. Elle permet donc selon eux, de créer une valeur et de la partager à l'échelle locale et collective.

En revanche, cette ressource n'est pas distribuée équitablement sur le territoire. En effet, les communes ne peuvent pas toutes mettre en place les stratégies qu'elles souhaitent. Les communes urbaines sont les plus limitées en termes de potentiel de production alors que ce sont elles qui consomment le plus. De plus, les coûts de mise en place des projets dépendent du gisement et varient fortement : il existe un facteur 2 de coût de production entre les communes extrêmes.

Le cadre réglementaire de l'autoconsommation collective modifie également la contribution fiscale et la contribution aux coûts de réseau des communes. Cela crée des flux financiers entre les différents postes de coûts du système puisqu'un investissement local dans les moyens de production est partiellement financé par une diminution de la contribution aux coûts des gestionnaires de réseau et au budget de l'état, ce qui a en définitive des conséquences notables à l'échelle nationale.

Dans le cas où l'autoconsommation collective se développerait fortement les inégalités d'accès à la ressource peuvent donc faire naître des mécontentements si l'enjeu de la répartition de la valeur à l'échelle nationale n'est pas prise en charge par les politiques publiques. Cette question a bien été identifiée par certains des enquêtés.

Une autre tension identifiée pendant cette thèse concerne le rôle du tarif dans le système électrique

Cette tension est illustrée par la vision économique des enquêtés : certains souhaitent en faire un outil de reflet des coûts afin d'inciter à des bons comportements et d'optimiser le système électrique tandis que d'autres souhaitent en faire un outil de protection des consommateurs dont le rôle principal est de donner un prix.

En plus de ces tensions entre les visions, il existe une tension sur le devenir du tarif dont l'existence est menacée au niveau européen. Le mode de construction actuelle du tarif réglementé de vente doit respecter le principe de contestabilité sans quoi il

serait supprimé. Cet objectif a été très critiqué par une grande partie des enquêtés qui n'y voient pas d'intérêt économique. La hausse des prix des combustibles peut expliquer le rejet aussi marqué de cette mission et, de façon plus générale, de la libéralisation par une partie des interrogés : les résultats économiques de la libéralisation ne sont pas ceux attendus et les hausses spectaculaires observées sur les marchés de l'électricité en 2022 sont un motif de remise en cause. Ce questionnement pourrait prendre une forme concrète : le développement des opérations d'autoconsommation collectives à la maille communale dont on a estimé qu'elles étaient rentables sous condition de prix des combustibles fossiles élevés.

Enfin, cette thèse a aussi permis d'illustrer l'importance de la transparence et de la mise à disposition des données

Une fois l'analyse géographique des coûts effectuée, il aurait été très instructif de pouvoir étudier les conséquences distributives de plusieurs structures tarifaires pour les consommateurs finaux. Pour cela, nous aurions dû disposer de données de consommations précises. Notamment, étudier les répercussions du tarif sur les précaires énergétiques aurait eu un grand intérêt dans l'évaluation des réformes tarifaires et apporterait un éclairage fin sur la nature plus ou moins régressive de certaines structures tarifaires. En complément, la tension entre « incitation à la sobriété » et « protection des consommateurs les plus précaires » pourrait être examinée. Une réforme qui se ferait sans une connaissance précise de ces consommateurs risquerait de provoquer un fort sentiment d'iniquité transitionnelle.

Certains des enquêtés ont fait remonter ce besoin de transparence dans la négociation et dans les modes de calcul tarifaire. C'est une des raisons pour lesquelles ces travaux de thèse ont été réalisés, dans la mesure du possible, sur des données publiques.

Les travaux de cette thèse ont été rendus possibles par la mise à disposition de données de la part d'Enedis, de RTE et de l'INSEE. Le revers de la médaille est que certaines des limites de nos modèles sont liées à l'indisponibilité de certaines données. Le partage des données de consommations des clients de RTE pourraient nous permettre d'étendre les résultats de notre chapitre 2 à une plus grande échelle. L'utilisation de données de coûts plus précises et de données patrimoniales plus complètes dans le chapitre 3 améliorerait grandement le modèle. Enfin, dans le chapitre 4, les données de profils assez sommaires devraient être remplacées par des données plus précises et représentatives de la thermosensibilité des communes.

