



HAL
open science

Evolution du market-design pour la gestion des congestions sur le réseau de distribution via le développement de marchés de flexibilité locale

Théo Dronne

► **To cite this version:**

Théo Dronne. Evolution du market-design pour la gestion des congestions sur le réseau de distribution via le développement de marchés de flexibilité locale. Economies et finances. Université Paris sciences et lettres, 2022. Français. NNT : 2022UPSLD013 . tel-03828558

HAL Id: tel-03828558

<https://theses.hal.science/tel-03828558>

Submitted on 25 Oct 2022

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.



THÈSE DE DOCTORAT

DE L'UNIVERSITÉ PSL

Préparée à l'Université Paris-Dauphine

**ÉVOLUTION DU MARKET-DESIGN POUR LA GESTION
DES CONGESTIONS SUR LE RÉSEAU DE
DISTRIBUTION VIA LE DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS
DE FLEXIBILITÉ LOCALE**

Soutenue par

Théo DRONNE

Le 05/07/2022

Ecole doctorale n° ED 543

Ecole doctorale SDOSE

Spécialité

Sciences économiques

Composition du jury :

Jan-Horst, Kepler Professeur, Université Paris Dauphine	<i>Président</i>
Staropoli, Carine Maitre de conférence, Université Paris 1	<i>Rapporteur</i>
Massol, Olivier Professeur, IFP School	<i>Rapporteur</i>
Bergaentzli, Claire Professeur assistant, DTU	<i>Examineur</i>
Lecoq, Chloé Professeur, Université Paris 2	<i>Examineur</i>
Saguan, Marcelo Ingénieur de recherche, EDF	<i>Examineur</i>
Fabien, ROQUES Professeur associé, Université Paris Dauphine-PSL	<i>Directeur de thèse</i>

UNIVERSITE PARIS DAUPHINE – PSL

Centre de géopolitique des matières premières (CGEMP)

Chaire European Electricity Market (CEEM)

École Doctorale SDOSE

Discipline : Sciences Économiques

Thèse de doctorat

Théo Dronne

ÉVOLUTION DU MARKET-DESIGN POUR LA
GESTION DES CONGESTIONS SUR LE RÉSEAU DE
DISTRIBUTION VIA LE DÉVELOPPEMENT DE
MARCHÉS DE FLEXIBILITÉ LOCALE

Directeur de thèse :

Fabien Roques, Professeur Associé, Université Paris-Dauphine (PSL)

Encadrant entreprise : Marcelo Saguan (EDF)

Comité de suivi de thèse :

Thèse Théo Dronne

Jan-Horst Keppler, Professeur d'économie, Université Paris-Dauphine (PSL)

Patrice Geoffron, Professeur d'économie, Université Paris-Dauphine (PSL)

L'Université Paris Dauphine (PSL) & EDF

n'entendent donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans les thèses.

Ces opinions doivent être considérées comme propres à leurs auteurs.

« Savoir afin de prévoir, et prévoir afin de pouvoir »

Julien Gracq, le rivage des Syrtes, 1951

« De l'esquisse à l'œuvre le chemin se fait à genoux »

Vladimir Holan

Remerciements

Je veux tout d'abord remercier les membres de mon jury pour leurs conseils et leurs remarques : Jan-Horst Keppler, Marcelo Saguan, Chloé Lecoq, Claire Bergaentzlé, Olivier Massol et Carine Staropoli.

Je veux également remercier Fabien pour ses conseils et ses solutions au fil du long chemin qu'ont été ces trois années de thèse.

Merci à la Chaire European Electricity Market ainsi qu'au CGEMP pour leur soutien et leur accompagnement tout au long de ce doctorat et notamment à Jan-Horst Keppler et Patrice Geoffron.

Je souhaite également remercier Marcelo Saguan pour son encadrement au sein d'EDF, son engagement et sa présence, même lors de l'épisode compliqué du COVID.

Je veux également remercier l'ensemble de l'équipe de R19 de la R&D de EDF qui a su m'accueillir et avec laquelle j'ai pu avoir des échanges très enrichissants, d'un point de vue professionnel et personnel. J'ai été honoré de partager ce quotidien avec vous.

Merci à Irène, Laura et Alexis, pour avoir supporté ma mauvaise humeur, mes aléas de transports et mes bavardages dans ce superbe bureau de Saclay.

Merci à Philippe Vassilopoulos et Elies Lahmar pour nos échanges constructifs et précieux sur les marchés locaux.

Merci à Olivier Rebenaque pour son soutien et nos échanges, notamment au sein du projet MAGICAL.

Merci à Yannick Phulpin et Virginie Pignon pour m'avoir mis sur le chemin de ce projet de thèse et m'avoir introduit dans la galaxie d'EDF.

Merci à mes amis, à mon groupe indéfectible, à ceux qui ne font jamais faux bond et sur qui on peut toujours compter. Je me sais chaque jour chanceux de compter autant de perles dans mon équipe.

Merci à ma famille. A ma sœur Rachel qui a dû affronter des épreuves ô combien plus difficiles que celles que j'ai pu rencontrer. A mes parents, qui ne m'ont jamais abandonné et qui depuis toujours m'accompagnent jusque dans la relecture de cette thèse. A mes « deuxièmes parents », mon oncle et ma tante, qui m'épaulent et me conseillent comme des sherpas depuis si longtemps. A mes sœurs, ma nièce, mon beau-frère, mon frère, mon oncle, ma tante et mes grands-parents. Merci à vous pour votre soutien dans tous les moments compliqués, parfois tristes et frustrants qu'on rencontre dans une thèse mais surtout dans la vie, je mesure la chance que j'ai de vous avoir.

Table des matières

Remerciements	5
1. Chapitre introductif	16
1.1. L'introduction des marchés dans le secteur de l'électricité	16
1.1.1 Enjeux et caractéristiques spécifiques du secteur électrique	17
1.1.2 « Market-design » des marchés de l'électricité.....	22
1.1.3 Modification du « market-design » au fil du temps.....	29
1.2. Nouvelle évolution du paysage électrique : la décentralisation des ressources	33
1.2.1 La décentralisation : un vaste sujet	33
1.2.2 Vecteurs de la décentralisation des ressources électriques.....	34
<i>L'évolution des usages vers une électrification de ceux-ci</i>	35
1.2.3 Les implications en termes de « market-design »	38
1.3. L'évolution du « market-design » pour la gestion des congestions sur le réseau de distribution	44
1.3.1 De nouvelles possibilités pour la gestion des réseaux	44
1.3.2 Conséquences en termes de « market-design ».....	46
1.4. Conclusion du chapitre	50
2. Marchés de flexibilité locale - Revue de littérature & problématique	52
2.1. Définition et diversité des designs possibles	53
2.1.1 Produits échangés et temporalité	54
2.1.2 Rôle des différents acteurs et coordination.....	56
2.1.3 Adaptation des marchés aux ressources décentralisées.....	58
2.2. Incitation des marchés de flexibilité locale à l'investissement	58
2.2.1 Gains économiques de l'utilisation des flexibilités locales comme alternative au renforcement de réseau.....	59
2.2.2 Impact du « market-design » sur la coordination entre le réseau et les flexibilités locales.....	61
2.3. Retour d'expérience de la gestion des congestions grâce à des ressources locales	62
2.3.1 Premiers retours issus des démonstrateurs.....	62
2.3.2 Des premières communications des opérateurs de marché ont émergé	64
2.4. Conclusion & questions de recherche	64
3. Chapitre 3 : Marchés de flexibilité locale pour la gestion des congestions pour le réseau de distribution. Quel design pour quel besoin ?	68

3.1. Introduction.....	68
3.2. Les spécificités locales conduisent à des approches différentes pour la gestion des congestions et pour le rôle potentiel des marchés de flexibilité locale	70
3.2.1 Une variété de situations et d'approches pour la gestion de la congestion dans différents pays européens.....	70
3.2.2 Impact de ces différences locales sur les motivations des marchés de flexibilité locale	79
3.3. Les marchés de flexibilité locale existants présentent un large éventail de « market-designs ».....	81
3.4. Analyse conjointe des marchés de flexibilité locale et des spécificités de chaque pays : quel design pour quel besoin ?.....	86
3.5. Conclusion	90
4. Chapitre 4 : Quel « market-design » pour assurer la coordination entre investissements réseau et investissements en sources de flexibilité ?.....	94
4.1. Introduction.....	94
4.2. Revue de littérature.....	95
4.3. Définition du problème et du cadre d'analyse	97
4.3.1 Problématique d'investissement dans des actifs de flexibilité via le cadre de l'économie industrielle	97
4.3.2 Possible solution de « market-design » : quelle alternative pour répondre au risque de hold-up en fournissant les incitations appropriées pour développer des actifs de flexibilité ?	101
4.4. Comparaison de différents « market-design » : illustration numérique théorique des problématiques de coordination du développement du réseau et de la flexibilité pour un besoin de développement d'un actif de flexibilité à la hausse.....	103
4.4.1 Description de l'exemple illustratif et hypothèses	105
4.4.2 Solution de premier rang ou solution socialement optimale	108
4.4.3 Gestion des congestions dans un système libéralisé en utilisant différents « market-design ».....	112
4.4.4 Conclusion.....	118
4.5. Conclusion et discussion	119
Annexes :	121
Exemple en considérant « les effacements de consommation »	121

5. Chapitre 5 : Étude de cas sur l'efficacité des marchés de flexibilité locale avec réservation multi-annuelle de capacité. Le cas du gestionnaire de réseau de distribution UKPN au Royaume-Uni	128
5.1. Contexte et revue de littérature spécifique	128
5.2. Présentation et intérêt du cas UKPN	131
5.2.1 Présentation et fonctionnement	131
5.2.2 Un « market-design » en construction : des évolutions au fil du temps sur l'accessibilité et la visibilité	135
5.3. L'appel d'offres Secure 2021	138
5.3.1 Présentation générale.....	138
5.3.2 Illustration du fonctionnement du marché de flexibilité UKPN pour une localisation	139
5.3.3 Cas illustratif d'un participant au marché de flexibilité locale UKPN 2021	142
5.4. Quelles incitations à l'investissement via le « market-design » UKPN ?	143
5.4.1 Une rémunération fondée principalement sur la capacité	144
5.4.2 Un engagement contractuel sur plusieurs années	145
5.4.3 Une rémunération capacitaire importante en comparaison d'autres outils incitatifs pour l'investissement (marché de capacité)	146
5.4.4 Une rémunération qui permettra de couvrir les annuités d'investissement d'actifs de flexibilité mais également une partie des CAPEXs totaux (cas d'une batterie).....	147
5.4.5 Un possible empilement des revenus pour les sources de production qui peut rendre moins spécifique l'investissement.....	149
5.4.6 Conclusions	150
5.5. Évaluation de l'efficacité pour le système : comment la contractualisation de flexibilité sur plusieurs années réalisée par le gestionnaire de réseau peut amener des économies en comparaison du renforcement de réseau ?	151
5.5.1 Une contractualisation moyenne qui peut valider des économies par rapport aux solutions alternatives	151
5.5.2 Des économies par rapport au renforcement de réseau	153
5.5.3 Conclusion.....	154
5.6. Discussion et conclusion	155
5.7. Annexes :	157
Analyse des marchés court -terme : le cas de ENERA (Enera, 2020).....	164
Quel fonctionnement ?.....	164
Quels produits échangés ? Des produits plus petits et plus courts que sur les marchés historiques.....	169

6. Conclusion générale et perspectives 173

7. Bibliographie 179

Liste des figures

Figure 1 : Fonctionnement du marché spot de l'électricité.	25
Figure 2 : Développement des sources de production renouvelable en Allemagne	41
Figure 3 : Illustration congestion	42
Figure 4 : Types des structures organisationnelles possibles et des besoins de coordination.....	76
Figure 5 : Illustration de notre système simplifié	105
Figure 6 : Localisation des réseaux UKPN (UKPN, 2015)	131
Figure 7 : Illustration des services de flexibilité (UKPN, 2018)	132
Figure 8 : Fonctionnement du marché de flexibilité locale	133
Figure 9 : Focus sur localisation Burwell Milton Arbury Histon.....	139

Liste des graphiques

Graphique 1 : Développement maillé du réseau.....	20
Graphique 2 : Développement arborescent du réseau.....	21
Graphique 3 : Nouveaux modules du market-design des marchés électriques (Roques and Finon, 2017)	32
Graphique 4 : Sources de productions d'électricité au fil du temps (International Energy Agency (IEA), 2021)	35
Graphique 5 : Part des véhicules électriques au fil du temps (International Energy Agency (IEA), 2021)	36
Graphique 6 : Sources de production de chauffage au fil du temps(International Energy Agency (IEA), 2021)	37
Graphique 7 : Fonctionnement de l'agrégation	39
Graphique 8 : Paiement via les appels d'offres UKPN.	135
Graphique 9 : « Merit-order » de la localisation Burwell Milton Arbury Histon pour l'année 2021/2022.	140
Graphique 10 : Gain économique potentiel pour la zone Burwell Milton Arbury Histon.....	141
Graphique 11 : Besoins annoncés vs capacité contractée année par année pour la zone Burwell Milton Arbury Histon.....	141
Graphique 12 & 13 : Couverture des annuités d'une batterie Burwell Milton Arbury Histon/ Couverture des Capex Totaux d'une batterie.	143
Graphique 14 : Part de la rémunération de capacité dans la rémunération totale	145
Graphique 15: Années de contractualisation par zone.....	146
Graphique 16 : Rémunération moyenne pondérée de la capacité en comparaison de la rémunération du marché de capacité.....	147
Graphique 17 : Comparaison de la rémunération de capacité avec les annuités d'investissement d'une batterie.....	148
Graphique 18 : Comparaison de la rémunération de capacité avec les CAPEX totaux d'une batterie	149
Graphique 19 : Coût moyen de la contractualisation des flexibilités en comparaison des solutions alternatives.....	152
Graphique 20 : Gain potentiel par localisation.....	153
Graphique 21 : Différence coût total de contractualisation de flexibilité et borne maximale fixée par UKPN	154
Graphique 22 : couverture annuité batterie avec taux d'actualisation de 10%.....	163

Graphique 23 : couverture annuité batterie avec un taux d'actualisation de 15%.....	163
Graphique 24 : Couverture annuité batterie avec une durée de vie de 10 ans.	163
Graphique 25 : Couverture annuité d'une batterie avec une durée de vie de 20 ans.....	164
Graphique 26 : Aperçu des points de réseau compris dans ENERA (Enera, 2021).....	165
Graphique 27 : Illustration des différentes zones définies sur le marché de flexibilité (Enera, 2021)	166
Graphique 28 : Résumé du fonctionnement de la plateforme ENERA.....	167
Graphique 29 : Fonctionnement du marché ENERA.....	168

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Illustration des principales divergences de « market-design » et des choix réalisés en Europe	29
Tableau 2 : Périmètre des opérateurs de réseaux en Europe	70
Tableau 3 : Résumé de la diversité des situations dans les différents pays.....	80
Tableau 4 : Résumé des principales caractéristiques des différentes initiatives	86
Tableau 5 : Paramètres pour la gestion optimale des congestions.....	106
Tableau 6 : Hypothèses numériques pour l'exemple 1.....	106
Tableau 7 : Nombre d'heures de pics de demande concernées par les congestions	107
Tableau 8 : Stratégie optimale en considérant le scénario de référence (scénario 1)	109
Tableau 9 : Stratégie optimale selon les scénarios de coût de réseau	110
Tableau 10 : Hypothèses pour le développement de flexibilité dans un contexte libéralisé.....	114
Tableau 11 : Hypothèses numériques pour le développement de sources de flexibilité dans un contexte libéralisé	116
Tableau 12 : Différents coûts de gestion des congestions en fonction de l'information et de l'engagement dans un contexte libéralisé.....	118
Tableau 13 : Caractéristiques de la « demande response ».....	123
Tableau 14 : Arbitrage du « first-best » avec de la « demande response »	124
Tableau 15 : Coûts selon les market-designs.....	125
Tableau 16 : Résumé Appels d'offres UKPN en terme d'évolution du design.....	136
Tableau 17 : Caractéristiques générales des appels d'offres UKPN en termes de participation.....	137
Tableau 18 : Focus sur l'appel d'offre Secure 2021	138
Tableau 19 : Taille des offres acceptées pour l'ensemble des appels d'offre UKPN	158
Tableau 20 : Résumé des produits selon les localisations pour l'appel d'offre secure 2021 de UKPN	160
Tableau 21 : Analyse des prix UKPN pour l'appel d'offre secure de 2021.	162
Tableau 22 : Catégories d'actifs certifiés dans ENERA.....	166
Tableau 23 : Récapitulatif des spécificités des contrats possible dans ENERA.....	169
Tableau 24 : Produits ENERA	170
Tableau 25 : Résumé produits échangés sur le marché de redispatching pour les dates de ENERA .	171

Liste des acronymes

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

aFRR : automatic Frequency Restoration Reserve

CAPEX : Capital Expenditure

CGEMP : Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières

DER : Distributed Energy Sources

EDF : Électricité de France

ENR : Énergies Renouvelables

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution

GRT : Gestionnaire de réseau de transport

GWh : Gigawatt-heure

LFM : Local Flexibility Market

mFRR : manual Frequency Restoration Reserve

R&D : Recherche et développement

RE : Responsable d'Équilibre

RTE : Réseau de Transport d'Électricité

STEP : station de transfert d'énergie par pompage

TOTEX : Total Expenditure

UKPN : United Kingdom Power Networks

VE : véhicules électriques

1. Chapitre introductif

La libéralisation du secteur électrique, réalisée à partir du début des années 1990 en Europe, fut plus complexe à mettre en place que pour une commodité « classique » en raison des caractéristiques spécifiques de ce secteur.

Au sein de ce chapitre introductif, après un bref historique du processus de libéralisation en Europe, nous présenterons tout d'abord les enjeux spécifiques à ce secteur ; enjeux qui conditionnent le développement de marchés concurrentiels en lieu et place d'une gestion centralisée.

Nous présenterons ensuite les motivations économiques principales du développement des marchés concurrentiels.

Pour permettre de répondre au besoin de concilier enjeux techniques et motivations économiques nécessaires à l'implémentation de cette concurrence, nous verrons qu'une discipline a été primordiale : le « market-design ». Nous analyserons ainsi la conception des principaux marchés développés, leur architecture et leurs articulations.

Ensuite nous montrerons qu'en raison des évolutions des motivations politiques et sociétales, ce « market-design » a été amené à évoluer au fil du temps afin de s'adapter.

Enfin, nous introduirons l'une des évolutions actuelles du système électrique qui nécessite une nouvelle adaptation du « market-design » à savoir : la décentralisation.

1.1. L'introduction des marchés dans le secteur de l'électricité

Le premier processus de création d'un marché a été initié en 1986 avec le développement de l'Acte Unique Européen, qui avait pour but de constituer un marché commun libéralisé pour plusieurs commodités, dont l'électricité et le gaz. (Declercq and Vincent, 2000).

La commission européenne présenta un processus en trois étapes clés : l'application dans un premier temps des directives concernant la transparence des prix et l'obligation du transit du gaz et de l'électricité sur les grands réseaux pour leurs opérateurs, ensuite la libéralisation des secteurs du gaz et de l'électricité à partir du 1^{er} janvier 1993 par l'introduction de la possibilité (limitée dans un premier temps) d'un accès de tiers au réseau, et enfin un élargissement de cette possibilité à partir du 1^{er} janvier 1996 (Declercq and Vincent, 2000).