Prolonger la démarche de partage de données amorcée par les différentes entreprises du système électrique aurait de conséquences très vertueuses. Cela permettrait aux acteurs et aux citoyens de se faire une idée plus fine des coûts du système électrique, et rendrait les discussions sur la prospective du système énergétique plus fertiles.

Plusieurs questions de recherches complémentaires découlent des travaux de thèse

Comme explicité auparavant, une meilleure connaissance des consommateurs précaires pourrait permettre de lever certains verrous. Notamment, une approche transdisciplinaire économique et sociologique apporterait un regard intéressant et réduirait le risque de mettre en place des mesures régressives et contreproductives. Le climat social ne nous accorde pas le luxe de l'erreur. Plus largement, les indus-

triels et les académiques gagneraient à avoir une connaissance fine des formes de consommations et de la réactivité des consommateurs aux différentes incitations.

Une fois ce travail réalisé et une bonne connaissance des consommations et de leur élasticité acquises, un travail quantitatif sur les capacités des structures tarifaires à accomplir certains objectifs pourraient aussi avoir beaucoup de valeur. Étant donné l'arbitrage entre l'ensemble des paramètres tarifaires, il pourrait être intéressant d'effectuer une analyse multicritère sur des structures tarifaires et de quantifier leur pertinence en fonction de l'objectif souhaité.

Le périmètre de la thèse s'est concentré sur certains fondamentaux de la tarification. De façon plus globale, il y a un besoin d'étude sur l'organisation et la régulation du marché de détail. Les travaux menés pour justifier son ouverture devraient être prolongés avec des travaux pour mesurer ses effets réels, tant sur le plan économique que sur les conséquences organisationnelles et politiques qui en découlent.

Sur le volet de l'efficacité, il semble qu'un travail effectué par les gestionnaires de réseaux en partenariat avec différents académiques pourrait lever un verrou important sur la connaissance des coûts réseaux. Des travaux sur des fonctions de coûts et sur les inducteurs de coûts auraient une forte valeur pour alimenter le débat tarifaire. Ces travaux pourraient alimenter le débat, souvent passionnel, autour de l'autoconsommation en apportant un éclairage économique sur son effet sur les coûts. Plus généralement, ces éléments permettraient d'approfondir notre compréhension des effets distributifs liés aux structures tarifaires et aux différents profils de consommation.

Bibliographie

- Abdelmottaleb, I., Gómez, T., Chaves Ávila, J. P., & Reneses, J. (2018). Designing efficient distribution network charges in the context of active customers. *Applied Energy*, *210*, 815-826. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.103>
- Ableitner, L., Tiefenbeck, V., Meeuw, A., Wörner, A., Fleisch, E., & Wortmann, F. (2020). User behavior in a real-world peer-to-peer electricity market. *Applied Energy*, *270*, 115061. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115061>
- ACER. (2019a). Practice report on transmission tariff methodologies in Europe.
- ACER. (2019b). Report on Distribution Tariff Methodologies.
- ADEME. (2016). *A 100% renewable electricity mix? Analysis and optimisation* (rapp. tech.). ADEME.
- Alam, M. R., St-Hilaire, M., & Kunz, T. (2019). Peer-to-peer energy trading among smart homes. *Applied Energy*, *238*, 1434-1443. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.091>
- Allcott, H. (2011). Rethinking real-time electricity pricing. *Resource and Energy Economics*, *33*(4), 820-842. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2011.06.003>
- Andersen, F., Larsen, H., & Boomsma, T. (2013). Long-term forecasting of hourly electricity load : Identification of consumption profiles and segmentation of customers. *Energy Conversion and Management*, *68*, 244-252. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.01.018>
- Andersen, F., Larsen, H., Juul, N., & Gaardestrup, R. (2014). Differentiated long term projections of the hourly electricity consumption in local areas. The case of Denmark West. *Applied Energy*, *135*, 523-538. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.075>
- Ansarin, M., Ghiassi-Farrokhfal, Y., Ketter, W., & Collins, J. (2020a). Cross-subsidies among residential electricity prosumers from tariff design and metering infrastructure. *Energy Policy*, *145*, 111736. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111736>
- Ansarin, M., Ghiassi-Farrokhfal, Y., Ketter, W., & Collins, J. (2020b). The economic consequences of electricity tariff design in a renewable energy era. *Applied Energy*, *275*, 115317. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115317>
- Assemblée Nationale. (2014). *Commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité*.

- Bartolini, A., Carducci, F., Muñoz, C. B., & Comodi, G. (2020). Energy storage and multi energy systems in local energy communities with high renewable energy penetration. *Renewable Energy*, 159, 595-609. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.131>
- Battle, C., Mastropietro, P., & Rodilla, P. (2020). Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs : A proposal to balance efficiency, equity and cost recovery. *Renewable Energy*, 155, 257-266. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.152>
- Berthonnet, A. (2003). L'électrification rurale : ou le développement de la « fée électricité » au cœur des campagnes françaises dans le premier xxe siècle. *Histoire & Sociétés Rurales*, 19(1), 193. <https://doi.org/10.3917/hsr.019.0193>
- Bertsch, V., Geldermann, J., & Lühn, T. (2017). What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and self-sufficiency? *Applied Energy*, 204, 1-15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.055>
- Boiteux. (1956). *La vente au cout marginal* (rapp. tech.).
- Boiteux. (1986). *Le calcul économique dans l'entreprise électrique* (rapp. tech.).
- Bordigoni Mathieu & Gilotte Laurent. (2019). Econometric Estimation of a Cost Function of the Power Distribution Grid.
- Borenstein, S. (2013). Effective and Equitable Adoption of Opt-In Residential Dynamic Electricity Pricing. *Review of Industrial Organization*, 42(2), 127-160. <https://doi.org/10.1007/s11151-012-9367-3>
- Borenstein, S. (2005). The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing. *The Energy Journal*, 26(3). <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol26-No3-5>
- Borenstein, S. (2012). The Redistributive Impact of Nonlinear Electricity Pricing. *American Economic Journal : Economic Policy*, 4(3), 56-90. <https://doi.org/10.1257/pol.4.3.56>
- Borenstein, S. (2017). Private Net Benefits of Residential Solar PV : The Role of Electricity Tariffs, Tax Incentives, and Rebates. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 4(S1), S85-S122. <https://doi.org/10.1086/691978>
- Borowski, P. F. (2020). Zonal and Nodal Models of Energy Market in European Union. *Energies*, 13(16), 4182. <https://doi.org/10.3390/en13164182>
- Bourdeau, M., Zhai, X. q., Nefzaoui, E., Guo, X., & Chatellier, P. (2019). Modeling and forecasting building energy consumption : A review of data-driven techniques. *Sustainable Cities and Society*, 48, 101533. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101533>
- Brown, S. J., & Rowlands, I. H. (2009). Nodal pricing in Ontario, Canada : Implications for solar PV electricity. *Renewable Energy*, 34(1), 170-178. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.02.029>

- Brown, T., Faruqui, A., & Grausz, L. (2015). Efficient tariff structures for distribution network services. *Economic Analysis and Policy*, 48, 139-149. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.11.010>
- Burger, S., Schneider, I., Botterud, A., & Pérez-Arriaga, I. (2019). Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. In *Consumer, Prosumer, Prosumer* (p. 155-188). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816835-6.00008-5>
- Burger, S. P., Knittel, C. R., Perez-Arriaga, I. J., Schneider, I., & vom Scheidt, F. (2020). The Efficiency and Distributional Effects of Alternative Residential Electricity Rate Designs. *The Energy Journal*, 41(1). <https://doi.org/10.5547/01956574.41.1.sbur>
- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, 110, 105-116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>
- Clastres, C., Percebois, J., Rebenaque, O., & Solier, B. (2019). Cross subsidies across electricity network users from renewable self-consumption. *Utilities Policy*, 59, 100925. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.100925>
- Cohen, M., & Callaway, D. (2016). Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1 : Engineering simulations. *Solar Energy*, 128, 126-138. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.002>
- Conseil supérieur de l'économie. (2020). *TARIFS DE RESEAUX D'ELECTRICITE ET DE GAZ* (rapp. tech.).
- Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014). Electric Utilities' 'Death Spiral' : Hyperbole or Reality? *The Electricity Journal*, 27(10), 7-26. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>
- CRE. (2014). Méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité - Annexe A.
- CRE. (2019a). *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité*.
- CRE. (2019b). Les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.
- CRE. (2020a). *CONSULTATION PUBLIQUE N°2020-007 DU 19 MARS 2020 RELATIVE A LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE « TURPE 6 »* (rapp. tech.).
- CRE. (2020b). *Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité* (rapp. tech.).
- CRE. (2021a). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).
- CRE. (2021b). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).