La directive européenne 96/92/CE a donc libéralisé le secteur de l'électricité dans les États membres de l'UE après dix ans de débats (Commission Européenne, 1996). Celle-ci a ainsi pour objectif la mise en place d'un marché intérieur de l'électricité concurrentiel et compétitif, tout en assurant un certain nombre d'obligations de service public. La directive permet notamment d'imposer aux entreprises du secteur des obligations de service public pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et la protection de l'environnement, qu'un cadre de marché pur ne pourrait, selon eux, pas assurer.

Néanmoins, le préambule de celle-ci insiste sur la progressivité nécessaire dans la mise en place du marché libéralisé, afin notamment de protéger les consommateurs qui, dans un marché encore imparfait, pourraient être victimes « d'un pouvoir de marché ».

A partir du début des années 90, la libéralisation du secteur de l'électricité a donc été amorcée en Europe, en commençant par plusieurs états pionniers comme le Royaume-Uni, la Norvège et la Suède (Joskow, 2008).

Dans un second temps, des pays européens comme l'Allemagne ou l'Espagne ont entamé des réformes concurrentielles à partir de 1998, tout en conservant dans leurs mises en place certaines spécificités prévues par la directive susmentionnée (Glachant, 2000).

En France, la libéralisation a commencé en 1999 pour s'achever en 2007. En effet en février 1999, on note une première possibilité de choisir librement leur fournisseur pour les entreprises électro-intensives (consommant plus de 100 GWh). Cette contrainte de seuil a diminué progressivement pour que toutes les entreprises puissent y avoir accès à partir de février 2003 (Defeuilley, 2011). La séparation officielle des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture de l'énergie a été rendue effective à partir d'août 2004. Enfin, comme pour le reste de l'Europe, à partir de la fin 2007, toute la production électrique fut donc soumise aux dispositions du marché de gros : tout l'accès aux systèmes de transmission et de distribution a pris la forme d'un accès réglementé par des tiers et tous les clients de détail pouvaient désormais choisir leur fournisseur, lequel fournisseur évolue dans un cadre de concurrence (Roques, 2020).

1.1.1 Enjeux et caractéristiques spécifiques du secteur électrique

La gestion d'un système électrique, quel que soit le mode de gouvernance décidé, se doit tout d'abord de composer avec les caractéristiques techniques indispensables à son bon fonctionnement. De ce fait la libéralisation du secteur électrique, pouvant être définie comme le remplacement total ou partiel

du « contrôle-commande » centralisé d'une entreprise liée à des mécanismes de marché, fut rendue plus complexe que pour une commodité « classique » (Saguan 2007).

En effet, certains aspects techniques sont ainsi communs à tous les systèmes électriques sans distinctions selon les modes de gestion des systèmes.

Tout d'abord, le « produit » électricité comporte plusieurs spécificités :

- *Non stockabilité* : la production d'électricité est considérée comme non stockable en grande quantité et à des coûts abordables,
- *Équilibre en temps réel entre l'offre et la demande* : en raison des contraintes de fréquence et de stabilité, l'équilibre production/consommation doit être assuré à tout moment. Un déséquilibre durable entre les deux peut provoquer des fortes variations de fréquence et déclencher la protection des composants du système allant jusqu' à un "black-out",
- *L'électricité n'est qu'un flux* : un flux électrique est généré par l'électricité dynamique et les charges électriques se déplacent dans un matériau conducteur : les « actifs du réseau ». Sans « actifs de réseau », l'électricité produite ne peut pas être utilisée par les utilisateurs finaux,
- *Les flux électriques sur un réseau ne sont pas complètement contrôlables (lois de Kirchhoff) et doivent respecter les contraintes physiques des infrastructures.*

Ces caractéristiques principales, spécifiques à l'électricité impliquent une coordination nécessaire entre les quatre principaux éléments de la chaîne de valeur du système électrique qui sont :

La production : les actifs de production d'électricité sont des technologies qui permettent de transformer une source d'énergie primaire en énergie électrique qui peut être injectée dans un réseau.

Il existe différentes familles d'actifs de production d'électricité en fonction de leur technologie de transformation des sources d'énergie primaire :

- Les centrales thermiques,
- Les centrales nucléaires,
- Les centrales hydrauliques,
- Les centrales éoliennes,
- Les centrales photovoltaïques.

La consommation étant quasiment inélastique et difficilement gérable en temps réel, la production doit être flexible pour répondre à la première exigence d'équilibre en temps réel entre production et

consommation. Cette flexibilité implique une adaptabilité (à la hausse comme à la baisse) de la puissance injectée par les actifs de production sur le réseau.

D'un point de vue économique, les centrales électriques sont caractérisées, pour la majorité d'entre elles, comme des actifs à forte intensité capitalistique. En effet, elles comportent des coûts moyens typiques qui peuvent être deux fois supérieurs aux coûts variables, ainsi que des coûts fixes durables, de l'ordre de 30 à 50 ans (Newbery 2006).¹

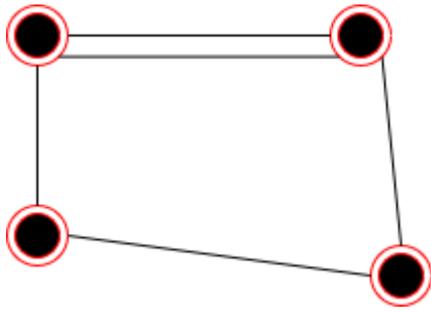
Le transport :

L'électricité peut être transportée facilement et rapidement grâce aux actifs du réseau. Les lignes électriques du réseau de transport acheminent l'électricité de la centrale de production au réseau de distribution (interfacé par les postes de transformation). Le transport de l'électricité à l'échelle nationale est principalement assuré à très haute tension² (400 000 volts) par des lignes aériennes. A l'échelle régionale ou locale, le transport est assuré en haute tension (principalement 225 000 et 63 000 volts) par des lignes qui peuvent être enterrées ou aériennes. L'utilisation de la très haute tension permet de limiter les pertes en ligne dues à l'effet Joule (dégagement de chaleur) ou aux effets électromagnétiques (effets captifs entre la ligne et le sol). Les pertes d'énergie dans les lignes à haute tension sont proportionnelles aux distances parcourues par le courant électrique.

Enfin, les réseaux de transport ont été développés sur une structure « maillée » en respectant un critère de sécurité n-1* pour assurer la continuité de l'alimentation électrique en cas d'incident sur une ligne. La structure dite de N-1* assure, en cas d'incident sur le réseau via une ligne de transport qui devient inutilisable, la répartition de l'énergie qui y transite sur les lignes restantes en fonction de leur impédance, tout en assurant la continuité de l'alimentation électrique. En transport, la règle du N-1* « absolu » s'applique : la perte d'une ligne ne doit pas entraîner d'interruption de service pour les clients. Lorsque deux lignes à 400 kV sont sur le même support, il faut vérifier la règle N-2.

¹ Celles-ci comportent également de nombreuses caractéristiques particulières comme le coût de démarrage, les contraintes de puissance, etc...

² La tension représente la quantité de pression électrique qui pousse le courant dans les appareils électriques.



Graphique 1 : Développement maillé du réseau.

D'un point de vue économique, les actifs de transport d'électricité sont des actifs capitalo-intensifs. Du fait du coût important de développement (coûts fixes très importants), de leurs coûts d'opérations (coûts variables très faibles) et de la présence d'importantes économies d'échelles, le transport de l'électricité est considéré comme un « monopole naturel » (Lévêque, 2003). Dans une industrie, Un monopole naturel se justifie lorsque, compte tenu de coûts d'infrastructure élevés et autres barrières à l'entrée par rapport à la taille du marché, un opérateur unique garantit une plus grande efficacité de gestion de préférence à une situation de concurrence. Cela se produit fréquemment dans les industries où les coûts en capital prédominent, créant des économies d'échelle importantes par rapport à la taille du marché (Mosca, 2008).

La distribution :

Le réseau de distribution est raccordé au réseau de transport via les postes de transformation. Les réseaux de distribution sont chargés d'acheminer l'électricité directement aux consommateurs finaux.

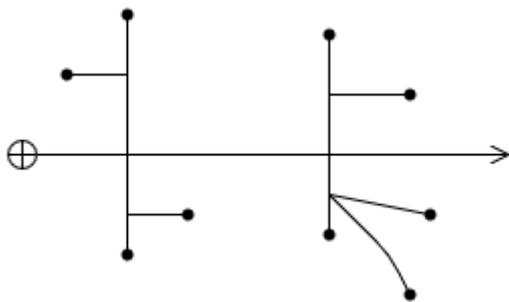
La frontière entre le transport et la distribution d'électricité (en termes de tension des réseaux) est différente selon les pays. Dans certains d'entre eux, la distribution intègre des lignes électriques d'une tension allant jusqu'à 110 000 volts, dans d'autres comme en France, le réseau de distribution considère uniquement les lignes électriques jusqu'à 20 000 volts.

Plus la tension est faible, plus la perte d'énergie unitaire augmente sur de courtes distances. Les réseaux de distribution comportent ainsi deux ou trois types de réseau selon les pays :

- Le réseau de répartition (entre 30 & 150 kV)
- Le réseau moyenne tension (3 à 33 kV)
- Le réseau basse tension (110 à 600V)

Une majorité des moyens de production d'électricité décentralisés (éoliennes, panneaux photovoltaïques chez les particuliers) sont directement raccordés au réseau de distribution et ne passent pas par le réseau de transport.

Si le réseau de répartition (en France couvert par le gestionnaire de réseau de transport) est développé suivant une structure maillée et les critères de sécurité N-1*, ce n'est pas le cas pour les deux autres réseaux sous la responsabilité du gestionnaire de réseau de distribution. En effet, les réseaux moyenne et basse tension ont très majoritairement une structure « arborescente » et ne sont ainsi pas dimensionnés en N-1*. En distribution, on « accepte » que l'apparition d'un défaut aboutisse à une coupure d'alimentation des clients mais l'objectif est, bien sûr, de les réalimenter au plus vite. Un défaut sur un départ HTA entraîne l'ouverture du disjoncteur au poste source et donc, la mise hors tension de tout le départ. Dans un premier temps, on remet sous tension les parties du réseau qui ne sont pas affectées par le défaut, en actionnant les Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT, qui sont en moyenne trois par départ). Puis une intervention sur place permet d'isoler au mieux la partie défectueuse en vue d'une réparation (Dutrieux, 2015).



Graphique 2 : Développement arborescent du réseau

D'un point de vue économique, la distribution d'électricité possède des caractéristiques économiques proches de celles du transport, ce qui en fait également un monopole naturel. En effet, les actifs de distribution, bien que moins volumineux et onéreux que ceux du transport, sont également caractérisés par des coûts fixes très élevés et des coûts opérationnels faibles. De ce fait, il ne serait pas dans l'intérêt général de dupliquer plusieurs réseaux et de les mettre en concurrence. Ce monopole est ainsi un monopole régulé, dont la gestion est contrôlée et objectivée par le régulateur national afin d'en assurer l'efficacité économique (Joskow, 2006a).

La consommation :

Enfin, une consommation d'électricité correspond à un appel de puissance active sur le réseau pendant une période déterminée. L'électricité est consommée par différents types de consommateurs : résidentiels, commerciaux et industriels.

D'un point de vue économique la consommation d'électricité présente trois caractéristiques principales :

- *Ses fortes fluctuations* : les consommations peuvent varier fortement au cours d'une journée, voire d'une heure, avec des périodes de "pointe",
- *La difficulté de la prévoir avec précision* : la demande est conditionnée par des micro et macro-usages, qui dépendent d'un nombre important de facteurs (e.g., température) et qui sont difficilement prévisibles,
- *Sa faible élasticité-prix, voire nulle* : cela implique que la consommation ne s'adapterait pas, à la suite d'un signal-prix, pour répondre à un moment de tension ou pour gérer des contraintes d'équilibre en temps réel. On dit que la demande n'est pas flexible.

Le bon fonctionnement du système électrique nécessite la coordination des quatre éléments principaux de la chaîne de valeur présentée ci-dessus (production, transport, distribution et consommation) et la prise en compte de leurs caractéristiques techniques et économiques. Ces prérequis sont les bases indispensables de n'importe quel mode de gestion. Nous verrons dans la section suivante, quelles ont été les motivations qui ont engendré l'évolution d'un système historiquement centralisé -pensé principalement pour la gestion centralisée des éléments présentés- à un système libéralisé et à une coordination via des marchés concurrentiels.

1.1.2 « Market-design » des marchés de l'électricité

Comme développé dans la section précédente, la conception des marchés électriques a été rendue complexe dans la mesure où elle devait à la fois respecter les caractéristiques techniques et économiques inhérentes à l'électricité, tout en assurant une allocation appropriée des ressources et l'efficacité économique du système (Brunekreeft et al., 2016). Ce n'est pas une tâche facile de définir les règles appropriées à un marché, celles qui alignent les incitations individuelles avec le bien-être social (Staropoli, 2011). Il est encore plus difficile de déterminer un « market-design » qui tienne compte des caractéristiques spécifiques de l'électricité.

Pour un produit classique comme une commodité, un marché unique sans règles particulières devrait suffire à remplacer le contrôle direct d'une entreprise intégrée et à assurer une répartition optimale des ressources. Mais dans le cas d'un produit complexe comme l'électricité, la coordination nécessaire ne sera efficace qu'en construisant un marché global composé de plusieurs sous-marchés ayant tous des caractéristiques spécifiques (Wilson 1998, Stoft 2002c).

La création et la mise en place de ces nouveaux marchés ont permis de mettre en avant une discipline en économie : l'économie du design. Selon Roth (2002), l'économie du design correspond à " *la partie de l'économie destinée à favoriser la conception et le maintien des marchés et autres institutions économiques* ". Le prix Nobel remarque également qu'avec le développement de nombreux marchés, la littérature économique doit proposer des clés non seulement pour analyser les marchés, mais aussi pour les concevoir. Il remarque en particulier que " *L'importance d'une bonne conception n'est nulle part mieux illustrée que dans un troisième ensemble de marchés dans lesquels les économistes ont joué un rôle, mais dans lesquels les politiciens et les régulateurs continuent également à être profondément impliqués, à savoir les marchés de l'énergie électrique* ", ce qui souligne l'intérêt d'étudier cette thématique.

Description du « market-design » européen de l'électricité

Décrire l'ensemble des marchés électriques, leurs enchevêtrements et leurs caractéristiques n'est pas chose aisée. Cette complexité provient principalement des non-convexités (immobilité de la production et de la transmission, économies d'échelle dans la production, non-linéarités dans la transmission...) mais aussi de la présence d'externalités (Wilson 1998).³

Afin d'analyser quels marchés ont été développés pour remplacer les actions de « contrôle-commande » et étudier au mieux les complexités décrites précédemment, nous considérerons le produit électricité comme la somme de ces trois composantes : l'énergie, le transport et les réserves (Wilson, 1998). L'analyse séparée de ces composantes permet également de visualiser les externalités et les caractéristiques de l'infrastructure des réseaux électriques (Saguan et al., 2009). Ces trois composantes sont complémentaires et toutes nécessaires pour constituer un produit final pour le consommateur (Saguan, 2007). En effet, si l'énergie est souvent considérée comme la seule composante, les contraintes physiques et technologiques du produit électricité rendent les deux modules complémentaires, indispensables. Pour concevoir le marché de l'électricité, "les complémentarités entre ces modules joueront un rôle important dans la conception du marché qui en résultera" (Roth, 2002).

Nous analyserons ici plus particulièrement les modules d'énergie et de transport.

³ Selon Pigou, l'externalité est présente lorsqu'il y a une divergence entre le coût privé et le coût social. Les externalités correspondent au fait qu'une action affecte le bien-être d'une autre personne sans recevoir ou payer de compensation pour cet effet.

Constructions des modules à terme

Module d'énergie

Il s'agit du module de marché qui permet aux acteurs d'échanger la composante principale de l'électricité : l'énergie. Nous nous focalisons ici sur le marché fonctionnant la veille du jour de livraison ou « J-1 ».⁴ Ce module de marché fournit des informations pour faciliter la coordination en donnant un signal approprié pour prendre des décisions de production et de consommation et il permet également aux acteurs d'équilibrer finement leur portefeuille.

De manière générale, la formation du prix sur un marché « J-1 » est basée sur une logique de « *ordre de mérite* » en valorisant uniquement l'énergie (marché « energy only »). En situation de concurrence parfaite, les acteurs sont "preneurs de prix" ainsi, pour maximiser leur profit, ils vont proposer leur production à leur coût marginal de production. Le prix sera fixé au coût marginal du dernier MWh sélectionné sur le marché. Cette situation permettra aux acteurs de percevoir une "rente infra-marginale". Pour permettre au dernier actif sélectionné de couvrir ses coûts fixes, il est nécessaire de considérer quelques heures par an de défaillance (avec la fixation d'un prix au « prix plafond », supérieur au coût marginal de production de l'unité la plus chère).⁵

⁴ Il est important de noter que le module d'énergie comprend plusieurs marchés avec des définitions temporelles différentes : des marchés à terme, au court terme avec le J-1 et même dans certains pays, le marché infra-journalier. Le principal marché en termes de volume d'échanges et le plus étudié est le marché J-1.

⁵ Le principe de formation de prix basé sur les coûts marginaux de production est connu comme « peak-load pricing » (Boiteux, 1960). Boiteux lui-même souligne qu'une rémunération fondée uniquement sur le coût marginal de production ne permet de rémunérer que les charges d'exploitation et non de couvrir les coûts fixes. Ce type de rémunération n'incite donc pas à l'investissement et est applicable, toujours selon Boiteux, "aux installations existantes mais ne peut à lui seul régir la politique d'investissement". Pour inciter à l'investissement et permettre de couvrir les coûts fixes de toutes les unités de production le prix doit être fixé à un niveau élevé « le price cap » pendant quelques heures de l'année (par exemple les heures de défaillance). En principe, si le « price cap » est bien dimensionné, cette situation permettra à tous les acteurs de percevoir une "rente infra-marginale" et de couvrir leurs coûts fixes.

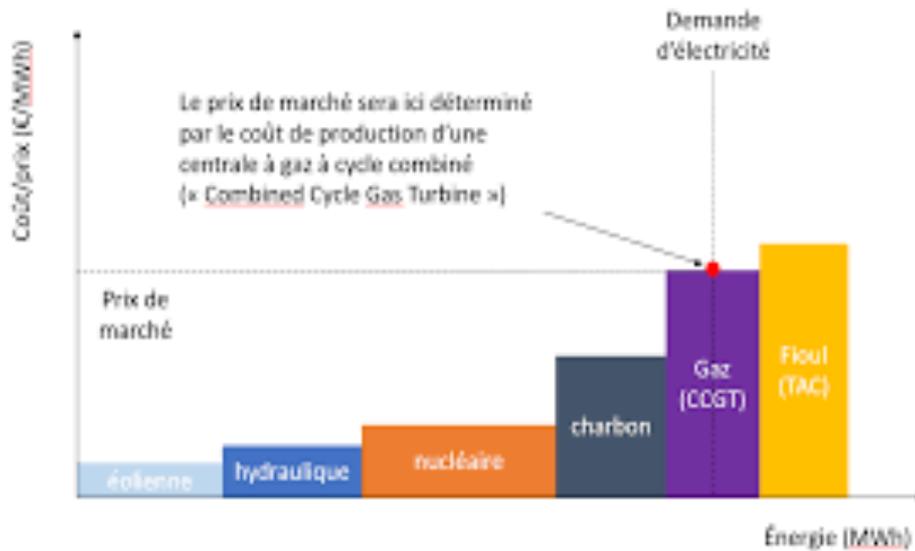


Figure 1 : Fonctionnement du marché spot de l'électricité⁶.

Nous considérerons les options de design du module d'énergie selon deux dimensions (Stoft 2002b, Saguan, Perez, and Glachant 2009).

1. **Centralisation.** Le premier point est de déterminer si *le marché sera centralisé autour des bourses d'électricité (ou marché du « pool ») ou s'il sera décentralisé avec des contrats bilatéraux* :
 - Le contrat bilatéral (ou contrat de gré à gré) est défini par une transaction directe entre l'acheteur et le vendeur sans utiliser les règles fixées par une autorité centralisée. Cela signifie que les vendeurs et les acheteurs concluent librement des contrats bilatéraux. Dans ce cadre la fixation du prix reste à déterminer entre les parties prenantes.
 - A l'opposé, un "marché centralisé" ou un "pool" est un modèle où les échanges se font par l'intermédiaire d'une entité de marché, qui centralise l'expression des besoins et de l'offre.
2. **Programmation des unités de production.** Le deuxième point sera de déterminer qui décide de la programmation ou « dispatch » des unités de production, avec un mode « self-dispatch » (le dispatch est déterminé par les exploitants des unités de production) ou un mode « central-dispatch » (le « dispatch » est déterminé par un acteur centralisé : le gestionnaire de réseau ou le gestionnaire de marché).

Module de transport

Le réseau de transport permet à la fois, de maintenir l'équilibre du système mais aussi de réaliser des économies d'échelle en regroupant de nombreuses sources de productions et soutirages et en

⁶ <https://lvsl.fr/le-marche-de-lelectricite-est-il-un-bon-outil-pour-la-transition-energetique/>

permettant par exemple, une gestion coordonnée des maintenances (Chao et al., 2000). Les capacités du réseau de transport sont des ressources rares, pour les utiliser de la manière la plus efficace possible il faut mettre en place des mécanismes de coordination et/ou de marchés. Le module de transport doit ainsi envoyer des signaux économiques permettant aux acteurs de prendre des décisions efficaces en tenant compte des contraintes de transport. Comme le souligne Saguan (2007), les signaux économiques qui en émanent doivent prendre en compte l'impact des décisions individuelles sur les autres utilisateurs du réseau, ce qui correspond à une internalisation des externalités.

Les options de design possibles sur le module de transport intègrent un aspect principal : le degré et la manière d'internalisation des externalités, notamment pour la gestion des congestions (Hogan 1995, Boisseleau 2004, Saguan, Perez, and Glachant 2009, Ahlqvist, Holmberg, and Tangerås 2018) :

- *La première possibilité correspond à l'internalisation des externalités via une tarification nodale* : Cela signifie : internaliser les externalités dans le prix de l'énergie, avec un prix différencié selon la localisation (Pérez-Arriaga and Olmos, 2005) . Dans le marché nodal, un prix de l'énergie est ainsi établi pour chaque nœud du réseau compte tenu des coûts de gestion du système en prenant en compte le coût des congestions et des pertes, ... Il s'agit d'un type d'organisation implicite, car l'allocation et la valorisation du bien "capacité de transport" se fait implicitement sur la base de l'offre et de la demande du bien "énergie" dans les différents lieux ou nœuds du réseau (Hogan 1998, Holmberg and Lazarczyk 2012). De ce fait, un acheteur ou producteur d'électricité paie ou reçoit directement, via le prix auquel il achète/vend l'énergie, les externalités que cette consommation/ production induit sur le réseau de transport. Néanmoins ce type de tarification implique une gestion centralisée et coordonnée du système.
- *La seconde possibilité correspond à un marché zonal et à une gestion ad-hoc des externalités sur le réseau* : dans un marché zonal le prix de l'énergie est déterminé à un niveau unique pour l'ensemble d'une zone de prix. Cette zone de prix est la même en référence à une « plaque de cuivre », ce qui signifie que le prix des offres d'énergie ne diffère ni en fonction de la distance ni en fonction de l'état du réseau. Lors de la participation au marché, les acteurs de marché considèrent uniquement les contraintes de réseaux entre les différentes zones. Le « merit-order » se fait donc sur l'ensemble des zones, en choisissant les centrales les plus économiques et en respectant uniquement les contraintes de transport entre les zones (Hansen and Percebois, 2010a). Dans ce cadre, les contraintes de transport internes à chaque zone ne sont pas prises en compte dans la tarification directe de l'électricité pour le vendeur ou l'acheteur mais traitées, dans un second temps, par l'opérateur de système utilisant des mesures de gestion à posteriori, notamment via le module de gestion en temps réel. Celles-ci peuvent prendre en temps réel deux

formes : un changement de la topologie du réseau via un report d'opération par exemple, ou une modification contrainte de production ou de consommation, via une hausse ou des écrêtements. Dans le long terme celles-ci consisteront en un renforcement des éléments du réseau (Hirth and Glismann, 2018)⁷. Le coût de gestion des contraintes sur le réseau de transport et notamment des mesures de gestion des congestions est donc réparti sur l'ensemble des acteurs, mais le gestionnaire de réseau ne tarifie pas directement le coût réel du comportement de chaque acteur sur le réseau.

Résumé de la construction historique des modules dans les principaux marchés européens

Comme décrit précédemment, les choix historiques de « market-design » en Europe ont fortement été guidés par la volonté d'implémenter au maximum la concurrence là où c'était possible.

- Pour le module énergie, en Europe la majorité des états a fait le choix d'opérer le module énergie via des marchés organisés avec un système de « self-dispatch » (à l'exception de l'Italie et de la Pologne). Ces marchés sont ainsi gérés par des opérateurs de marché tiers, sans lien avec les entreprises historiques intégrées afin d'éviter tout conflit d'intérêt. Néanmoins, l'approche mise en place par beaucoup relève plus d'une approche hybride, autorisant également la contractualisation bilatérale entre producteurs et fournisseurs d'électricité. De plus, ceux-ci ont ainsi souvent complété le module en J-1* avec un marché infra-journalier opérant jusqu'au délai de neutralisation, (une heure avant le temps réel) pour inciter les acteurs de marchés à s'équilibrer par eux-mêmes au maximum avant la « prise en main » des gestionnaires de réseau de transport.
- Concernant le design du module de transport, la majorité des états européens a fait le choix d'une tarification zonale sans internalisation directe des externalités réseaux (i.e des congestions) à l'intérieur des zones, assurant ainsi une gestion de ces congestions via des mesures relevant souvent du module du temps réel par l'opérateur du système, qui est historiquement en Europe, le gestionnaire du réseau de transport. Si le modèle nodal est particulièrement répandu aux Etats-Unis, ce n'est pas le cas dans la plupart des pays européens. Ce choix de cadre nodal n'a pas été fait en Europe pour plusieurs raisons (Verhaeghe et al., 2018) : Tout d'abord, les opérateurs de réseaux, gestionnaires de programmes sur le système de pool/nodal étaient, pour la plupart, la propriété des opérateurs historiques, ce qui peut présenter un risque de conflit d'intérêts. De plus, le système nodal est apparu complexe et a nécessité une profonde adaptation de la stratégie, ainsi que la création

⁷ Nous rentrerons plus en détails sur le type de mesures possibles au sein du chapitre 3.

d'outils de couverture. La crainte d'une faible liquidité sur certaines zones, qui peut créer un éventuel pouvoir de marché, a également été une motivation. L'incompatibilité avec la politique publique d'égalisation des prix, qui permet à tous les consommateurs de payer la « même électricité » quelle que soit sa localisation (i.e péréquation tarifaire), a également été complexe à gérer. Enfin, le faible volume de congestion à l'intérieur des États lorsque le mécanisme a été créé, a également été un point important.

- Pour le module de réserve, la plupart des pays européens ont choisi une approche mixte via des appels d'offres hebdomadaires réalisés conjointement par les opérateurs de système (i.e qui sont en Europe les gestionnaires de transport) pour les réserves primaires, et une gestion nationale unique pour la réserve secondaire avec des obligations de participation.⁸
- Enfin, la gestion du module temps réel a été confiée aux gestionnaires de réseaux via des marchés d'ajustement et par le biais d'une tarification zonale. Ceux-ci sont chargés, en temps réel, de solutionner physiquement l'ensemble des déséquilibres apparaissant au sein du système, mais également les congestions réseaux apparaissant sur une même « zone ». Ils effectuent ainsi des actions correctrices qui n'impliquent pas une modification contrainte (non compensée) du comportement des participants au marché et dont le coût est fréquemment in-fine socialisé sur l'ensemble des participants.

• ⁸ On le retrouve notamment entre les opérateurs allemands, autrichiens, belges, suisses, néerlandais et français. La réserve secondaire est, quant à elle, gérée uniquement au niveau national. En France par exemple, l'ensemble des groupes de production de plus de 120 MW ont l'obligation d'y participer. La contractualisation se fait directement entre l'opérateur de réseau et le producteur et est rémunérée à un prix régulé.

Modules	<i>Possibilités</i>	<i>Choix historique des principaux pays européens</i>
Énergie à terme	Centralisé autour d'un marché Contrats bilatéraux	Centralisé autour d'un marché (avec possibilité de contrats bilatéraux)
	Self-dispatch Central-dispatch	Self-dispatch
Transport à terme	Internalisation des externalités (tarification nodale) Pas d'internalisation des externalités (tarification zonale)	Pas d'internalisation des externalités et gestion ad-hoc des congestion (tarification zonale)
Réserves à terme	Souscription par marchés organisés Souscription par contrats bilatéraux	Approche mixte
Temps réel	Marché du temps réel Mécanisme d'ajustement	Mécanisme d'ajustement
	Internalisation des externalités (tarification nodale) Pas d'internalisation des externalités et gestion ad-hoc des congestion (tarification zonale)	Pas d'internalisation des externalités et gestion ad-hoc des congestion (tarification zonale)

Tableau 1 : Illustration des principales divergences de « market-design » et des choix réalisés en Europe

1.1.3 Modification du « market-design » au fil du temps

L'électricité n'est pas un produit comme les autres. L'électricité est considérée comme un produit essentiel, ce qui implique que le « produit électricité » est souvent au cœur des questions politiques et sociétales. Pour atteindre et réaliser ces objectifs, la conception et la construction des modules précédemment définis ont été modifiées au fil du temps.

Comme nous l'avons expliqué, la conception des modules a été choisie pour trouver un équilibre entre l'efficacité économique, en mettant en place autant que possible la concurrence, et les contraintes techniques en assurant la sécurité du système.

Au cours de la libéralisation, le gouvernement a perdu sa "capacité directe" de procéder à des ajustements sur l'approvisionnement en électricité.⁹ Cependant, le gouvernement peut imposer des ajustements socialement souhaitables à l'entreprise publique, ce qui constitue un avantage important de la propriété publique, alors qu'il doit négocier avec une entreprise privée (Laffont and Tirole, 1991).

⁹ En effet bien que le code de l'électricité permette toujours d'exercer une influence aux États notamment celle de déterminer les technologies éligibles, celui-ci n'est plus directement producteur d'électricité comme au temps du monopole verticalement intégré.

L'évolution du paysage politique et sociétal nécessite une adaptation de la conception du marché de l'électricité. Comme le souligne Roques (2020) après avoir, dans un premier temps, essayé de développer des règles communes pour assurer autant que possible la concurrence dans le secteur de l'électricité, à partir du milieu des années 2000 nous avons noté des interventions publiques croissantes des différents États pour répondre à différentes problématiques.

Roques and Finon (2017) soulignent deux problèmes principaux qui ont poussé à modifier la conception du marché : la modification en réponse aux problèmes environnementaux et aux défis du changement climatique et la modification pour répondre à la question de la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

Ils précisent également que l'évolution des objectifs des décideurs politiques a conduit à un patchwork de conceptions de marchés « hybrides » en Europe. Ces marchés sont ainsi des composites des modules historiques pour assurer la concurrence et des interventions étatiques plus directes.

Modification pour répondre à la question environnementale

Depuis le milieu des années 2000, la problématique de la décarbonation de la production d'électricité est devenue un enjeu important pour les États membres de l'UE : Les dirigeants de l'UE ont fixé en mars 2007 une série d'objectifs pour une économie à faible émission de carbone, qui ont été mis en œuvre par le biais d'une série de directives en 2009 souvent appelées "paquet climat et énergie". Ces objectifs, connus sous le nom d'objectifs "20-20-20", fixent trois objectifs clés pour 2020 : i) une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE par rapport aux niveaux de 1990 ; ii) l'augmentation de la part de la consommation d'énergie de l'UE produite à partir de ressources renouvelables à 20 % ; iii) une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de l'UE. Dans le cadre des discussions de 2011 sur une feuille de route pour 2050, les dirigeants européens se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'Europe de 80 à 95 % par rapport aux niveaux de 1990.

Pour répondre à cet enjeu environnemental, quatre grandes évolutions de la conception du marché ont eu lieu :

- La mise en place de tarifs de rachat pour les sources d'énergie renouvelables,
- La mise aux enchères pour l'attribution de contrats d'achat à long terme pour les sources d'énergie renouvelables,
- La mise en place d'un marché carbone (ETS CO₂),
- L'obligation de certificats d'énergie renouvelable.

Ces évolutions se produisent à côté du marché historique et s'ajoutent aux composantes historiques du « market-design ». Dans Roques and Finon (2017), les auteurs font référence au module de décarbonisation des énergies renouvelables. Le développement de ce module de décarbonisation des sources d'énergies renouvelables (SER) a été motivé par trois éléments principaux : le premier est que les technologies SER ne sont pas entièrement matures, ce qui aurait un impact sur les décisions et les comportements des investisseurs. Le deuxième est que les technologies SER sont des technologies à forte intensité de capital, ce qui ajoute un risque d'exposition totale au risque du marché. Enfin, le signal du prix du carbone, qui a été développé en Europe en ajoutant un prix virtuel au gaz carbonique produit par les centrales électriques conventionnelles, ne crée pas d'incitation suffisamment forte pour les investisseurs.

Modification de la réponse à la question de la sécurité de l'approvisionnement

Plusieurs problématiques ont été identifiées avec l'organisation historique du marché de l'électricité pour la sécurité d'approvisionnement :

- La première est celle du « missing-money » (Joskow 2006, Vassilopoulos 2007). Le « missing-money » définirait l'écart entre les revenus que les investisseurs tirent des marchés de l'énergie et les coûts d'investissement et d'exploitation (Newbery, 2016). Ce « missing-money » est particulièrement important en raison des caractéristiques spécifiques du système électrique. En premier lieu, certains actifs nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement ne sont pas utilisés pendant une grande majorité de l'année et ne reçoivent aucune rémunération. En second lieu, la capacité de production disponible pour fournir de l'énergie doit toujours être supérieure à la demande à tout moment afin de disposer de réserves. En troisième lieu, diverses règles administratives ne permettraient pas au marché pur de rémunérer suffisamment les actifs de pointe, par exemple quand le prix est plafonné au coût marginal de la pointe. Enfin, la fiabilité du système électrique est un bien public et l'on ne peut donc pas attendre du marché qu'il fournisse le niveau de fiabilité efficace.
- La deuxième est l'aversion au risque des investisseurs dont l'investissement est basé sur des prix de rareté. En effet, les investisseurs en source d'électricité ne peuvent pas être considérés comme neutres au risque et ainsi prendre une décision uniquement basée sur la moyenne probable de leurs rentabilités sur la durée de vie de leurs actifs (souvent supérieure à 20 ans). Ceux-ci vont fréquemment être considérés comme averses au risque et ainsi, être sensibles à l'imprévisibilité des pics de prix sur les marchés court-termes et donc aux rentes infra-marginales associées. La difficulté de couvrir ou de transférer ce risque sur une base à long terme, en raison de l'absence de liquidité pour les marchés à terme, a un impact direct sur

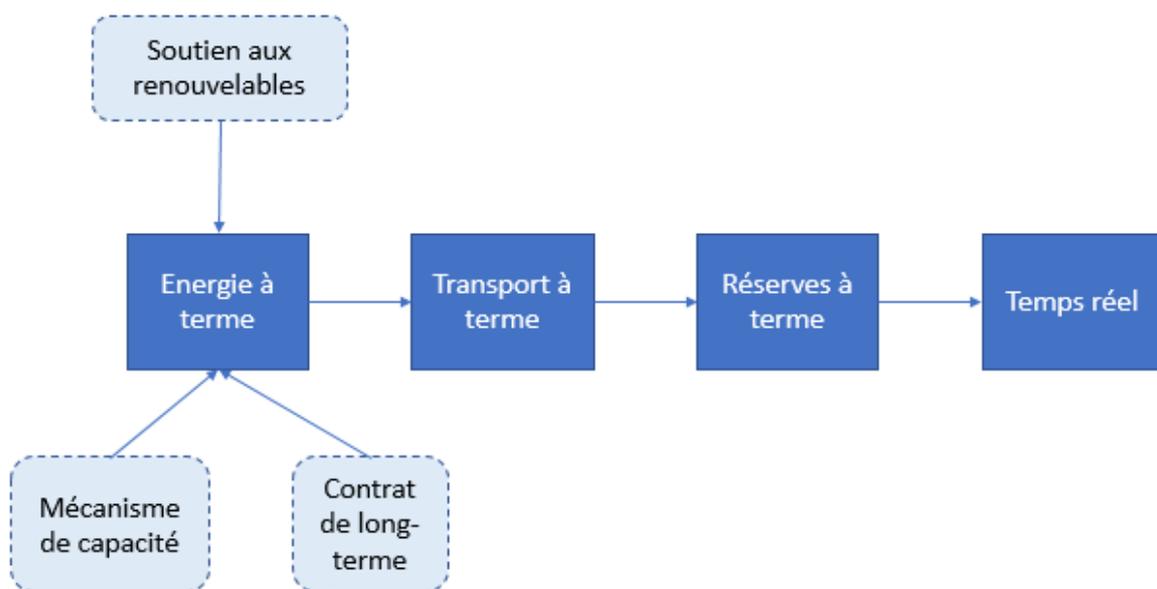
l'investissement et sur la sécurité d'approvisionnement (De Vries 2007, Finon 2008, Keppler 2017).

- Enfin, le troisième est le risque du pouvoir de marché et son contrôle. En effet, puisque leurs rémunérations seront principalement basées sur les périodes pendant lesquelles il y a une rareté sur la fourniture d'énergie (i.e un manque d'énergie par rapport à la demande), les acteurs seront incités à multiplier ces situations.

Pour répondre à la sécurité d'approvisionnement, les deux principales évolutions du « market-design » ont été : la création de marché de capacité et le développement des contrats de long terme.

Selon Cramton (2017a) le marché de capacité peut " servir de police d'assurance et de dispositif de coordination pour mieux optimiser les investissements, à la fois dans le temps et dans l'espace ".

Le module de contrat à long terme proposerait une solution de couverture du risque à long terme pour les investisseurs dans les centrales électriques.



Graphique 3 : Nouveaux modules du « market-design » des marchés électriques (Roques and Finon, 2017)

Actuellement, l'une des évolutions majeures qui modifie le paysage du système électrique et amène à une évolution du « market-design » historique est l'émergence d'une part importante de ressources décentralisées.

1.2. Nouvelle évolution du paysage électrique : la décentralisation des ressources

1.2.1 La décentralisation : un vaste sujet

La décentralisation du système électrique est un vaste sujet qui peut englober plusieurs thèmes.

Comme le notifie Funcke and Ruppert-winkel (2020), la littérature n'a pas fourni pour l'instant de définition claire, commune et consensuelle de la décentralisation des ressources électriques. Néanmoins Funcke and Bauknecht (2016) proposent une première caractérisation pour déterminer si un actif est centralisé ou décentralisé en fonction de quatre aspects : la localisation, la proximité des actifs, la flexibilité et la contrôlabilité.