- CRE. (2021c). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB).
- CRE. (2021d). DELIBERATION N°2021-135.
- De Boeck, L., Van Asch, S., De Bruecker, P., & Audenaert, A. (2016). Comparison of support policies for residential photovoltaic systems in the major EU markets through investment profitability. *Renewable Energy*, 87, 42-53. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.063>
- De Gooijer, J. G., & Hyndman, R. J. (2006). 25 years of time series forecasting. *International Journal of Forecasting*, 22(3), 443-473. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2006.01.001>
- De Sa Ferreira, R., Barroso, L. A., Rochinha Lino, P., Carvalho, M. M., & Valenzuela, P. (2013). Time-of-Use Tariff Design Under Uncertainty in Price-Elasticities of Electricity Demand : A Stochastic Optimization Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4), 2285-2295. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2241087>
- Dégremont-Dorville (Dégremont), M. (2018). *Transitions énergétiques et politiques à l'orée du XXIe siècle : l'émergence en France d'un modèle territorial de transition énergétique* (thèse de doct.). <http://www.theses.fr/2018IEPP0008/document>
- Dessus, G. (1949). *Les principes généraux de la tarification dans les services publics*.
- Di Gaetano. (2011). Role and activities of role and activities of "acquirente unico" in the italian electricity market.
- Domingo, C. M., San Roman, T. G., Sánchez-Miralles, A., Gonzalez, J. P. P., & Martinez, A. C. (2010). A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation [Publisher : IEEE]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), 190-197.
- Dong, S., Kremers, E., Brucoli, M., Rothman, R., & Brown, S. (2020). Techno-enviro-economic assessment of household and community energy storage in the UK. *Energy Conversion and Management*, 205, 112330. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112330>
- Dütschke, E., & Paetz, A.-G. (2013). Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer? [Publisher : Elsevier]. *Energy Policy*, 59, 226-234.
- Dutta, G., & Mitra, K. (2017). A literature review on dynamic pricing of electricity. *Journal of the Operational Research Society*, 68(10), 1131-1145. <https://doi.org/10.1057/s41274-016-0149-4>
- EDF. (1994). *Des couts marginaux aux tarifs (Suite) : Elaboration des versions tarifaires des tarifs vert et jaune* (rapp. tech.).
- Eid, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., & Hakvoort, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV : Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, 75, 244-254. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>

- Enedis. (2017a). *Description physique du Réseau Public de Distribution* (rapp. tech.).
- Enedis. (2017b). *Reconstitution des Flux Note d'accompagnement de la publication des profils du 1er juillet 2013* (rapp. tech.).
- Enedis. (2021). *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050* (rapp. tech.).
- ENTSOE. (2019). Overview of Transmission Tariffs in Europe : Synthesis 2019, 72.
- Eurelectric. (2013). Power Distribution in europe : Facts & Figures.
- European Commission. (2019). Clean Energy for all Europeans. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1>
- European Commission. Joint Research Centre. (2018). *Cost development of low carbon energy technologies : scenario based cost trajectories to 2050, 2017 edition*. Publications Office. Récupérée 6 mai 2022, à partir de <https://data.europa.eu/doi/10.2760/490059>
- Finon, D., & Staropoli, C. (2001). INSTITUTIONAL AND TECHNOLOGICAL CO-EVOLUTION IN THE FRENCH ELECTRONUCLEAR INDUSTRY. *Industry and Innovation*, 8(2), 179-199. <https://doi.org/10.1080/13662710120072967>
- Fonteneau, T. (2021). Autoconsommation collective ou solidarité nationale ? L'adaptation controversée de la tarification du réseau d'électricité pour les autoconsommateurs : *Flux*, N° 126(4), 52-70. <https://doi.org/10.3917/flux1.126.0052>
- Fridgen, G., Kahlen, M., Ketter, W., Rieger, A., & Thimmel, M. (2018). One rate does not fit all : An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. *Applied Energy*, 210, 800-814. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.138>
- Fuller, S., & McCauley, D. (2016). Framing energy justice : perspectives from activism and advocacy. *Energy Research & Social Science*, 11, 1-8. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.08.004>
- Gambardella, C., & Pahle, M. (2018). Time-varying electricity pricing and consumer heterogeneity : Welfare and distributional effects with variable renewable supply. *Energy Economics*, 76, 257-273. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.08.020>
- Gerossier, A., Barbier, T., & Girard, R. (2017). A novel method for decomposing electricity feeder load into elementary profiles from customer information. *Applied Energy*, 203, 752-760. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.096>
- Ghiani, E., Giordano, A., Nieddu, A., Rosetti, L., & Pilo, F. (2019). Planning of a Smart Local Energy Community : The Case of Berchidda Municipality (Italy). *Energies*, 12(24), 4629. <https://doi.org/10.3390/en12244629>
- Grandjean, A., Adnot, J., & Binet, G. (2012). A review and an analysis of the residential electric load curve models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9), 6539-6565. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.013>

- Green, R. (2007). Nodal pricing of electricity : how much does it cost to get it wrong? *Journal of Regulatory Economics*, 31(2), 125-149. <https://doi.org/10.1007/s11149-006-9019-3>
- Grubler, A. (2010). The costs of the French nuclear scale-up : A case of negative learning by doing. *Energy Policy*, 38(9), 5174-5188. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.003>
- Günther, C., Schill, W.-P., & Zerrahn, A. (2021). Prosumage of solar electricity : Tariff design, capacity investments, and power sector effects. *Energy Policy*, 152, 112168. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112168>
- Hahnel, U. J., Herberz, M., Pena-Bello, A., Parra, D., & Brosch, T. (2020). Becoming prosumer : Revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities. *Energy Policy*, 137, 111098. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111098>
- Heffron, R. J., & McCauley, D. (2017). The concept of energy justice across the disciplines. *Energy Policy*, 105, 658-667. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.018>
- Herter, K. (2007). Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy*, 35(4), 2121-2130. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.06.019>
- Hinz, F., Schmidt, M., & Möst, D. (2018). Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure : The case of Germany. *Energy Policy*, 113, 97-111. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.055>
- Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O. (2016). Why Wind Is Not Coal : On the Economics of Electricity Generation. *The Energy Journal*, 37(3). <https://doi.org/10.5547/01956574.37.3.lhir>
- Hoarau, Q., & Perez, Y. (2019). Network tariff design with prosumers and electromobility : Who wins, who loses? [Publisher : Elsevier]. *Energy Economics*, 83, 26-39.
- Hogan, W. W. (1990). CONTRACT NETWORKS FOR ELECTRIC POWER TRANSMISSION : TECHNICAL REFERENCE, 77.
- Hossain, M. A., Pota, H. R., Squartini, S., Zaman, F., & Guerrero, J. M. (2019). Energy scheduling of community microgrid with battery cost using particle swarm optimisation. *Applied Energy*, 254, 113723. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113723>
- Islar, M., Brogaard, S., & Lemberg-Pedersen, M. (2017). Feasibility of energy justice : Exploring national and local efforts for energy development in Nepal. *Energy Policy*, 105, 668-676. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.004>
- Jenkins, K., McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Rehner, R. (2016). Energy justice : A conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 11, 174-182. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.10.004>