Tout d'abord, selon Funcke and Bauknecht (2016), la localisation correspond au niveau de tension auquel est raccordé l'actif. Ainsi un actif dit « centralisé » sera connecté au réseau de transport, alors qu'un actif décentralisé sera directement raccordé au réseau de distribution ou chez un consommateur. Pour la proximité des actifs, le critère sera l'éloignement entre les zones de production et de consommation. Des ressources proches des centres de consommation seront considérées comme décentralisées alors que des ressources proches de grosses sources de production seront considérées comme centralisées. Pour la flexibilité, le critère selon eux, sera le mode de gestion de l'équilibrage de l'actif. Si celui-ci est réalisé via la gestion de la demande ou des ressources distribuées raccordées au gestionnaire de réseau de distribution, on considérera l'actif comme décentralisé alors que, si l'équilibrage est géré via des actifs raccordés au réseau de transport, on le considérera comme centralisé. Enfin, la contrôlabilité correspond à l'acteur qui aura la main sur l'actif. Si celui-ci est géré par le gestionnaire de réseau de distribution et coordonné via des marchés régionaux ou locaux celui-ci sera considéré comme décentralisé. En revanche, si l'actif est géré par le gestionnaire de réseau de transport et coordonné via les marchés de gros, celui-ci sera considéré comme centralisé.

Dans le paysage électrique, plusieurs motivations ont été mises en avant pour la décentralisation (Burger *et al.*, 2018, Brunekreeft, Buchmann and Meyer, 2016, MIT 2016). Nous nous concentrerons ici sur les quatre principales :

- Le développement des énergies renouvelables : motivations politiques et diminution du coût,
- l'évolution des usages,
- L'émergence du stockage décentralisé,

- La velléité des consommateurs d'une consommation « locale » de l'électricité.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous concentrerons sur l'impact de la décentralisation sur la gestion des réseaux, en particulier sur les réseaux de distribution.

1.2.2 Vecteurs de la décentralisation des ressources électriques

Nous nous intéressons tout d'abord aux vecteurs principaux qui engendrent le développement de ces nombreuses ressources décentralisées.

Développement des sources de productions renouvelables décentralisées

Comme explicité précédemment dans la section concernant l'évolution du « market-design » poussée par les objectifs politiques de transitions énergétiques, les sources de production renouvelables se développent et continueront de le faire massivement lors des prochaines années. En effet, le secteur électrique devrait être le premier à atteindre la neutralité carbone en se basant de manière importante sur le développement massif de capacité de production renouvelable.

La production d'électricité est actuellement une source majeure de production de CO₂. Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 2017, 13 603 MT de CO₂ ont été générées pour la production d'électricité et de chaleur soit, plus de 41% de l'ensemble des émissions. Ceci s'explique principalement par le fait que le gaz et le charbon restent les deux sources principales de production d'électricité et que la production d'électricité due à des centrales émettrices de CO₂ (charbon, gaz ou pétrole) représentait encore en 2017 plus de 65% de la production d'électricité dans le monde.

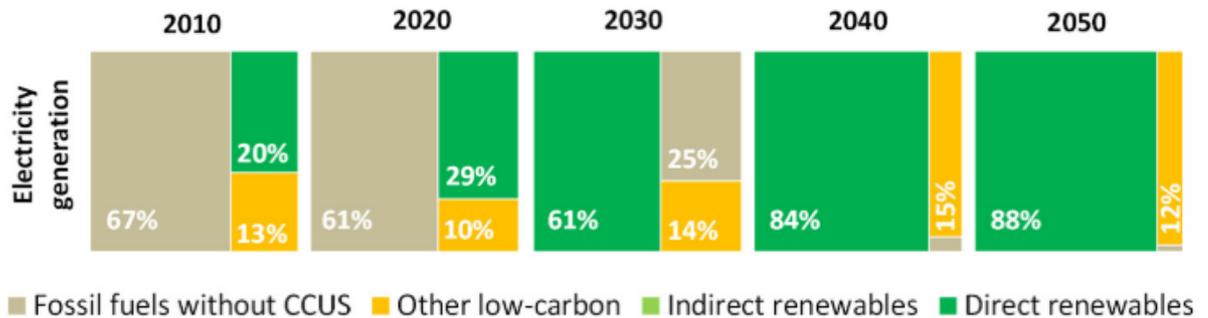
Le paquet énergie propre adopté en 2019 fixe de nouveaux objectifs pour l'UE à l'horizon 2030 (European Commission, 2019).

- Une réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990,
- Un objectif d'énergie renouvelable d'au moins 32 %,
- Un objectif d'efficacité énergétique d'au moins 32,5% - avec une possible révision à la hausse en 2023.

Le paquet « fit for 50 » en cours d'élaboration, pourrait fixer de nouveaux objectifs encore plus ambitieux (European Parliament, 2021).

A l'horizon 2050, au niveau mondial, une immense majorité de la production électrique devrait provenir des sources de production renouvelables. En effet selon le scénario Net Zéro de l'AIE, 61% de

la production d'électricité devrait provenir des sources de production renouvelables en 2030 et 88% en 2050.



Graphique 4 : Sources de productions d'électricité au fil du temps (International Energy Agency (IEA), 2021)

L'autre aspect important du développement des ressources décentralisées est la baisse importante du coût des sources de productions renouvelables.

Selon International Renewable Energy Agency, (2020a), "les coûts de l'électricité produite à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) à l'échelle industrielle ont chuté de 82 % entre 2010 et 2019, tandis que ceux de l'énergie solaire à concentration (CSP) ont chuté de 47 %, l'éolien terrestre de 39 % et l'éolien offshore de 29 %." Les énergies renouvelables deviennent ainsi de plus en plus compétitives par rapport aux centrales électriques historiques. Ils affirment également que "le remplacement de 500 gigawatts de centrales au charbon existantes (dont les coûts d'exploitation sont les plus élevés) par de nouvelles centrales solaires photovoltaïques et éoliennes terrestres pourrait : " réduire les coûts annuels du système jusqu'à 23 milliards de dollars par an ".

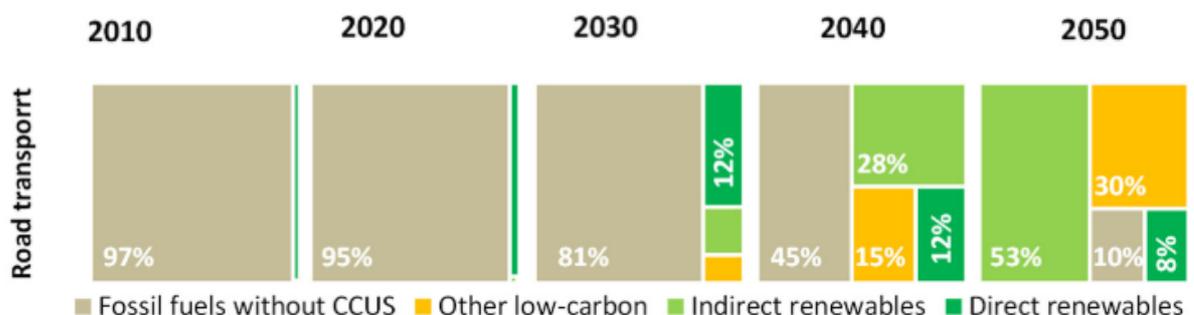
L'évolution des usages vers une électrification de ceux-ci

Un des autres aspect phare de la décentralisation des ressources électriques est l'électrification des usages. Les scénarios de décarbonation de l'économie des organismes tels le GIEC, prévoient tous une électrification des usages des consommateurs, tels que les véhicules ou encore le chauffage (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018). Comme le notifie le (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, 2018), pour maintenir le réchauffement climatique en dessous de 1,5 degré Celsius, " la décarbonation des utilisations finales, notamment par l'électrification « est un élément clé ». Celle-ci devrait constituer 20% de la réduction totale des émissions de gaz à effet de serre. (International Energy Agency (IEA), 2021)

Le premier secteur touché par l'électrification sera le secteur des transports via le développement des véhicules électriques. Selon l'International Energy Agency (IEA) (2020), en 2010, 17 000 véhicules

électriques étaient sur les routes du monde. En 2019, 7,2 millions de voitures électriques étaient sur les routes de la planète avec une croissance principalement soutenue par la Chine, l'Europe et les États-Unis avec une augmentation moyenne de 60% sur les cinq dernières années (2014-2019). La Chine est la première zone mondiale de développement des véhicules électriques avec un stock de 3,4 millions d'unités en 2019 (46% d'augmentation par rapport à l'année précédente). L'Europe, avec 1,7 million de voitures électriques, représentait 25% du stock mondial en 2019 et 1,5 million d'unités aux États-Unis en représentaient 20%.

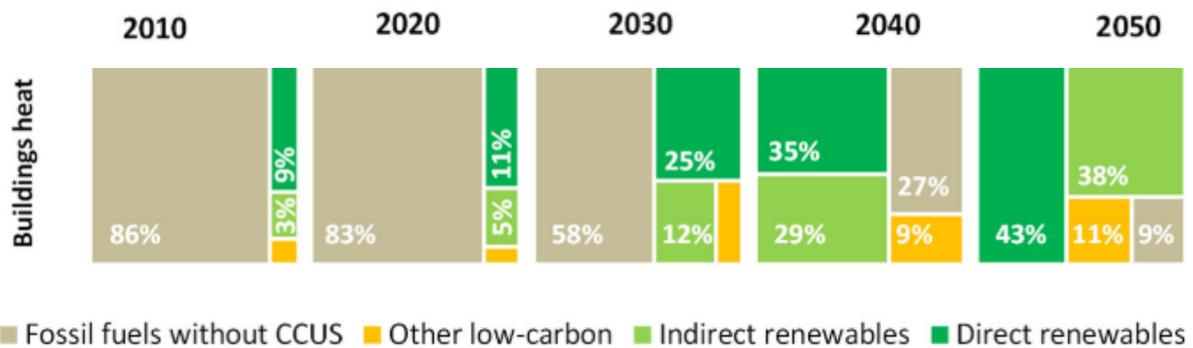
Dans leur publication "States policies Scenario" (International Energy Agency (IEA), 2020), leur principal scénario, fondé sur les mesures politiques existantes et annoncées, prévoit une "expansion d'environ 8 millions en 2019 à 50 millions en 2025 et près de 140 millions de véhicules en 2030, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen proche de 30%". Dans leur scénario de développement durable élaboré pour limiter l'augmentation de la température mondiale à moins de 1,7-1,8 degrés avec une probabilité de 66%, ils prévoient un "stock mondial de VE à 80 millions de véhicules en 2025 et 245 millions de véhicules en 2030". En France, Enedis, le principal gestionnaire de réseau de distribution, prévoit jusqu'à 7 millions de bornes de recharge pour véhicules électriques en 2030, et RTE prévoit entre 12 et 15 millions de véhicules électriques en 2040.



Graphique 5 : Part des véhicules électriques au fil du temps (International Energy Agency (IEA), 2021)

Le développement des pompes à chaleur jouera également un rôle dans l'électrification des usages. Aujourd'hui, la part des pompes à chaleur représente une faible part de la demande de chaleur résidentielle (environ 5% en 2019) mais on observe une augmentation importante principalement dans les nouvelles constructions. Aux États-Unis, par exemple, la part des ventes de pompes à chaleur dans les bâtiments nouvellement construits dépasse 40 % pour les habitations unifamiliales et avoisine les 50 % pour les nouveaux bâtiments multifamiliaux. (AIE (2020), Pompes à chaleur, AIE, Paris <https://www.iea.org/reports/heat-pumps>). Le marché de l'UE croît également chaque année avec environ 1,3 million de ménages ayant acheté une pompe à chaleur en 2018 et une croissance annuelle moyenne de 12% depuis 2015.

Selon le scénario Netzero de l'Agence Internationale de l'Énergie, les pompes à chaleur devraient passer de 7% de la demande énergétique pour le chauffage en 2020 à 20% en 2030 et 55% en 2050.



Graphique 6 : Sources de production de chauffage au fil du temps (International Energy Agency (IEA), 2021)

Développement du stockage décentralisé de l'électricité

Le développement de sources de stockage décentralisées va également accentuer les ressources disponibles et connectées au réseau de distribution. L'innovation dans le stockage de l'électricité est constante depuis quelques années. Selon (IEA, 2020), entre 2005 et 2018, l'activité de brevetage dans les batteries et autres technologies de stockage de l'électricité a augmenté à un taux annuel moyen de 14% dans le monde, soit quatre fois plus vite que la moyenne de tous les domaines technologiques.

Ici aussi, un facteur important de développement est lié à une baisse importante des prix des technologies distribuées et de stockage depuis plus d'une décennie (MIT, 2016). On constate qu'entre 2008 et 2015, le coût des batteries a diminué de 73% et celui des LED de 94%. Selon Curry (2017), les prix des batteries au lithium-ion ont chuté de 87 % entre 2010 et 2019, la moyenne pondérée en fonction du volume atteignant 156 \$/kWh. Mais malgré ces importantes baisses de coût, beaucoup de ces technologies ne sont pas encore compétitives et ont besoin de subventions pour être développées.

On constate qu'un nombre important de ces batteries seront développées de manière décentralisée. Selon OFATE (2020), à la fin de 2019, environ 180 000 systèmes de PV-batterie ont par exemple été installés en Allemagne, dont 55 000 seulement pour 2019. Cela représente une production de 1 400 MWh pour une capacité de 680 MW.

Selon MIT (2016), à ce jour aux États-Unis également, les projets de stockage d'énergie par batterie sont en grande partie situés dans les systèmes de distribution ou chez les clients, et ont une capacité moyenne d'environ 2,8 mégawatts (MW).

Nous nous intéresserons ici aux conséquences sur le système électrique, en termes de nouvelles problématiques mais également les nouvelles possibilités ouvertes via ce développement.

La volonté d'échanges locaux

Le développement de sources de productions décentralisées va pousser certains acteurs à ajouter une préférence « locale » dans leurs fournitures ou leurs échanges en électricité. En effet, le développement de communautés énergétiques locales ou d'échanges « peer-to-peer » traduit notamment un attrait spécifique des consommateurs pour une consommation d'électricité proche de chez eux (Zhang et al., 2017, LO3 Energy, 2019, Dudjak et al., 2021). Ces volontés sociétales, s'inscrivant dans des démarches plus générales que le secteur de l'électricité, vont ainsi modifier le « market-design » historique de l'électricité qui ne fournissait pas d'indication géographique précise au sein d'une même zone (France Stratégie, 2017, Schill et al., 2017). Le « market-design » va ainsi se diriger vers des « garanties d'origines » pour certifier la provenance de l'électricité. Même si en réalité il est impossible de savoir avec certitude d'où provient un électron dans le réseau, ces garanties d'origines doivent certifier un niveau de production égal à la consommation sur une période donnée. D'ores et déjà utilisée à la maille européenne notamment, la volonté de fourniture locale pourrait influencer sur une réduction de la maille géographique des garanties d'origines, pour coller à des visions départementales ou régionales par exemple.

1.2.3 Les implications en termes de « market-design »

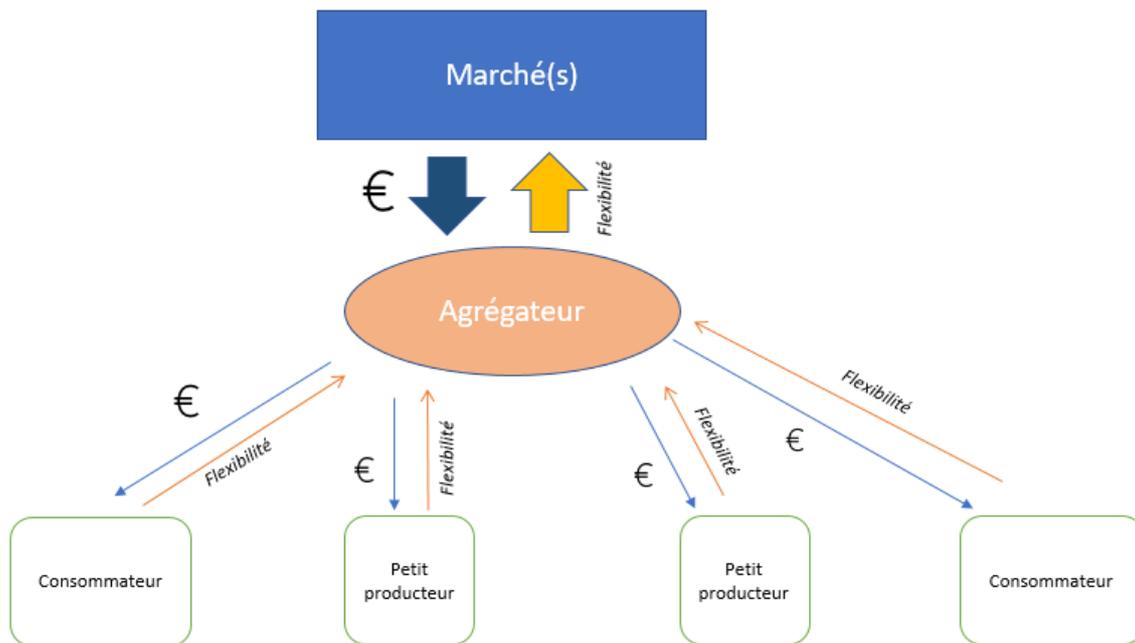
Cette section présente comment le « market-design » doit évoluer pour s'adapter aux évolutions présentées précédemment. Nous noterons notamment ici la participation des actifs raccordés au réseau de distribution aux marchés nationaux et l'apparition et la gestion des congestions sur les réseaux de distribution.

La participation des actifs raccordés au réseau de distribution aux marchés à la maille nationale

Le développement massif de sources de production de taille très réduite, de dimensions individuelles ou limités à quelques dizaines de kW, amènera à fournir de nouveaux types de services. Ces actifs pourront notamment participer à des marchés organisés à la maille nationale : ainsi le marché de gros d'électricité, le mécanisme de capacité, la contractualisation et les marchés des réserves etc. Dans la mesure où ces marchés n'ont pas été initialement conçus pour des actifs décentralisés, une adaptation des règles sera nécessaire.

Le développement d'un nombre très important de « petites » ressources va également amener à mieux intégrer l'agrégation de celles-ci dans les différents marchés. En effet, le rôle d'agrégateur, inexistant dans le « market-design » historique, deviendra prépondérant notamment pour mobiliser la participation d'un nombre important de petits consommateurs ou producteurs sur les marchés organisés à la maille nationale tels que les marchés des réserves. Ce rôle est également lié au développement de la digitalisation. La gestion de la consommation finale rendue possible par la digitalisation, avec une facilité de réponse aux signaux envoyés par un agrégateur ou par le marché en période de pointe ou de congestion, ouvre de nouvelles possibilités pour fournir de nouveaux services systèmes agrégés au gestionnaire de réseau.

Cette intégration accrue permettra également de donner accès à un panel de ressources plus large pour les besoins de flexibilités croissants du système.



Graphique 7 : Fonctionnement de l'agrégation

Apparition et gestion des congestions sur les réseaux de distribution

La littérature a déjà traité plusieurs aspects liés au développement des énergies renouvelables intermittentes. Nous nous concentrons sur l'apparition et la gestion des congestions sur les réseaux de distribution que celles-ci peuvent engendrer.