- Jessoe, K., & Rapson, D. (2015). Commercial and Industrial Demand Response Under Mandatory Time-of-Use Electricity Pricing : Mandatory Time-of-Use Electricity Pricing. *The Journal of Industrial Economics*, 63(3), 397-421. <https://doi.org/10.1111/joie.12082>
- Joe-Wong, C., Sen, S., Ha, S., & Chiang, M. (2012). Optimized day-ahead pricing for smart grids with device-specific scheduling flexibility [Publisher : IEEE]. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 30(6), 1075-1085.
- Johnson, E., Beppler, R., Blackburn, C., Staver, B., Brown, M., & Matisoff, D. (2017). Peak shifting and cross-class subsidization : The impacts of solar PV on changes in electricity costs. *Energy Policy*, 106, 436-444. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.034>
- Journal officiel de la République française. Lois et décrets (version papier numérisée) n° 0084 du 09/04/1946. (1946).
- Khalilpour, K. R., & Vassallo, A. (2016). Technoeconomic parametric analysis of PV-battery systems. *Renewable Energy*, 97, 757-768. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.010>
- Koirala, B. P., Koliou, E., Friege, J., Hakvoort, R. A., & Herder, P. M. (2016). Energetic communities for community energy : A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 722-744. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.080>
- Kubli, M. (2018). Squaring the sunny circle? On balancing distributive justice of power grid costs and incentives for solar prosumers. *Energy Policy*, 114, 173-188. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.054>
- Küfeoğlu, S., & Pollitt, M. G. (2019). The impact of PVs and EVs on domestic electricity network charges : A case study from Great Britain. *Energy Policy*, 127, 412-424. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.012>
- Kuster, C., Rezgui, Y., & Mourshed, M. (2017). Electrical load forecasting models : A critical systematic review. *Sustainable Cities and Society*, 35, 257-270. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.08.009>
- Labandeira, X., Labeaga, J. M., & López-Otero, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549-568. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.002>
- Le Renard, C. (2017). Les débuts du programme électronucléaire français (1945-1974) : de l'exploratoire à l'industriel : *Hérodote*, N° 165(2), 53-66. <https://doi.org/10.3917/her.165.0053>
- Leuthold, F., Weigt, H., & von Hirschhausen, C. (2008). Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany. *Utilities Policy*, 16(4), 284-291. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.12.003>
- Li, N., Hakvoort, R. A., & Lukszo, Z. (2021). Cost allocation in integrated community energy systems - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 111001. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111001>

- Little, E., Bortolotti, S., Bourmaud, J.-Y., Karangelos, E., & Perez, Y. (2021). Optimal Transmission Topology for Facilitating the Growth of Renewable Power Generation [Publisher : arXiv Version Number : 1]. <https://doi.org/10.48550/ARXIV.2103.15677>
- Lüth, A., Zepter, J. M., Crespo del Granado, P., & Egging, R. (2018). Local electricity market designs for peer-to-peer trading : The role of battery flexibility. *Applied Energy*, 229, 1233-1243. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.004>
- Mateo, C., Cossent, R., Gómez, T., Prettico, G., Frías, P., Fulli, G., Meletiou, A., & Postigo, F. (2018). Impact of solar PV self-consumption policies on distribution networks and regulatory implications. *Solar Energy*, 176, 62-72. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.015>
- Mateo, C., Prettico, G., Gómez, T., Cossent, R., Gangale, F., Frías, P., & Fulli, G. (2018). European representative electricity distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 99, 273-280. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.027>
- McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Jenkins, K. (2013). Advancing Energy Justice : The triumvirate of tenets. *International Energy Law Review*, 32, 107-110.
- Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., & Weinhardt, C. (2018). Designing microgrid energy markets. *Applied Energy*, 210, 870-880. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.054>
- Morstyn, T., Farrell, N., Darby, S. J., & McCulloch, M. D. (2018). Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants. *Nature Energy*, 3(2), 94-101. <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0075-y>
- Mosad Alkhatami. (2015). Introduction to Electric Load Forecasting Methods. *Journal of Advanced Electrical and Computer Engineering*.
- MTES. (2020). *French Strategy for Energy and Climate* (rapp. tech.).
- Nadaï, A., Labussière, O., Debourdeau, A., Régnier, Y., Cointe, B., & Dobigny, L. (2015). French policy localism : Surfing on ‘Positive Energie Territories’ (Tepos). *Energy Policy*, 78, 281-291. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.12.005>
- Nadaud, F. (2005). *Hétérogénéité spatiale d’un service de réseau, équité et efficacité collective : la distribution rurale d’électricité et la maîtrise de la demande* (thèse de doct.). <http://www.theses.fr/2005EHES0131>
- Negawatt. (2017). *Scénario négaWatt 2017-2050* (rapp. tech.).
- Neuteleers, S., Mulder, M., & Hindriks, F. (2017). Assessing fairness of dynamic grid tariffs. *Energy Policy*, 108, 111-120. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.028>