Le développement de ces sources d'énergie décentralisées aura principalement un impact sur le réseau de distribution :

- En France, 95 % des énergies renouvelables (EnR) sont raccordées au réseau de distribution. Quasi inexistantes en 2005, elles représentent en 2020 plus de 350 000 producteurs d'énergie solaire.
- En Allemagne, selon MIT (2016), 98 % de l'ensemble du solaire photovoltaïque - représentant près de 40 gigawatts de capacité installée - est connecté aux réseaux de distribution basse et moyenne tension et 85 % de la capacité solaire allemande est produite par des installations photovoltaïques d'une capacité inférieure à 1 mégawatt. Comme l'a remarqué Buchmann, (2019), il y a déjà plus d'actifs de production connectés au réseau de distribution (<90kV) qu'au réseau de transport (>100 kV).
- Au Royaume-Uni selon Joos and Staffell (2018), les réseaux de distribution jouent un rôle important dans le développement des ressources renouvelables. Ils constatent notamment que la plupart des parcs éoliens britanniques sont connectés au niveau de la distribution : 258 parcs de plus de 10 MW, contre 38 connectés au réseau de transport.
- Aux États-Unis, en 2014, environ 29 % des nouvelles additions de capacité d'énergie solaire étaient distribuées, constituant environ 8 % de toutes les additions de capacité de production américaines. En 2015, 41 % des nouvelles capacités de production d'énergie solaire aux États-Unis étaient distribuées, soit environ 11 % de toutes les capacités de production américaines (EIA 2016a). Par exemple, près d'un client sur cinq dans l'État américain d'Hawaï et une maison unifamiliale sur dix en Californie disposent désormais d'un système photovoltaïque en toiture.

RES development in Germany

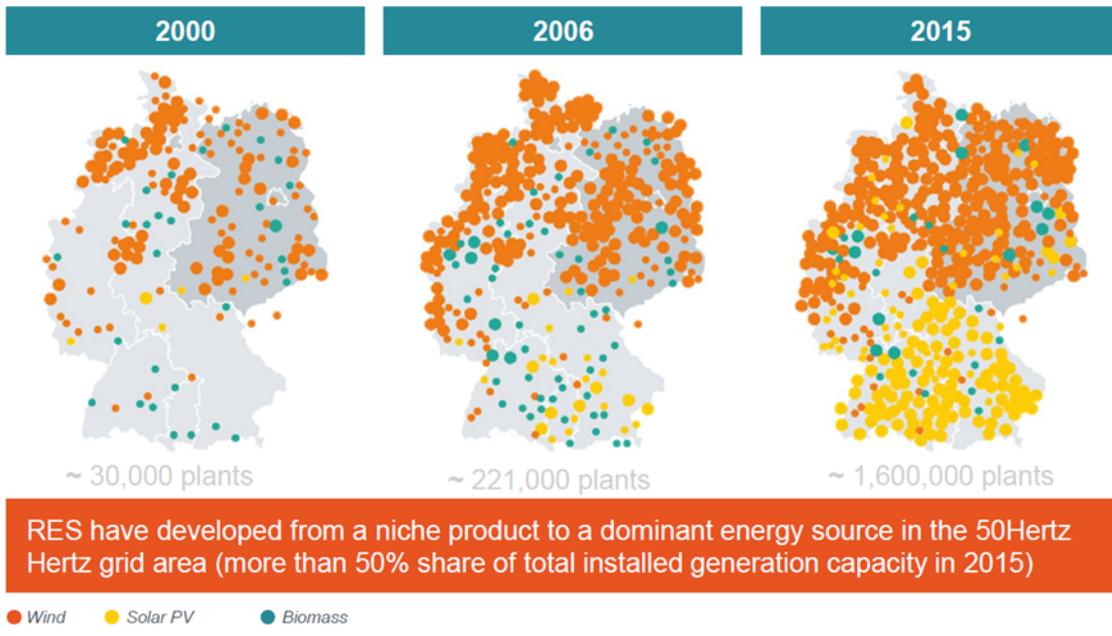


Figure 2 : Développement des sources de production renouvelables en Allemagne¹⁰

Le développement de la congestion à tous les niveaux du réseau s'explique par l'insertion massive de la production dans un court laps de temps, avec des actifs de réseau qui n'ont souvent pas pu être développés au niveau approprié. De plus, la plupart de cette production renouvelable a été directement connectée au réseau de distribution, historiquement construit pour répartir la consommation et non pour recevoir la production.

Les réseaux électriques doivent être exploités selon certains critères techniques afin de garantir un niveau de qualité de service adéquat. Dans ce cadre, deux types de contraintes doivent être surveillées dans un réseau :

- La contrainte d'intensité du courant, le courant circulant sur les lignes (câbles et transformateurs) doit être inférieur à l'intensité maximale supportée par ces composants du réseau,
- les contraintes de tension, le niveau de tension dans les différents nœuds du réseau doit rester dans des plages acceptables (Dutrieux et al., 2015).

¹⁰ Source "présentation 50 hertz" : The role of GRT to integrate Renewables in Germany

Dans le cadre de cette thèse on définit une congestion quand ces contraintes d'exploitation sont atteintes ou dépassées (voir illustration ci-dessous).

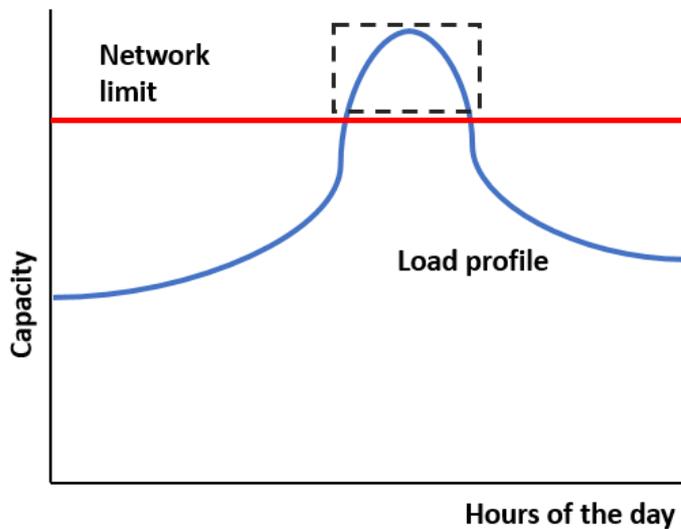


Figure 3 : Illustration congestion

Les injections (par exemple la production) et les soutirages (par exemple la consommation) sur le réseau vont modifier l'intensité du courant sur les différents composants du réseau et le niveau de tension sur les nœuds du réseau. On peut donc distinguer deux grands types de contraintes ou congestions :

- *Les contraintes de soutirage* : il s'agit des contraintes qui vont apparaître sur le réseau à la suite d'une augmentation du soutirage sur un nœud donné. Celle-ci peut être créée par une augmentation de la consommation ou par une modification des usages avec l'électrification de ceux-ci et l'utilisation par exemple de véhicules électriques ou de pompes à chaleur.
- *Les contraintes d'injection*, qui vont désigner les contraintes qui vont apparaître sur le réseau suite à une augmentation du niveau d'injection sur un nœud donné (Dutrieux, 2015). Celles-ci seront souvent créées par l'arrivée massive d'énergie renouvelable sur le réseau de distribution.

Les contraintes liées à l'injection sur le réseau de distribution émergeant directement des actifs décentralisés (sur un réseau historiquement non dimensionné pour ces usages) ont été remarquées par la littérature, notamment dans le cadre des pays comptant déjà un nombre important de ressources développées (Lopes *et al.*, 2007, Haque *et al.*, 2014, Schermeyer *et al.*, 2017). Lopes *et al.* (2007), soulignent le risque de congestion qui émergera avec l'augmentation des ressources décentralisées. Ils identifient quatre problèmes principaux qui sont "l'effet d'élévation de la tension", l'impact sur la "qualité de l'énergie", la "protection" et la "stabilité". Haque *et al.* (2014) présentent le fait que le flux d'énergie bidirectionnel sur le réseau de distribution, qui n'est pas historiquement

développé dans ce contexte, créerait un problème de congestion. Les auteurs notifient particulièrement que le fonctionnement historique du réseau de distribution comprend peu de flexibilité et de contrôlabilité. Schermeyer et al. (2017) fournissent une démonstration de l'augmentation de la congestion du réseau de distribution en Allemagne en raison des contraintes d'injection et expliquent que 86% de la réduction réalisée par les opérateurs de réseau pour résoudre la congestion est réalisée sur le réseau de distribution.

Les contraintes possibles provenant du surplus d'injections ont également été traitées. Richardson, Flynn and Keane, (2010), Richardson Flynn and Keane (2012) couvrent la congestion possible résultant du surplus de charge lié au développement massif des véhicules électriques, en particulier en considérant la décision autonome de la charge par les propriétaires de véhicules électriques. Ils soulignent la nécessité d'une coordination entre les charges et les décisions des acteurs sous peine de créer d'importantes congestions sur les réseaux de distribution.

Compte tenu de ces évolutions importantes et rapides sur les réseaux de distribution, des surcoûts de gestion et d'adaptation des réseaux dus à l'insertion massive d'actifs décentralisés ont été notifiés dans certains pays, (Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) 2016, Höfer and Madlener 2018, Carbon Trust and Imperial College 2016, BNetzA 2016, Casey, 2011). Le rapport Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) 2016) par exemple, souligne l'augmentation en termes de coûts d'investissements dans les réseaux liés à la transition énergétique, de 16 millions par an entre 2016 et 2023 à environ 56 millions entre 2031 et 2050. Pour les seuls Pays-Bas, il faudra 1,5 milliards d'euros d'investissement entre 2016 & 2050. Pour le cas de l'Allemagne, Höfer and Madlener (2018) ont réalisé un modèle de régression spatiale basé sur le cas allemand pour quantifier les différents effets régionaux du coût des EnR. Ils ont d'abord réalisé une régression « logit » pour évaluer l'impact des variables sur l'occurrence de la gestion de l'écrêtement (processus allemand de gestion de la congestion), puis ils ont réalisé une régression « logit » pour comprendre l'impact des variables d'identification sur la différence de coût entre les emplacements des actifs. En fusionnant les résultats sur 3 ans et 1111 sites, ils ont démontré que les coûts étaient très différents entre les zones, jusqu'à 1,56 % du coût par MW lorsque nous installons des EnR sur la moyenne tension et 1,46 % sur la haute tension. Nous observons également, sur BNetzA (2016), que le principal opérateur de réseau de distribution en Allemagne augmente significativement ces prévisions en termes de coût de développement sur son réseau, pour prévenir l'émergence possible de ces contraintes, de 6,6 milliards d'euros en 2014 à 11,1 milliards à partir de 2018 pour les dix prochaines années. Pour le Royaume-Uni, Carbon Trust and Imperial College (2016) montrent que si rien n'est fait pour permettre des utilisations flexibles, le surcoût pour le réseau anglais (distribution et transport) devrait être d'environ 9 milliards d'euros jusqu'en 2050, causé par l'émergence de nouvelles problématiques liées à l'augmentation de la production décentralisée. Ces

coûts seront notamment causés par la nécessité d'investir dans de nouveaux moyens de production de secours, avec une gestion du réseau plus coûteuse et l'impossibilité de reporter les investissements, d'où un risque élevé de faire face aux coûts accumulés. Dans un autre ordre d'idée, en Californie, le « Californian independent system operator » a estimé à 4,6 GW le besoin de nouvelle flexibilité dans le cadre du scénario de 33 % d'énergie renouvelable voté pour 2020 afin d'intégrer de nouvelles sources de production renouvelables (Casey, 2011).

1.3. L'évolution du « market-design » pour la gestion des congestions sur le réseau de distribution

Nous nous concentrerons au cours de cette thèse sur les possibilités fournies par le « market-design » permettant de solutionner les congestions émergentes sur le réseau de distribution. En effet, lors de la section précédente nous avons souligné le fait que le développement des ressources décentralisées pourrait engendrer de nouvelles congestions sur le réseau de distribution, historiquement non dimensionné pour ces usages, et ainsi nécessiter une évolution de ces modes de gestion des congestions ou des renforcements massifs de réseaux. Le « market-design » historique doit donc évoluer pour donner de nouvelles solutions au gestionnaire de réseau de distribution et permettre une intégration à moindre coût des ressources décentralisées.

1.3.1 De nouvelles possibilités pour la gestion des réseaux

Si le développement des actifs décentralisés est susceptible de créer de nouveaux problèmes, notamment des congestions dans les réseaux, il offre également de nouvelles sources de flexibilité aux opérateurs de réseaux (Villar et al., 2018).

Les actifs décentralisés deviendraient en effet un levier de flexibilité majeur pour le système et représenteraient un outil utile pour la gestion du réseau notamment, comme identifié par la littérature.

Nous nous concentrerons ici sur deux utilisations principales des actifs décentralisés pour la gestion de la congestion couverte par la littérature : la gestion à court terme et les mesures de « reprogrammation » et la gestion à long terme avec la possibilité de reporter ou d'éviter le renforcement du développement du réseau, dans un cadre notamment de besoin important et coûteux de ces renforcements et d'incertitude sur le développement réel et durable des congestions.

Les utilisations à court terme : le « redispatch » et l'écrêtement pour la gestion du réseau

La littérature a tout d'abord couvert le gain possible des actifs décentralisés pour fournir de nouvelles solutions flexibles pour les mesures de « redispatch » ou de reprogrammation (Paterakis, Erdinç and Catalão, 2017 Richardson and Flynn, 2011, Acha, Green and Shah, 2010, Reihani *et al.*, 2016) . En effet, l'augmentation de la gestion de la demande des consommateurs ou la modulation de la production, grâce à la digitalisation, peut permettre de fournir un nouveau service de flexibilité localisé sur le réseau, en particulier pour le réseau de distribution (Paterakis *et al.*, 2017).

La littérature a étudié comment l'utilisation intelligente des nouvelles flexibilités permettait une reprogrammation plus économique. Ci-dessous quelques illustrations :

- La pénétration croissante des pompes à chaleur, des véhicules électriques et la modulation éventuelle de l'énergie qu'ils stockent peuvent également participer à la gestion du réseau (Richardson and Flynn, 2011, Acha, Green and Shah, 2010). On estime par exemple que la flexibilité provenant du secteur industriel doublera en Allemagne entre 2010 et 2050,
- Au Royaume Uni, selon Piclo (2020) le développement de la flexibilité distribuée pourrait réduire l'investissement et l'utilisation de centrales de pointe coûteuses (~15 GW de réduction) pour des actions de «reprogrammation»,
- La modulation de la demande a également été étudiée via le développement des pompes à chaleur (Wiechmann, 2017). Celui-ci présente un projet développé en Allemagne nommé "Flexible power-to-heat" qui augmenterait les potentiels de flexibilité pour l'insertion des renouvelables. Ils développent un projet pilote avec 150 systèmes « power-to-heat » connectés à des compteurs intelligents et soulignent la possibilité d'atténuer la congestion émergente dans le réseau de distribution,
- Ghazvini *et al.* (2019) proposent un modèle où le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) met en œuvre des tarifs dynamiques et des tarifs de réseau basés sur la puissance quotidienne pour gérer les congestions induites par les VE et les pompes à chaleur. Leur étude de cas est fondée sur un système de distribution de 33 nœuds avec 706 clients résidentiels et souligne la possibilité d'atténuer considérablement les occurrences de surcharge dans les lignes de distribution,
- Enfin, Schermeyer *et al.* (2018) soulignent qu'un levier de flexibilité majeur pour assurer l'équilibre à court terme du réseau, émergera également de l'écrêtement des énergies renouvelables. Cette solution est déjà largement répandue pour la gestion de la congestion en Allemagne ou au Royaume-Uni. Reihani *et al.* (2016) développent également une méthode intelligente d'optimisation de la réponse à la demande qui permettra une plus grande

intégration de la production renouvelable, afin d'assurer la décarbonation de la production d'électricité sans créer de congestion dans le réseau.

Reporter ou éviter le renforcement du réseau

L'autre utilisation principale couverte par la littérature est la gestion à moyen ou long terme (sur plusieurs années) avec la possibilité d'éviter ou de reporter le développement coûteux du réseau. La flexibilité émergeant de sources décentralisées peut être utilisée comme alternative à ce renforcement du réseau et comme source de flexibilité à un niveau local (Ruz and Pollitt, 2016, Spiliotis, Ramos and Belmans, 2016, Esmat, Usaola and María Ángeles Moreno, 2018).

En cas de congestion, les opérateurs de réseaux feraient le choix de renforcer leur réseau, en augmentant le nombre et/ou la capacité des sous-stations ou des lignes à basse et moyenne tension. Mais l'extension et la construction de réseaux nécessitent des investissements élevés, qui doivent être réalisés sur un environnement incertain (Dutrieux, 2015). Les ouvrages ont une durée de vie de 40 ans et plus et la construction de nouveaux ouvrages peut augmenter considérablement la probabilité de faire face à des coûts échoués. Les délais de réalisation des ouvrages oscillent entre quelques mois et plusieurs années, le développement des réseaux doit donc être anticipé à moyen et long terme. De plus, l'acceptabilité des nouveaux ouvrages peut être de plus en plus limitée, ce qui peut retarder, voire annuler, certains investissements prévus.

Comme le soulignent Ruz and Pollitt (2016) les batteries électrochimiques peuvent rendre de multiples services au réseau, notamment pour soulager des congestions et pallier au renforcement de réseau dans certaines zones. Elles ont également atteint un niveau de maturité suffisant pour être exploitées commercialement et leur coût est en constante diminution. Ils notent qu'il y avait, à la fin du mois d'octobre 2015, 706 projets de batteries électrochimiques dans le monde, existants ou annoncés.

Enfin, la valeur peut également provenir de l'économie faite sur le développement de ressources thermiques de back-up (MIT, 2016). La valeur des ressources distribuées est d'éviter ou reporter le développement des sources de flexibilité thermique par exemple afin de maintenir l'équilibre local sur les réseaux.

1.3.2 Conséquences en matière de « market-design »

Pour ce qui est du « market-design », cette évolution du paysage électrique pourrait entraîner certaines modifications dans la construction historique des modules décrite dans la section 2 (Conejo and Sioshansi 2018, de Joode et al. 2009, Eicke, Khanna, and Hirth 2020).

Ajout d'une composante locale pour la gestion de la production proche du temps réel

Comme décrit précédemment, en général, le module historique d'énergie à terme et les marchés historiques de l'énergie qui le composent ont été développés en Europe en niant toute différence de valeur locale de l'énergie (i.e le principe de « plaque de cuivre ») sur une même zone, via la gestion ad-hoc des externalités par le gestionnaire de réseau de transport, sans internalisation de celles-ci dans le prix.

De ce fait, aucune incitation ou valorisation spécifique n'est produite en fonction de la localisation de l'actif de production ou de soutirage. Les externalités créées par le comportement des acteurs avaient donc été directement gérées par le gestionnaire de réseau de transport via des mesures correctives et notamment du « redispatching », sans directement inciter les acteurs à modifier leurs comportements pour s'adapter aux possibles contraintes réseaux.

Comme évoqué, avec la décentralisation croissante des ressources électriques, la stabilité des réseaux et le besoin de développement de ceux-ci formeront une problématique de plus en plus importante dans le paysage électrique futur. Pour limiter leur développement et assurer une optimisation proche de ces ressources et pour éviter des congestions réseaux, il pourrait être nécessaire de développer des incitations différenciées selon les localisations concernées. En effet, la décentralisation des actifs de production devrait contribuer à une augmentation de ces congestions et notamment sur le réseau de distribution sur lequel le gestionnaire de réseau de transport a un contrôle et une visibilité plus réduits (Cramton, 2019).