- Newsham, G. R., & Bowker, B. G. (2010). The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use : A review [Publisher : Elsevier]. *Energy policy*, 38(7), 3289-3296.
- Nijhuis, M., Gibescu, M., & Cobben, J. (2017). Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers [Publisher : Elsevier]. *Energy Policy*, 109, 631-641.
- Nizami, M., Hossain, M., Amin, B. R., & Fernandez, E. (2020). A residential energy management system with bi-level optimization-based bidding strategy for day-ahead bi-directional electricity trading. *Applied Energy*, 261, 114322. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114322>
- Orehounig, K., Evins, R., & Dorer, V. (2015). Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach. *Applied Energy*, 154, 277-289. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.114>
- Ossenbrink, J. (2017). How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms. *Energy Policy*, 108, 239-255. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.030>
- Percebois, J. (2001). Énergie et théorie économique : un survol : *Revue d'économie politique*, Vol. 111(6), 815-860. <https://doi.org/10.3917/redp.116.0815>
- Perso, H. (1984). *La planification des réseaux électriques*. Eyrolles. <https://books.google.fr/books?id=TRepMQEACAAJ>
- Picciariello, A., Reneses, J., Frias, P., & Söder, L. (2015). Distributed generation and distribution pricing : Why do we need new tariff design methodologies ? *Electric Power Systems Research*, 119, 370-376. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2014.10.021>
- Picciariello, A., Vergara, C., Reneses, J., Frías, P., & Söder, L. (2015). Electricity distribution tariffs and distributed generation : Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, 37, 23-33. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.09.007>
- Poupeau, F.-M. (2020). Everything must change in order to stay as it is. The impossible decentralization of the electricity sector in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109597. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109597>
- Poupeau, F.-M. (2007). La fabrique d'une solidarité nationale : État et élus ruraux dans l'adoption d'une péréquation des tarifs de l'électricité en France. *Revue française de science politique*, 57(5), 599. <https://doi.org/10.3917/rfsp.575.0599>
- Rebenaque, O. (2020). *L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque* (Theses). Université Grenoble Alpes [2020-....] <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02975581>
- Reverdy, T. (2014). *La construction politique du prix de l'énergie : sociologie d'une réforme libérale*. Presses de Sciences Po.

- Reverdy, T., & Breslau, D. (2019). Making an exception : market design and the politics of re-regulation in the French electricity sector. *Economy and Society*, 48(2), 197-220. <https://doi.org/10.1080/03085147.2019.1576434>
- Roulot, J., & Raineri, R. (2018). The impacts of photovoltaic electricity self-consumption on value transfers between private and public stakeholders in France. *Energy Policy*, 122, 459-473. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.035>
- RTE. (2016). *Schéma décennal de développement du réseau 2016* (rapp. tech.).
- RTE. (2017). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (rapp. tech.).
- RTE. (2019). Schéma décennal de développement du réseau.
- RTE. (2020a). Bilan électrique 2020.
- RTE. (2020b). *Schéma décennal de développement de réseau 2019 - Synthèse.pdf*.
- RTE. (2021). Energy pathways to 2050.
- Saintier, S. (2017). Community Energy Companies in the UK : A Potential Model for Sustainable Development in "Local" Energy? *Sustainability*, 9(8), 1325. <https://doi.org/10.3390/su9081325>
- Schittekatte, T. (2020). Distribution network tariff design for behind-the-meter : balancing efficiency and fairness. In *Behind and Beyond the Meter* (p. 341-359). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819951-0.00017-7>
- Schittekatte, T., Momber, I., & Meeus, L. (2018). Future-proof tariff design : Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. *Energy Economics*, 70, 484-498. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.01.028>
- Schlesewsky, L., & Winter, S. (2018). Inequalities in energy transition : the case of network charges in Germany. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(6), 102.
- Sebi, C., & Vernay, A.-L. (2020). Community renewable energy in France : The state of development and the way forward. *Energy Policy*, 147, 111874. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111874>
- Shareef, H., Ahmed, M. S., Mohamed, A., & Al Hassan, E. (2018). Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers [Publisher : IEEE]. *Ieee Access*, 6, 24498-24509.
- Simshauser, P. (2016). Distribution network prices and solar PV : Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. *Energy Economics*, 54, 108-122. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.11.011>
- Simshauser, P., & Downer, D. (2016). On the Inequity of Flat-rate Electricity Tariffs. *The Energy Journal*, 37(3). <https://doi.org/10.5547/01956574.37.3.psim>
- Soliman, H. M., & Leon-Garcia, A. (2014). Game-theoretic demand-side management with storage devices for the future smart grid [Publisher : IEEE]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(3), 1475-1485.
- Sou, K. C., Weimer, J., Sandberg, H., & Johansson, K. H. (2011). Scheduling smart home appliances using mixed integer linear programming. *2011 50th IEEE*

- conference on decision and control and European control conference*, 5144-5149.
- Sovacool, B. K., & Dworkin, M. H. (2015). Energy justice : Conceptual insights and practical applications. *Applied Energy*, *142*, 435-444. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.002>
- Stahl, P. (1986). Les débats politiques sur l'électricité dans les années trente : la commission extraparlamentaire de 1934 et ses prolongements. *Bulletin d'histoire de l'électricité*, *8*(1), 55-88. <https://doi.org/10.3406/helec.1986.986>
- Strielkowski, W., Štreimikienė, D., & Bilan, Y. (2017). Network charging and residential tariffs : A case of household photovoltaics in the United Kingdom. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *77*, 461-473. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.029>
- Subramanian, V., & Das, T. K. (2019). A two-layer model for dynamic pricing of electricity and optimal charging of electric vehicles under price spikes. *Energy*, *167*, 1266-1277. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.171>
- Tushar, W., Saha, T. K., Yuen, C., Morstyn, T., Nahid-Al-Masood, Poor, H. V., & Bean, R. (2020). Grid Influenced Peer-to-Peer Energy Trading. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *11*(2), 1407-1418. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2937981>
- Vaishnav, P., Horner, N., & Azevedo, I. L. (2017). Was it worthwhile? Where have the benefits of rooftop solar photovoltaic generation exceeded the cost? *Environmental Research Letters*, *12*(9), 094015. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa815e>
- Villena, M. M. d., Jacqmin, J., Fonteneau, R., Gautier, A., & Ernst, D. (2021). Network tariffs and the integration of prosumers : The case of Wallonia. *Energy Policy*, *150*, 112065. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112065>
- Yildiz, Ö., Rommel, J., Debor, S., Holstenkamp, L., Mey, F., Müller, J. R., Radtke, J., & Rognli, J. (2015). Renewable energy cooperatives as gatekeepers or facilitators? Recent developments in Germany and a multidisciplinary research agenda. *Energy Research & Social Science*, *6*, 59-73. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.12.001>
- Yon, G. (2014a). L'économicité d'EDF : La politique tarifaire d'Électricité de France et la reconstruction de l'économie nationale, de la nationalisation au milieu des années 1960. *Politix*, *N° 105*(1), 91. <https://doi.org/10.3917/pox.105.0091>
- Yon, G. (2014b). L'intérêt général et l'investissement. Coût marginal de long terme et tarification à Électricité de France (1948-1949). *Annales historiques de l'électricité*, *12*(1), 43-63. <https://doi.org/10.3917/ahe.012.0043>
- Zappa, W., Junginger, M., & van den Broek, M. (2019). Is a 100% renewable European power system feasible by 2050? *Applied Energy*, *233-234*, 1027-1050. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.109>

- Zepter, J. M., Lüth, A., Crespo del Granado, P., & Egging, R. (2019). Prosumer integration in wholesale electricity markets : Synergies of peer-to-peer trade and residential storage. *Energy and Buildings*, *184*, 163-176. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.12.003>
- Zhang, C., Wu, J., Zhou, Y., Cheng, M., & Long, C. (2018). Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid. *Applied Energy*, *220*, 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.010>
- Zhao, H.-x., & Magoulès, F. (2012). A review on the prediction of building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(6), 3586-3592. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.049>