Ainsi, pour mobiliser toutes les possibilités des actifs décentralisés et donner des incitations spécifiques pour favoriser une « programmation » bénéfique au système en évitant et/ou solutionnant par exemple des nouvelles contraintes de plus en plus nombreuses sur le réseau de distribution, une valorisation différenciée selon la localisation peut émerger sur les marchés. De ce fait, la composante « énergie active » pourrait, sur certains marchés spécifiques, se voir complétée par un bonus/malus concernant la localisation de l'actif. Ces incitations peuvent prendre plusieurs formes, en empruntant plus ou moins la philosophie de la conception nodale de la gestion des congestions développée dans plusieurs états des États-Unis notamment. Les besoins d'évolutions du « market-design » pour répondre à la décentralisation, ont également été notifiés au sein de la littérature comme des défis importants (MIT, 2016, Lund *et al.*, 2015, Newbery *et al.*, 2018, Vogel, 2009). Newbery *et al.* (2018) expliquent également l'évolution de la conception du marché de l'électricité avec une part croissante de l'approvisionnement en énergie renouvelable. Les auteurs identifient l'émergence de la production distribuée comme une tendance majeure dans la connexion des énergies renouvelables en Europe, puis comme un défi majeur pour le marché européen de l'électricité. Dans leurs recommandations, ils préconisent notamment une meilleure façon de fournir une valeur de localisation.

Ajout d'une composante locale pour la gestion sur le long-terme pour les investissements

Pour encourager le développement de sources de flexibilité il pourrait également être nécessaire de faire évoluer les signaux pour produire des incitations spécifiques à l'investissement pour certaines localisations. En effet, selon la localisation et la situation du réseau, la flexibilité pouvant être fournie par les actifs existants peut être insuffisante pour couvrir les besoins.

A l'image des valorisations spécifiques pour les actifs assurant la sécurité d'approvisionnement (ex : marché de capacité), des investissements spécifiques en flexibilité pourraient ainsi permettre de ne pas effectuer de renforcements de réseau dans des zones pour lesquelles la capacité supplémentaire de réseau serait coûteuse et/ou peu utilisée. En effet, selon la logique économique, le renforcement du réseau doit être réalisé jusqu'à ce que son coût (marginal) égalise celui de la congestion (ou de la défaillance dans un cas extrême) (Rious, 2007). Dans un réseau arborescent comme le réseau de distribution (voir section 1), le développement d'une congestion peut entraîner plus facilement une défaillance que sur le réseau de transport (réseau maillé développé avec le critère de sécurité N-1*), ce qui peut engendrer un besoin d'autant plus important de développement d'actifs de réseau pour éviter ces rares congestions. Des incitations localisées à investir dans des solutions alternatives au renforcement du réseau, permettant d'identifier des poches spécifiques de valeurs, peuvent ainsi être ajoutées « au market-design » historique européen.

Pour les besoins de signaux d'investissement, Vogel (2009) a discuté de la complexité de fournir un signal d'investissement efficace pour la production distribuée. L'auteur signale en particulier la nécessité de développer un signal de prix supplémentaire pour assurer une intégration efficace de la production distribuée dans le réseau et un choix optimal pour la localisation de l'investissement. Mais l'auteur ne formule pas de recommandation en termes de solutions de marché.

Coordination entre plusieurs niveaux

Le « market-design » doit également permettre de mobiliser des ressources pour solutionner les contraintes émergentes sur le réseau de distribution, mais également permettre la coordination des acteurs sur plusieurs niveaux de tension. Comme présenté précédemment, les modules de transport destinés à solutionner les congestions réseaux, ainsi que le module temps réel pour l'équilibrage et la gestion des congestions proches du temps, ont été développés à la seule main du gestionnaire de réseau de transport par ailleurs également opérateur du système. Seul le gestionnaire de réseau de transport avait la possibilité de mobiliser des actifs flexibles raccordés sur son réseau pour assurer l'équilibre offre/demande et pour solutionner ses congestions, notamment via des actions de « redispatching » ou par le mécanisme d'ajustement. Les modes de gestion des congestions sur le

réseau de distribution étaient limités à des reconfigurations de réseau proches du temps réel ou à des développements de réseau, puisque celles-ci étaient nettement plus sporadiques. Le raccordement de plus en plus fréquent de ressources directement sur le réseau de distribution, ainsi que le développement de congestions réseaux sur celui-ci, vont nécessiter une coordination accrue liée au développement d'outils à destination direct du gestionnaire de réseau de distribution, possiblement en parallèle de ceux utilisés jusqu'alors par le gestionnaire de réseau de transport. L'option, conseillée par la commission européenne via la directive 35 du « Clean Energy Package », recommande que les gestionnaires de réseau de distribution « se procurent des services de flexibilité conformément à des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché, à moins que les autorités de régulation n'aient établi que la fourniture de ces services n'est pas économiquement efficace ou que cette fourniture entraînerait de graves distorsions du marché ou une augmentation de la congestion » (ENTSO-E et al., 2021; European Commission, 2019).

Le « market-design » historique peut ainsi créer deux principaux problèmes avec le paysage historique en termes de coordination :

- *Inefficience économique dans l'utilisation des ressources pour la gestion des congestions* : le développement des besoins du réseau de distribution peut ainsi l'amener à utiliser des actifs connectés à son réseau pour des actions de « redispatching » à l'image du gestionnaire de réseau de transport (Cossent, Gómez, and Frías 2009a, Ruester et al. 2014, Buchmann 2020). Dans ce cas, des situations peuvent apparaître dans lesquelles l'intérêt des gestionnaires de réseaux peut se porter sur la même ressource et ainsi créer une compétition pour son utilisation. Ce type de situation semble pertinente puisque, comme décrit précédemment, une grande majorité de ressources décentralisées se trouveront à présent connectées au réseau de distribution. Il sera donc nécessaire de créer un mécanisme de coordination permettant d'analyser où l'utilisation de la ressource de flexibilité peut générer le plus de valeur pour le bien-être général. Le « market-design », notamment via l'utilisation d'un marché mais pas uniquement, peut permettre de mettre en évidence les volontés de payer de chaque gestionnaire, qui doivent elle-même représenter la valeur pour la société de l'utilisation de cette ressource (Gerard et al., 2016).
- *Nouvelles problématiques techniques dues à l'utilisation d'une ressource créant une instabilité sur le réseau de l'autre gestionnaire* : la deuxième problématique qui peut apparaître viendrait de l'utilisation non coordonnée des ressources, notamment sur la possibilité que l'activation d'une ressource puisse perturber l'équilibre d'un gestionnaire de réseau. En effet, dans le cas où par exemple, un gestionnaire de réseau de transport aurait besoin d'une ressource raccordée au réseau de distribution pour un service de flexibilité, l'utilisation de celle-ci

pourrait créer une congestion directe sur le réseau de distribution (Gerard et al., 2018). Ces inefficacités peuvent d'autant plus apparaître en raison du fait que la vision de chacun des acteurs et la responsabilité de ceux-ci sur leurs réseaux respectifs est limitée. Le « market-design » devra donc apporter des solutions pour coordonner et assurer la gestion du réseau, en produisant des solutions alternatives à une solution « optimale » centralisée autour d'un acteur unique (voir précédemment) (Roos, 2017).

Dans ce cadre, le « market-design » historique doit évoluer pour assurer l'utilisation optimale des ressources pour solutionner les problématiques réseaux de deux acteurs tout en garantissant toujours l'équilibrage national.

Offrir de nouveaux services pour de nouveaux problèmes (meilleure intégration des sources de productions décentralisées et développement de l'agrégation)

Dans la mesure où les modules d'énergie, de transport et de réserves ont été pensés autour de sources de productions de taille conséquente et pour des besoins de volumes importants (comme l'équilibrage pour le GRT), des règles de marché historique peuvent exclure des ressources différentes sur ce marché. Mais, comme indiqué précédemment, de nouvelles problématiques vont émerger nécessitant de nouvelles réponses et de nouveaux produits pour les solutionner. Parallèlement des ressources différentes vont émerger et vont pouvoir rendre des services au système. Une valorisation de ces services de flexibilité émergents à destination du gestionnaire de réseau de distribution notamment n'a, de facto, pas été pensée par l'organisation des marchés historiques. Du fait de la conception des règles dans une réalité qui ne sera plus la norme, puisque les actifs de puissance importante et raccordés au réseau de transport deviendront minoritaires. L'importance grandissante du réseau de distribution et les risques croissants sur sa stabilité vont notamment inciter à penser à de nouveaux produits et à mobiliser de nouvelles ressources à cet effet.

1.4. Conclusion du chapitre

Les marchés électriques ont été développés à partir des années 1990 avec l'objectif de remplir les prérequis techniques du système électrique tout en incorporant de la concurrence là où ce fut jugé opportun.

Au fil du temps, pour répondre aux évolutions du paysage sociétal et des objectifs politiques, l'architecture de ces marchés a été amenée à évoluer. Les objectifs de transition énergétique via le développement des énergies renouvelables mais aussi l'inquiétude quant à la sécurité

d'approvisionnement à terme, ont conduit au développement de nouveaux modules de marché en parallèle des marchés « energy only », aboutissant ainsi à des marchés hybrides.

Actuellement une des évolutions majeures du système électrique est un développement massif de ressources décentralisées de petite taille directement connectées au réseau de distribution. Ces ressources proviendront notamment des ambitions de développement des énergies renouvelables qui seront en majorité connectées au réseau de distribution, de l'électrification des usages à l'image du transport ou des pompes à chaleur, ou encore du développement des capacités de stockage décentralisées.

Ce développement va s'accompagner de contraintes, telles que l'apparition de congestions sur le réseau de distribution, mais également le transfert d'une majorité des capacités de flexibilité sur le réseau et le périmètre du gestionnaire de réseau de distribution et hors du contrôle direct du gestionnaire de réseau de transport, garant de l'équilibre général.

Mais la décentralisation va également amener de nouvelles possibilités pour le système, via l'émergence d'un grand nombre de ressources potentiellement flexibles dans un contexte de hausse du besoin de flexibilité et par conséquent la possibilité de réduire le coût de développement des réseaux.

Afin d'extraire la valeur et l'utilité possibles de ces ressources, le « market-design » doit ainsi s'adapter et évoluer. Celui-ci devra notamment permettre de donner une valorisation locale pour la gestion de l'équilibre en temps réel ou pour les décisions d'investissement. Le « market-design » devra également permettre une coordination entre les différents acteurs, notamment les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour assurer le maintien de la sécurité du système. Enfin il devra s'adapter pour intégrer des services provenant d'actifs différents de ceux en place lors de la construction des marchés historiques.

Une solution émerge afin de répondre aux défis de « market-design » mis en avant et fera l'objet de notre revue littérature présentée dans la section suivante : le marché de flexibilité locale.

2. Marchés de flexibilité locale - Revue de littérature & problématique

Les congestions dans les réseaux de distribution, engendrées par l'insertion massive de ressources décentralisées et par les nouveaux usages de l'électricité, peuvent être gérées de différentes façons. Le CEER (2018) propose quatre grandes familles de mécanismes pour résoudre les congestions de réseau par le GRD :

- **Approche fondée sur les règles et les codes du réseau**, imposant des exigences lors de la construction ou de l'exploitation des actifs raccordés au réseau (par exemple, obligations imposées aux actifs « EnR » quant à la capacité technique d'écrêtement à la suite d'une demande du GRD/GRT),
- **Approche fondée sur les tarifs de réseau**, avec des structures tarifaires conçues pour encourager les utilisateurs du réseau à modifier leur comportement pour une utilisation plus efficace du réseau de distribution,
- **Approche fondée sur les conventions de raccordement** : au moment du raccordement, les nouveaux actifs acceptent des conditions « limitées » d'accès au réseau (par exemple, un accord de raccordement pour un nouveau parc éolien spécifiant un volume maximal d'écrêtement actionnable par le GRD en cas de congestion en contrepartie d'un coût de raccordement réduit),
- **Approche fondée sur un marché de flexibilité locale** : pour régler les congestions, les GRD peuvent se procurer explicitement de la flexibilité locale auprès des acteurs du marché. Cette flexibilité peut être obtenue par une négociation bilatérale directe avec les acteurs de marché ou via un mécanisme de marché proprement dit (appel d'offres, marché de court terme) en passant par une plateforme ou d'autres formes d'interfaces.

L'article 32 de la directive (2019/944) concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, qui fait partie du paquet "énergie propre", fixe de nouvelles exigences concernant l'utilisation de la flexibilité dans les réseaux de distribution et préconise une approche fondée sur un marché de flexibilité locale.

Dans cette section, nous allons développer une revue de la littérature sur les marchés de flexibilité locale. Le marché de flexibilité locale suscite de plus en plus d'intérêt comme nouvel outil de « market-design » pour résoudre les congestions (parmi d'autres aspects du réseau) dans le réseau de

distribution, mais aussi pour mobiliser la flexibilité située dans le réseau de distribution ou augmenter l'intégration des énergies renouvelables. Nous observerons comment le marché de flexibilité locale a été défini et les éléments qui ont été développés pour le concept théorique, notamment sur les options possibles de design de ces marchés. Nous porterons un intérêt particulier à la littérature qui a fait le lien entre l'investissement et le marché de flexibilité locale. Enfin, nous analyserons la littérature empirique concernant les marchés testés via des démonstrateurs ou des projets à taille réelle, et décrirons comment ceux-ci ont été étudiés jusqu'à présent.

2.1. Définition et diversité des designs possibles

Si le marché de flexibilité locale émerge comme une solution aux congestions émergentes sur le réseau de distribution, comment celui-ci se définit-il, comment se caractérise-t-il en termes de design et comment les choix de design sont-ils motivés en fonction des caractéristiques rencontrées localement ?

Le concept de « marché de flexibilité locale » peut correspondre à de nombreux usages. Celui-ci a notamment été défini dans Ramos et al. (2016a) comme la place de marché où ont lieu des actions commerciales à long ou court terme concernant une flexibilité située dans un emplacement géographique, un niveau de tension et un opérateur de système (GRD et GRT) spécifiques et où les participants du marché peuvent être agrégés pour fournir des services de flexibilité, engendrés par les conditions du réseau ou les besoins d'équilibrage. Dans cette définition générale, les auteurs donnent quatre objectifs principaux au marché de flexibilité locale :

- Équilibrer la demande locale,
- Optimiser les portefeuilles des agents du marché,
- Gérer les contraintes dans les réseaux de transmission et de distribution,
- Différer les investissements dans le réseau.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous concentrerons sur le marché de la flexibilité locale pour gérer les contraintes dans les différents réseaux (avec un accent particulier sur le réseau de distribution) et pour différer les investissements dans le réseau. En Europe actuellement, l'équilibrage entre l'offre et la demande (e.g., réglage de la fréquence, réserves, ajustement) et des portefeuilles des agents de marché (périmètre d'équilibre) se fait à la maille nationale. Un marché de flexibilité locale gérant ces

aspects fonctionnerait uniquement comme une interface avec les marchés organisés à la maille nationale.

Cette précision étant faite, nous pouvons maintenant définir plus précisément un marché de flexibilité locale. Il s'agit d'un marché où l'acheteur final (« final » pour laisser une place aux plateformes intermédiaires) est toujours le GRD/GRT. Le GRD/GRT achète de la flexibilité localisée dans des endroits du réseau bien précis afin de pouvoir gérer les congestions. Cette flexibilité peut être à la hausse (contraintes de soutirage) ou à la baisse (contraintes d'injection). Les opérateurs de flexibilité peuvent ainsi capter une valeur « réseau ».

En partant de cette définition générique, de nombreuses différences de design ont été soulignées dans la littérature pour décrire les concepts possibles de marchés locaux de flexibilités (Jin, Wu and Jia, 2020, Piao *et al.*, 2021, Gerard, Rivero Puente and Six, 2018, Roos, 2017, Esmat, Usaola and M^a Ángeles Moreno, 2018, Minniti *et al.*, 2018, Buchmann, 2019, Le Cadre, 2019, Dudjak *et al.*, 2021).

On notera trois différences principales concernant les « market-design » développés : les produits échangés et leurs temporalités, le rôle des participants et leurs coordinations et enfin l'adaptation des designs aux ressources décentralisées.

2.1.1 Produits échangés et temporalité

On remarque de nombreuses divergences dans les concepts de marchés locaux de flexibilités développés quant aux produits échangés et à la temporalité de ceux-ci.

En général, la mobilisation (ou l'activation dans le jargon) des flexibilités locales a lieu en temps réel. En revanche, deux options principales de design apparaissent concernant les produits échangés et la rémunération de la flexibilité : les designs basés uniquement sur le court terme (mobilisation, activation) et les designs comprenant en plus des contractualisations à moyen ou long terme pour réserver la flexibilité.

Ces deux grandes familles de designs ont été présentées dans la littérature.

- **Marchés de flexibilité locale court terme.** Olivella-Rosell et al. (2018) modélisent par exemple un marché de flexibilité locale à court terme, fonctionnant sur les échéances J-1 et infra-journalier.¹¹ Jin et al. (2020) passent en revue différents modèles de

¹¹ Par ailleurs, dans ce papier, le concept de feux tricolores est développé. Le fonctionnement du marché local LFM dépend de l'état du système (3 états possibles) : vert (LFM fonctionne librement), orange (GRD a la priorité) et rouge (GRD doit prendre le contrôle de l'opération LFM). La flexibilité non utilisée localement peut être proposée au GRT (qui ne fait pas partie du marché dans leur modèle) ou à d'autres marchés.

marché de flexibilité locale pour les GRD et les GRT, en ne considérant qu'une utilité à court terme pour le « dispatch » infra-journalier et en J-1. Les analyses effectuées dans le cadre du projet « SmartNet » utilisent comme base, des marchés évoluant après la fermeture du marché intra-journalier (SmartNet, 2017).¹²

- **Marchés de flexibilité locale avec réservation (moyen/long terme)**. Des marchés ayant une vision différente sur la temporalité des produits (plus long terme) ont également été étudiés. Le projet EcoGrid2.0, développe une modélisation d'un marché de flexibilité locale dans une région du Danemark, en combinant la planification à moyen terme avec l'achat de services de flexibilité en anticipant de 12 mois à 1 mois et la gestion à court terme avec la notification jusqu'à une heure avant le temps réel (Heinrich et al., 2020). Ils considèrent ainsi un paiement pour l'énergie mais également pour la capacité réservée. Roos (2017) propose une structure composée d'une double configuration de marché : dans un premier temps avec une fréquence annuelle en fonction des besoins des GRD et des GRT, un marché de réservation à long terme a lieu avec une rémunération de la capacité. En temps réel, un deuxième marché sera actif, le marché de l'activation de la flexibilité qui pourrait être exploité en sélectionnant les offres en temps réel ou en passant directement des contrats avec les fournisseurs de flexibilité¹³. Do Sam et al. (2019) décrivent le « market-design » choisi pour le premier appel d'offres UKPN pour le réseau de distribution au Royaume-Uni. Ils ont choisi d'utiliser des opérateurs tiers, avec une vision à long terme et une possible rémunération des capacités avec un appel d'offres uniquement pour les besoins des GRD. Enfin, la thèse de Abdelmottaleb (2018) porte sur le développement du réseau de distribution pour intégrer les sources décentralisées. Dans son dernier chapitre l'auteur présente deux types de « market-design » pour le marché de flexibilité locale : l'un pour une vision à court terme et l'autre pour une vision à long terme. Il est important de remarquer que le concept de ce que l'auteur nomme « marché de flexibilité locale » est ici un peu différent de celui utilisé généralement

¹² Ils ont également utilisé le projet « SmartNet » avec une simulation sur l'Espagne, l'Italie et le Danemark pour effectuer une analyse coûts-bénéfices afin de comparer les coûts nécessaires à la mise en œuvre de chaque schéma de coordination entre GRT et GRD. Ils soulignent la possibilité de réduire les différents coûts des services auxiliaires et des réserves comme le mFRR, l'aFRR ou le coût d'investissement sur les actifs du réseau.

¹³ Dans leur simulation, ils testent deux modes différents de contrat : GRD d'abord et GRT ensuite, ou simultanément GRD et GRT. Leur démonstration numérique montre la réduction pour ce qui est le coût global du système avec l'acquisition simultanée de services système pour la gestion de la congestion en particulier. Ils montrent également, que le prix devrait être plus élevé dans le cas où le GRD est choisi en premier, parce que les fournisseurs de flexibilité s'attendent à un prix plus élevé sur le marché GRT et modifieront leur comportement en fonction de ces attentes.

dans la littérature.¹⁴ Le concept est le suivant : lorsque le réseau est considéré comme ayant une rareté possible, communiquée par le gestionnaire du réseau de distribution en utilisant le concept de « lumière rouge », une enchère est initiée pour attribuer la capacité du réseau de distribution à l'ensemble des consommateurs raccordés selon leur volonté de payer. Le produit mis aux enchères est la capacité du réseau en heures de pointe pour les consommateurs au niveau de la distribution. Ici, les services de flexibilité sont considérés comme des produits de substitution du développement du réseau à long terme.

Les articles cités mettent en exergue la diversité de designs possibles concernant la temporalité des échanges et des produits. En revanche, à notre connaissance, la littérature ne propose pas une caractérisation complète du marché de la flexibilité locale avec une grille d'analyse reliant des options de design et propriétés économiques du marché. De plus, les principales motivations pour le développement du marché de la flexibilité locale n'ont pas été identifiées. La littérature ne donne pas un aperçu de la diversité des motivations qui peuvent émerger. Enfin, aucun lien n'a été réalisé entre les différentes motivations et les différents « market-design » qui peuvent émerger, en se concentrant sur les spécificités locales de différentes zones.

2.1.2 Rôle des différents acteurs et coordination

Plusieurs possibilités existent quant à la participation des acteurs et la coordination au sein des marchés de flexibilité locale (Gerard, Rivero Puente and Six, 2018, Schittekatte and Meeus, 2020). Gerard et al., (2018) présentent 5 schémas possibles pour organiser la participation des flexibilités locales aux différents marchés et services : le modèle de marché centralisé, le modèle de marché local, le modèle de responsabilité partagée de l'équilibrage, le modèle de marché commun GRT-GRD et le modèle de marché intégré de la flexibilité. Le périmètre d'analyse de Gerard et al. (2018) va au-delà des questions des congestions sur le réseau de distribution, traitant également les congestions sur le réseau de transport ainsi que la problématique d'équilibrage global du système et les réserves.

Schittekatte and Meeus (2020) questionnent la gestion par une entité extérieure ou non (une plateforme technique ou de marché) dans le « market-design » du marché de flexibilité locale de cinq

¹⁴ Elle explique que le marché de flexibilité à court terme qu'elle propose comporte trois différences avec ceux qu'elle a observés dans la littérature : Premièrement, les marchés de flexibilité sont conçus indépendamment des frais de réseau. Deuxièmement, la marchandise échangée sur les marchés de flexibilité est la flexibilité du client, alors que dans le LFM à court terme, c'est la capacité du réseau. Troisièmement, dans le marché local de flexibilité à court terme proposé, les clients ne sont pas rémunérés pour leurs services de flexibilité par des paiements. Le marché de flexibilité à long terme présenté par l'auteur fournit trois produits : la capacité ferme du réseau, le contrôle de la tension et le soutien de la qualité de l'énergie

initiatives pionnières en Europe. Buchmann (2019) se concentre également sur la question de la gouvernance du marché local (qui exploite et possède ce marché ?). L'auteur présente trois possibilités de propriété pour la plateforme de marché de la flexibilité : indépendante, appartenant au GRD-GRT ou appartenant aux parties prenantes. Ils conseillent la plateforme détenue par les parties prenantes (détenue par toutes les parties prenantes de la zone du marché de flexibilité locale) qui peut, selon eux, prévenir le plus possible les abus de marché. Roos (2017), Ramos *et al.*, (2016) proposent eux un marché commun, opéré et administré par les GRTs et les GRDs, notamment pour les besoins des GRTs en matière de réserve de contrôle tertiaire et de gestion de la congestion pour les GRDs.

De leurs côté Zhang *et al.* (2013) proposent un marché local de la flexibilité via une chambre de compensation de la flexibilité. Les missions principales de la chambre de compensation seraient la régulation des contrats et le règlement financier ex-post. La chambre de compensation devrait veiller à ce que les GRD proposent des contrats standardisés, en limitant le risque de contrepartie et en réalisant un contrôle a posteriori. Cette entité, gérée par un opérateur tiers, permettrait de lancer des appels d'offres pendant la conception du plan de réseau. Leur marché de la flexibilité serait destiné uniquement aux GRD et serait plus axé sur l'aspect à long terme, avec l'établissement des besoins et des contrats pendant la planification du réseau pour une durée de plusieurs mois dans leur projet de démonstration au Danemark – « iProject ».

Enfin, (Olivella-Rosell *et al.*, 2018, Esmat, Usaola and María Ángeles Moreno, 2018) ou (Piao *et al.*, 2021) ont également expliqué le développement d'un marché de flexibilité locale limité aux GRDs et aux responsables d'équilibres (RE) au sein d'une communauté énergétique locale.¹⁵ Minniti *et al.*, (2018) considèrent eux, un marché de flexibilité accessible pour les GRTs, GRDs et les responsables d'équilibres (RE), avec un opérateur de marché externe ainsi qu'un lien avec les autres marchés de gros comme le marché infra-journalier ou J-1.

Les différents modèles proposés par la littérature permettent d'identifier les différents acteurs potentiellement impliqués (GRT, GRD, plateformes de marchés, acteurs de marché, etc.) ainsi que les interfaces et les interactions possibles entre les différentes problématiques et le besoin de coordination d'ensemble. Néanmoins, la littérature ne propose aucune justification de la nécessité et de la forme de cette coordination au regard des caractéristiques locales. Ce manque de la littérature ne permet pas, pour l'instant, d'identifier une solution particulière de « market-design » à privilégier selon des caractéristiques locales spécifiques, ni de comprendre les motivations des acteurs pour mettre en place tel ou tel type de coordination.

¹⁵ Cet article présente les résultats du projet INVADE dans le cadre du programme européen « EMPOWER Horizon 2020 ».

2.1.3 Adaptation des marchés aux ressources décentralisées

Enfin, la littérature a traité la nécessité d'adapter les marchés afin de donner accès aux ressources décentralisées présentant des caractéristiques différentes des actifs historiques.

Ramos et al. (2016b) préconisent des marchés locaux de flexibilité permettant l'agrégation afin d'utiliser au maximum la valeur possible des ressources décentralisées dans la gestion des congestions. Villafafila-Robles et al. (2018) insistent également sur la nécessité de faciliter l'accès aux agrégateurs pour que ceux-ci puissent utiliser au mieux leurs capacités de modulations, tant sur le plan local que national. Radecke et al. (2019) notent également que l'un des principaux objectifs du développement des marchés locaux de flexibilité sera d'inciter et de permettre à des actifs historiquement non utilisés de participer à la gestion des congestions, notamment pour le réseau de distribution.

Gonzalez Venegas et al. (2021) étudient eux, les barrières existantes sur des marchés locaux de flexibilité développés en France et au Royaume-Uni pour la participation de flottes de véhicules électriques. Origami and Scottish & Southern Electricity Networks (2019) notent également la différence d'accès pour les agrégateurs selon les projets développés en Europe. Anaya and Pollitt, (2020) relèvent également de nombreuses différences pour l'accès possible des ressources décentralisées aux marchés locaux en analysant des marchés développés en Europe et au Japon.

La littérature nous apprend ainsi, que des barrières issues du design historique des marchés nationaux, persistent toujours pour permettre l'accès des ressources décentralisées. Néanmoins la différence d'accessibilité des sources décentralisées selon les designs n'a pas été analysée à la lumière de possibles spécificités locales et notamment du besoin éventuel d'insertion sur le marché d'un grand nombre de ressources d'ores et déjà développées sur une zone.

2.2. Incitation des marchés de flexibilité locale à l'investissement

Sur une perspective de long terme, les marchés de flexibilité locale pourraient être un élément central pour coordonner efficacement, d'un côté les investissements de renforcement du réseau et de l'autre côté les l'exploitation, voire le développement des flexibilité locales. Pour assurer cette coordination, le marché de flexibilité locale doit s'articuler avec la planification et la régulation des réseaux et doit également envoyer de bonnes incitations aux fournisseurs de flexibilité.

La littérature des marchés de flexibilité locale traitant les aspects « investissement » peut être structurée en deux volets : i) les gains économiques liés à l'utilisation des flexibilités locales comme

alternative au renforcement de réseau, ii) l'impact du « market design » sur la coordination entre le réseau et les flexibilités locales.

2.2.1 Gains économiques de l'utilisation des flexibilités locales comme alternative au renforcement de réseau

De nombreux papiers analysent les gains possibles pour le système via l'intégration de sources de flexibilités, notamment en lieu et place du développement du réseau.

Spiliotis et al. (2016) modélisent l'utilisation de la flexibilité du côté de la demande des consommateurs finaux par un opérateur de réseau de distribution au lieu du développement du réseau. Dans leur modèle, ils analysent la réduction des CAPEX liés à la flexibilité utilisée, le coût de contractualisation de la flexibilité, les avantages en termes de prix pour le consommateur et la demande et le prix de la flexibilité en fonction de différents scénarios. Dans le scénario avec les utilisations les plus importantes du service de flexibilité, leur "FlexMartModel" conclut à une réduction possible des coûts de développement du réseau de 22%, avec seulement un surcoût de la flexibilité de 3,7%.

L'utilisation de la flexibilité du côté de la demande au lieu du développement du réseau est également modélisée dans Esmat et al. (2018a). Ils soulignent en particulier le rôle de l'agrégateur pour coordonner les actifs flexibles pour la gestion de la congestion.

Tavares and Soares, (2020) proposent une évolution de la planification du réseau pour l'opérateur de réseau de distribution, dans un contexte de développement important des ressources distribuées au Portugal. Ils ont ensuite développé et testé un modèle sur un réseau moyenne tension typique au Portugal, avec le scénario ENGRT-E de développement des actifs distribués. Ils mettent en évidence la possibilité d'un report de capital élevé dans un contexte d'incertitude importante, grâce à une utilisation plus intelligente des sources de flexibilité, notamment des véhicules électriques, de la gestion de la demande et des dispositifs de stockage.

Dans (EPRI, 2013), ils notent dans leur scénario de base que les systèmes de stockage sur les réseaux de distribution tirent une grande partie de leurs revenus du report d'investissement (environ 1/3), mais aussi des marchés de l'énergie et des services auxiliaires et de la fourniture de capacité du système. Dans Haque et al. (2017), ils démontrent également que le coût de surcharge du transformateur dans un réseau de distribution peut être réduit de 98% avec une part importante de « distributed energy sources » (DERs). Deux projets de démonstrateurs, en Italie et en France, du projet GRIDEU, ont mis en évidence une augmentation de la capacité d'accueil de 17% à 50%, avec

l'utilisation du smart-control, en fonction bien sûr, de la configuration du réseau et des technologies impliquées (GRID4EU, 2016).

Piclo (2020) illustre qu'au Royaume-Uni, par rapport à une approche passive, la flexibilité peut réduire le coût de l'ensemble du système de 4,55 milliards de livres par an d'ici 2050, grâce à une combinaison d'améliorations opérationnelles et de réduction des investissements en capacité. Un déploiement plus large des systèmes de stockage de l'énergie, à l'échelle du réseau ou distribués, pourrait porter cet avantage à 5 milliards de livres par an. Une étude prospective pour le Royaume-Uni indique également que l'introduction de la flexibilité permettra ainsi d'économiser entre 4 et 13 milliards de livres en termes de réseau d'ici 2050. Mais à l'inverse, un scénario dans lequel aucune source de flexibilité ne serait utilisée par le réseau d'ici 2050, engendrerait un coût supplémentaire de 9 milliards de livres (Carbon Trust and Imperial College, 2016). Enfin, le rapport Carbon Trust and Imperial College (2021) démontre que l'accroissement de la flexibilité dans le système permettrait de réduire le coût de la transition vers un horizon « net zero » jusqu'à 16,7 milliards de livres par an d'ici 2050.

En France, une étude menée par ECUBE pour la Commission de régulation de l'énergie, a conclu à une valeur brute de l'utilisation de la flexibilité d'un montant estimé entre 20 & 60 millions d'euros par an en raison de la réduction du développement du réseau de distribution (ECUBE, 2017). RTE (2019) explique également que les véhicules électriques pourraient représenter le potentiel de stockage de 6 et 11 STEP (Commission de Régulation de l'Énergie, 2020) et en fonction de l'utilisation de la flexibilité pour le réseau de transport en France, devrait éviter 7 milliards d'euros d'investissement jusqu'en 2035.

Les économies possibles à retirer du fait du déploiement et du pilotage des nouvelles sources de flexibilité pour les besoins du gestionnaire de réseau de distribution notamment, ont donc été bien couvertes par la littérature avec des chiffrages robustes sur différentes zones. On peut noter que si celles-ci auront des ordres de grandeur différents, le pilotage des sources de flexibilité représente tout de même un gain possible partout dans le contexte des besoins de renforcement importants notifiés précédemment, en lien avec le développement des sources de production renouvelables et l'électrification des usages. Les incitations à fournir pour ces sources de flexibilités ainsi que leurs valorisations restent elles, en revanche encore en grande partie à déterminer.

2.2.2 Impact du « market-design » sur la coordination entre le réseau et les flexibilités locales

Le marché local de flexibilité devra également fournir des incitations pour le développement d'actifs de flexibilités décentralisés. Quelles solutions la littérature propose-t-elle pour envoyer les signaux appropriés, et comment aborde-t-elle la coordination entre le développement en parallèle du réseau et des actifs de flexibilité ?

La plupart des analyses réalisées jusqu'à présent sur le marché de la flexibilité locale se sont concentrées sur la gestion à court terme et sur le signal de prix pour optimiser le « dispatch » apte à solutionner les congestions sur le réseau. L'impact du marché de flexibilité locale pour fournir des incitations appropriées à l'investissement et donner un signal à long terme aux actifs décentralisés, n'a été que partiellement abordé dans la littérature, pourtant l'utilisation des actifs flexibles pour éviter des renforcements coûteux du réseau a été identifiée comme une des premières sources de valeur potentielle (comme décrit précédemment).

Les signaux à long terme ont été considérés comme importants, mais principalement du point de vue des gestionnaires de réseaux de distribution (Tavares and Soares, 2020, Bouloumpasis *et al.*, 2021). Bouloumpasis *et al.* (2021) présentent un cadre pour le développement du marché de la flexibilité locale, en se concentrant sur les différents participants possibles et leur rôle. Ils intègrent la possibilité d'échanger, non seulement de l'énergie, mais aussi de la capacité sur le long terme. Dans ce cadre, ils séparent le marché de la flexibilité locale à court et à long terme dans leur modèle. Les auteurs notifient que les contrats à long terme correspondent mieux à la problématique du développement du réseau et permettent une meilleure anticipation du point de vue de l'opérateur du réseau de distribution, sans présenter toutefois de gain en termes de visibilité pour les investisseurs en actifs de flexibilité. Gonzalez Venegas *et al.*, (2021) observent la rémunération espérée des flottes de véhicules électriques via la rémunération obtenue par les marchés locaux de flexibilité, sans faire un lien direct avec les décisions d'investissement. Spiliotis *et al.* (2016). Leur « market-design » est axé sur une perspective à long terme, car ils se concentrent sur l'économie possible réalisable sur le développement du réseau organisé sur le long terme. Ils réalisent une modélisation sur une période de planification de 3 ans avec comme fonction objectif le coût total du GRD à minimiser¹⁶.

¹⁶ Ils proposent deux configurations de réseau différentes : l'une avec une distribution radiale directe et la seconde avec un réseau radial avec des branches. Avec une distribution radiale droite, ils trouvent une réduction du CAPEX de presque 89% et avec une connexion avec des branches, ils trouvent une réduction du CAPEX de presque 22%. Ils constatent également une réduction du coût total avec l'utilisation de la flexibilité de 28 % dans le premier cas (distribution radiale droite) et de 19 % dans le second cas (branches). Ils notifient également que l'utilisation de la flexibilité peut éviter une réduction de 100% dans le second cas.

La littérature n'a pas proposé d'analyse des problématiques spécifiques à l'investissement dans les actifs de flexibilité locaux et n'a pas défini une analyse de la grille économique de ces problématiques, afin de comprendre comment les actifs de flexibilité seraient développés pour éviter ou retarder le développement du réseau et quelles incitations il est nécessaire de développer et quelles informations il est important de partager. De plus, une analyse dynamique des investissements en actifs de flexibilité et en réseau n'a pas non plus été développée, laissant non couverts les risques possibles pour des investissements en flexibilité réalisés en parallèle du réseau.

2.3. Retour d'expérience de la gestion des congestions grâce à des ressources locales

Le marché de flexibilité locale est un objet nouveau qui a commencé son développement récemment. Les exemples émergents sont au stade de démonstrateur même si quelques initiatives industrielles pérennes ont vu le jour ces dernières années. La littérature économique évoquée dans les sections précédentes s'est focalisée essentiellement sur le fonctionnement « théorique » des marchés de flexibilité locale. Les retours d'expérience des démonstrateurs ou des initiatives industrielles confirment-ils ou infirment-ils les enseignements de la littérature théorique ?

Dans cette section nous synthétisons les premiers retours empiriques et comparatifs, en présentant en premier lieu les analyses académiques des démonstrateurs et des initiatives industrielles, puis en résumant les éléments-clés de la communication officielle des opérateurs des marchés de flexibilité locale.

2.3.1 Premiers retours issus des démonstrateurs

De premiers retours empiriques ont été réalisés sur les démonstrateurs, notamment pour analyser l'intérêt possible de mobilisation de flexibilité locale pour les gestionnaires de réseau de distribution.

Les démonstrateurs de marchés locaux restent encore des initiatives récentes, ne permettant pas une analyse approfondie ni de retours et de conclusions. Certaines données ont pu tout de même être exploitées pour analyser la rémunération possible ou la participation de certains actifs. Par exemple, Gonzalez Venegas et al. (2021) analysent les conditions de participation des véhicules électriques aux appels d'offres de flexibilité locale. Les auteurs fournissent un retour empirique en donnant un premier aperçu du paiement de la capacité dans les appels d'offres lancés par UKPN. Leur analyse se concentre

sur la rémunération possible des véhicules pour les services de réseau et ne caractérise ni le produit ni l'équilibre sur ce marché.

Au sein du projet « Eco2Grid2.0 » (Heinrich et al., 2020), les auteurs modélisent également le fonctionnement d'un marché local de flexibilité et en extraient des caractéristiques de produits utiles pour le gestionnaire de réseau et également des probabilités d'appels qui peuvent commencer à fournir des éléments quant à la rentabilité possible des actifs de flexibilité. Le démonstrateur « EcoGrid2.0 » est ainsi présenté par Heinrich et al. (2020) avec la modélisation d'un marché de flexibilité local dans une région du Danemark. Le projet a été lancé avec 800 participants, pour les besoins d'un GRD sur un réseau moyenne tension. Ils ont considéré deux produits sur ce marché :

- 1) Service de limitation de capacité : plafonnement de la consommation potentielle sur le portefeuille de l'agrégateur,
- 2) Service de flexibilité de base : augmentation ou diminution de l'énergie injectée/soutirée sur la base d'une ligne de base définie préalablement, d'au moins 100 kW pendant 1 heure et d'un effet « rebond » maximum défini de 100 kW l'heure suivante.

Dans ce démonstrateur le GRD a activé 63 fois le service de flexibilité de base sur une période d'un mois.

Atkinson (2020) décrit le démonstrateur de marché local de flexibilité développé par « Centrica » au Royaume-Uni. Ce démonstrateur, opéré de Mai 2019 à Mars 2020 proposait une participation d'un GRD (Western Power Distribution) et d'un GRT (National Grid). Il a permis la participation de différentes technologies (« Demand-response », batteries résidentielles, batteries classique, turbines à gaz et générateur diesel). Au total le démonstrateur a ainsi comptabilisé un total de 381 enchères, aboutissant à 77 contrats de réservations et 49 utilisations finales.

Enera (2020) présentent une partie du retour d'expérience d'un marché de flexibilité développé en Allemagne sans entrer dans le détail des transactions. Ils développent notamment le montant de capacités flexibles certifiées au sein de leur marché et la provenance de celles-ci.

De premières analyses préliminaires sont ainsi réalisées par la littérature, mais si celles-ci permettent de comprendre le fonctionnement d'un marché de flexibilité, elles ne permettent pas encore de jauger l'efficacité de ceux-ci, les rémunérations des acteurs, l'intégration avec les marchés nationaux... En effet, les retours publiés par les démonstrateurs étaient, pour la plupart, destinés dans un premier temps à fournir un cadre au gestionnaire de réseau pour souscrire des solutions de flexibilité dans une approche marché, mais n'ont pas encore approfondi, au sein de leurs analyses, les signaux possibles sur le long-terme.

2.3.2 Des premières communications des opérateurs de marché ont émergé

Piclo (2019a,b) présentent notamment les montants de capacités flexibles contractualisés par les gestionnaires de réseau de distribution au Royaume-Uni via des appels d'offres. Ils présentent également les technologies fournissant la flexibilité ainsi, la demande et l'offre de flexibilité sur différents appels d'offres d'ores et déjà réalisés.

A notre connaissance, la littérature n'a donc pas encore analysé et caractérisé les produits échangés sur ces marchés de manière précise et empirique et les équilibres n'ont pas été établis. De plus, les propriétés économiques réelles de ces marchés n'ont pas été analysées, par exemple pour comprendre les incitations et la robustesse du signal de long terme sur ces marchés. Enfin, la rémunération qu'un actif de flexibilité pourrait attendre sur ces marchés et la façon dont elle peut varier en fonction des «market-design» n'ont pas été définies par la littérature.

2.4. Conclusion & questions de recherche

La littérature a discuté des différentes possibilités de design d'un marché de flexibilité locale, en définissant la temporalité possible des produits, les rôles et les responsabilités, mais également les différences en termes d'accessibilités au marché dans un cadre théorique. Néanmoins, une grille d'analyse claire et globale pour séparer les différents « market design », mais aussi pour comprendre lequel émerge en fonction des différentes motivations possibles, n'a pas été développée jusqu'à présent. La littérature disponible actuellement ne permet donc pas de répondre à l'interrogation : *quel lien entre spécificités locales et design de marchés locaux de flexibilité ?*

Nous présenterons ainsi au sein du chapitre 3 de cette thèse une grille permettant d'analyser les spécificités de 4 zones particulières et de mettre en lumière leurs différences. Dans un second temps nous développons également une grille permettant de fournir une analyse du « market-design » de différents marchés émergents. La synthèse de ces deux analyses permettra de fournir un apport à la littérature en indiquant des motivations spécifiques de « market-design » réalisées à la lumière des caractéristiques locales rencontrées.

La littérature a également mis en évidence la nécessité de prendre en compte le long terme dans le marché de la flexibilité locale, pour éviter ou reporter le développement du réseau par les GRD. Le « market design » spécifique pour favoriser l'investissement dans les actifs décentralisés localisés n'a

pas été défini et la complexité ou le risque lié à l'investissement dans ces actifs n'est toujours pas étudié. L'état de l'art ne permet pas de répondre à la question suivante : *quel « market-design » pour assurer la coordination entre investissement réseau et investissement en sources de flexibilité ?*

En effet, comme expliqué précédemment, l'utilisation parfois parallèle de sources de flexibilité et de renforcement du réseau pourra amener à une meilleure efficacité économique pour la gestion des congestions sur les réseaux de distribution. Néanmoins cette utilisation nécessite une coordination entre investisseurs privés et gestionnaires de réseaux, notamment pour permettre une meilleure visibilité de la rentabilité possible des investisseurs en actifs de flexibilité pour les besoins du gestionnaire de réseau. De plus, cette coordination pourra être indispensable pour solutionner l'asymétrie d'information sur les stratégies de développement du réseau du GRD, qui aura un impact direct sur la rentabilité des actifs de flexibilités. Cette asymétrie d'information pourra ainsi amener à ce que les investisseurs considèrent les perspectives comme trop incertaines, et ne fassent pas le choix de réaliser des investissements pourtant efficaces économiquement.

Les marchés de flexibilité locale étant des éléments nouveaux, pour apporter à la fois la coordination nécessaire, mais également permettre de résoudre l'asymétrie d'information dans des cas spécifiques de besoin de développement de ressources notamment, une étude n'a ainsi pas encore été élaborée. Une analyse théorique des besoins des actifs de flexibilité développés spécifiquement pour les besoins du gestionnaire de réseau permettra ainsi de poser un cadre d'analyse préliminaire, et définir les enjeux propres au développement de ces actifs.

Au sein du chapitre 4 de cette thèse nous présenterons ici une analyse des manques principaux d'un marché de flexibilité locale uniquement basé sur une rémunération de l'activation pour fournir des incitations à l'investissement au regard de la littérature économique. Nous proposerons notamment une illustration des caractéristiques spécifiques aux investissements en actifs de flexibilité, et celle-ci nous permettra, à la lumière de la littérature économique, de proposer des outils de « market-design » appropriés.

Enfin, l'analyse empirique et comparative des marchés de la flexibilité locale n'a été réalisée que très partiellement jusqu'à présent, même si le design du marché a été développé ou si la rémunération possible pour des actifs spécifiques a été abordée. La littérature ne permet ainsi pas d'analyser *l'efficacité réelle du développement des marchés locaux, notamment via les incitations qu'ils produisent pour les investissements mais également les économies qu'ils peuvent générer sur les coûts totaux du système ?*

En effet, les marchés de flexibilité locale en tant qu'outils émergents, n'ont pour l'instant fournis que peu de données exploitables. De ce fait, les analyses réalisées dans la littérature n'ont pas encore

permis d'élaborer des analyses robustes sur différents aspects. Si les fonctionnements théoriques mis en avant dans la littérature ont à présent éclairé les fonctionnements potentiels de ces marchés, des analyses empiriques apporteront un socle sur le fonctionnement et les résultats réels de ceux-ci. Ces analyses peuvent notamment permettre de justifier leurs développements ou le choix de tel ou tel design aux regards des rémunérations qu'ils apporteront aux investisseurs, de la rentabilité possible d'un actif développé spécifiquement pour une zone etc... Ceux-ci pourront également donner un premier aperçu des économies que la contractualisation de flexibilité peut permettre par rapport à un développement conventionnel du réseau.

Au sein du chapitre 5 de cette thèse nous présenterons ici une analyse spécifique du marché de flexibilité locale le plus abouti pour l'instant : UKPN. Nous proposerons ainsi des conclusions empiriques sur l'évolution du design au fil du temps, les incitations à l'investissement que fournit ce « market-design », la rentabilité possible d'actifs tels qu'une batterie, mais également la réalité du coût de contractualisation d'actifs de flexibilité en comparaison avec le coût des solutions alternatives.

3. Chapitre 3 : Marchés de flexibilité locale pour la gestion des congestions pour le réseau de distribution. Quel design pour quel besoin ?

3.1. Introduction

Les évolutions en cours du secteur électrique en Europe évoquées précédemment (décentralisation, transition énergétique, etc.) génèrent un certain nombre de conséquences. Parmi ces conséquences, on constate des congestions croissantes des réseaux de transport et de distribution dans certains pays.

Un marché de flexibilité locale permet au gestionnaire de réseau de distribution d'acheter des services nécessaires pour régler les congestions.¹⁷ Il s'agit d'un modèle proche des marchés historiques de services auxiliaires destinés au gestionnaire de réseau de transport (GRT) mais avec des spécificités fortes : la localisation de la flexibilité et l'implication directe du gestionnaire de réseau de distribution en tant qu'acheteur (Ramos et al., 2016a). Un tel marché de flexibilité locale aidera donc typiquement les GRD à répondre aux contraintes de tension et de courant apparaissant en cas de déficit local d'énergie (congestions ou contraintes de soutirage) ou de surplus (congestions ou contraintes d'injection). Ainsi, en cas de congestion provoquée par un surplus local d'énergie, le GRD peut demander à un actif bien localisé de réduire son injection ou d'augmenter son soutirage pour soulager la congestion. De même, en cas de congestion provoquée par un déficit local d'énergie, le GRD peut demander à un actif d'augmenter son injection ou de réduire son soutirage pour lever la congestion. Un marché local de flexibilité implique généralement une sélection d'actifs qui peuvent être actionnés pour régler la congestion sur la base d'un principe économique.

En Europe, nous avons récemment assisté à l'émergence de plusieurs initiatives industrielles basées sur ce concept de "marché de flexibilité locale", notamment :

ENERA (Allemagne) : initiative lancée par EPEX Spot (opérateur de marché), EWE (producteurs d'énergie) et les opérateurs de réseau EWE NETZ, Avacon Netz et TenneT axée sur la zone nord de l'Allemagne (Tennet, 2019),

¹⁷ Il est important de remarquer que la seule fonction du marché de flexibilité locale est la gestion des congestions. L'équilibre global entre la production et la consommation (i.e., réglage de la fréquence, mécanisme d'ajustement) sera toujours géré par le gestionnaire du réseau de transport au niveau national.

GOPACS (Pays-Bas) : plateforme néerlandaise lancée en 2019 par 1 GRT (TenneT) & 4 GRD (Stedin, Liander, Enexis Groep et Westland Infra) qui opère sur le marché néerlandais via la plateforme de marché ETPA (Wiersma, 2019),

UKPN - Picoflex (Royaume-Uni) : projet initialement lancé par UKPN (un GRD britannique) dont les premiers appels d'offres ont été lancés fin 2018 (Do Sam et al., 2019),

ENEDIS (France) : projet lancé par ENEDIS (un GRD français) à la fin de l'année 2018, dont les premiers appels d'offres ont été réalisés en juin 2020.

Si la littérature existante décrit certaines de ces initiatives et la diversité de leurs designs, peu d'attention a été accordée jusqu'à présent à l'analyse du lien entre les spécificités techniques et organisationnelles de gouvernance du système électrique local et le choix du design de ces marchés. Ces spécificités locales incluent le type et la profondeur de la congestion, la dynamique de développement des sources de flexibilité, la structure organisationnelle et la gouvernance des opérateurs de réseau ainsi que l'approche actuelle de la gestion de la congestion.

L'objectif de ce chapitre est de fournir une analyse structurée de la diversité des « market-design » pour les marchés de flexibilité locale à la lumière de ces spécificités locales. Nous concentrons notre recherche sur des études de cas dans quatre pays (Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni et France) afin d'analyser comment les spécificités locales et les motivations pour développer un marché de flexibilité locale ont conduit à un design de marché différent. Cela nous permet de généraliser nos résultats, de définir un cadre pour identifier une typologie d'approches potentielles et d'analyser l'adéquation de différents designs de marché pour les plateformes de flexibilité en fonction des spécificités et de l'organisation locale du système électrique. En effet, notre approche permet d'abord de caractériser les besoins qui peuvent motiver la mise en place d'un marché local de flexibilité, puis d'appréhender la diversité des approches en fonction des spécificités locales rencontrées et des objectifs poursuivis par chacune d'entre elles.

Le chapitre est organisé de la manière suivante. Nous identifions dans un premier temps, les différentes caractéristiques des systèmes électriques, via leur organisation et leur gouvernance qui peuvent expliquer les différents moteurs de la mise en place d'un marché local de flexibilité (section 2). Dans un deuxième temps, nous identifions les principales différences de design de marché à travers une analyse des quatre études de cas listées ci-dessus (section 3) et nous soulignons comment les différences de caractéristiques locales peuvent expliquer les différences de design (section 4). Enfin, nous concluons en généralisant nos résultats, en identifiant une typologie d'approches potentielles et en analysant l'adéquation de différents designs de marché pour les plateformes de flexibilité en fonction des spécificités locales puis nous discutons de certains domaines à approfondir.

3.2. Les spécificités locales conduisent à des approches différentes pour la gestion des congestions et pour le rôle potentiel des marchés de flexibilité locale

Dans cette section, nous présentons les éléments pertinents caractérisant un système électrique qui nous permettront d'expliquer ou de comprendre les motivations de certains choix de design de marchés de flexibilité locale.

3.2.1 Une variété de situations et d'approches pour la gestion de la congestion dans différents pays européens

Dans ce chapitre, nous considérons comme réseaux de distribution tous les réseaux ayant une tension inférieure à 110 kV. Notons que la définition du réseau de distribution (et donc la répartition des responsabilités entre le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de distribution) n'est pas homogène dans tous les pays européens. Le tableau 2 présente les périmètres des différents gestionnaires de réseaux pour chaque pays étudié. Sauf dans le cas de la France, les gestionnaires de réseaux de distribution couvrent les réseaux dont le niveau de tension est inférieur à 110 kV.

Niveau de tension/Pays	Allemagne	Pays-Bas	Royaume-Uni	France
132 kV - 400 kV	GRT	GRT	GRT	GRT
63 kV - 110 kV	GRD	GRD	GRD	GRT
230 V - 50 kV	GRD	GRD	GRD	GRD

Tableau 2 : Périmètre des opérateurs de réseaux en Europe

Nous utilisons les principales caractéristiques distinctives suivantes pour structurer notre analyse des quatre études de cas, que nous détaillons plus loin :

- 1) le type et la profondeur des congestions,
- 2) l'existence et la dynamique de développement de sources de flexibilité suffisantes et adaptées aux besoins du GRD,
- 3) les structures organisationnelles,
- 4) enfin, les approches actuelles de gestion des congestions.

Nous appliquons ce cadre pour caractériser la situation locale dans les cas de l'Allemagne, des Pays-Bas, du Royaume-Uni et de la France et pour identifier les motivations locales du marché de la flexibilité.

Type et profondeur des congestions

Le type et l'ampleur de la congestion dans une zone vont motiver différemment le développement d'un marché local de flexibilité. En effet, la congestion étant le "problème" qu'un marché local de flexibilité est censé résoudre, il est donc nécessaire de comprendre le type et la taille du "problème" pour expliquer la motivation et les choix de design.

Évaluer le type et l'ampleur de la congestion pour une région n'est pas une tâche facile. Les congestions et en particulier les congestions au niveau de la distribution, dépendent fortement de l'état spécifique du réseau au niveau local et de l'évolution historique des investissements dans le réseau ainsi que du comportement des utilisateurs du réseau (consommateurs classiques -résidentiel ou industriels-, SER, véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.). Sur une grande région (comme un pays en Europe), différentes situations de congestion peuvent coexister. Dans cette section, notre objectif est de donner une tendance générale concernant la congestion sur la base des informations disponibles.

Différents types de contraintes doivent être surveillés dans un réseau, mais ici nous divisons les congestions en deux catégories principales :

- les congestions d'injection (par exemple, trop d'injections par rapport à la limite physique des actifs du réseau avec l'intégration des SER)
- les congestions de soutirage (par exemple, trop de soutirage par rapport à la limite physique des actifs du réseau avec l'électrification des usages, comme la recharge des véhicules électriques).

Selon les pays, le type de congestion le plus répandu sur le réseau de distribution sera différent. On observe qu'en Allemagne (Joos and Staffell 2018), aux Pays-Bas (Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), 2016) et dans une moindre mesure en France (Enedis 2019), les congestions proviendront principalement de problèmes d'injection avec une part croissante de sources d'énergie renouvelables (SER) directement connectées au réseau de distribution. Au Royaume-Uni, les congestions (dans les zones gérées par UKPN sur lesquelles nous nous concentrons) seront créées par des contraintes de soutirage et d'injection (Do Sam et al., 2019).

La profondeur des congestions sera également différente selon les pays, puisque certains sont déjà confrontés à des congestions structurelles et récurrentes, quand d'autres ne sont confrontés qu'à des congestions sporadiques et de faible niveau. Nous observons en Allemagne (BNetzA, 2019), au

Royaume-Uni (Carbon Trust and Imperial College, 2016) ou aux Pays-Bas dans une moindre mesure (Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), 2016) que la gestion de la congestion est déjà un problème majeur avec des coûts importants et croissants. En Allemagne, même si le coût élevé de la gestion de la congestion est principalement attribué aux problèmes du réseau de transmission, Schermeyer, Vergara, et Fichtner (2018) montrent que 86% des écrêtements seraient dus à des problèmes sur les réseaux de distribution, principalement sur l'interface entre le réseau de distribution et de transmission. Un autre indicateur qui permet de jauger indirectement la taille du « problème » de congestions est le coût prospectif du développement des réseaux de distribution pour accueillir l'insertion des renouvelables. L'estimation de ce coût pour l'Allemagne est comprise entre 27,5 et 42,5 milliards d'euros d'ici 2030 (Brunekreeft et al., 2020), un montant très significatif !

Au Royaume-Uni, les congestions dans le réseau de distribution sont déjà présentes et devraient augmenter à l'avenir (UKPN, 2018). La perspective d'une augmentation de la congestion (à la fois en injection et en soutirage) au Royaume-Uni, notamment sur le réseau de distribution, peut être jugée par l'estimation des investissements réseau évités grâce au déploiement des flexibilités locales. Carbon Trust & Imperial College estime que la mise en œuvre de la flexibilité pourrait éviter entre 4 milliards et 13 milliards d'investissements pour le réseau de distribution d'ici 2050 (Carbon Trust and Imperial College, 2016). En particulier, les zones du Royaume-Uni qui nous intéressent et sur lesquelles nous nous focaliserons, comportent des besoins très différents. Les trois zones de l'est de l'Angleterre (celles gérées par UKPN), contiennent des zones très denses au sein desquelles, les congestions émergeront particulièrement via les contraintes de soutirage (zone de Londres), mais aussi des zones côtières et plus rurales dans lesquelles les EnR pourront créer des congestions. Le gestionnaire de réseau de distribution s'attend ainsi à des congestions issues du surplus de demande, notamment via l'anticipation de près de 4,5 millions de véhicules électriques sur son réseau. Il s'attend également à des congestions d'injection avec 171 000 actifs renouvelables qui seront directement connectés à son réseau.

Aux Pays-Bas, la congestion proviendra principalement de l'injection d'énergies renouvelables et sera également importante et structurelle sur les prochaines années.¹⁸

En France en revanche, les études prospectives sur le système électrique ainsi que les projets de démonstrateurs actuellement menés, concluent à des besoins beaucoup plus limités, en termes de volume de congestion et de coûts, que dans les autres pays (Enedis and ADEEF, 2017, InterFlex, 2017, ECUBE, 2017).

¹⁸ (<https://www.dutchnews.nl/news/2021/09/watts-up-dutch-electric-grid-is-at-capacity/>).

Un niveau élevé de congestion est logiquement une motivation pour mettre en œuvre un nouveau marché local de flexibilité. Dans une zone où le niveau et la fréquence des congestions sont importants, les avantages potentiels apportés par un marché peuvent permettre de surmonter les difficultés de mise en œuvre d'un tel mécanisme. En effet, la concurrence et la comparaison économique directe que le développement d'un marché local de flexibilité pourrait apporter, aideraient à rationaliser et éventuellement à réduire le coût élevé de la gestion de la congestion par les opérateurs de réseau. A contrario, la mise en œuvre d'un marché local de flexibilité pourrait avoir moins d'utilité dans un pays où les congestions sont faibles et sporadiques.

Les motivations seraient également différentes selon qu'il s'agit d'une zone principalement affectée par des congestions d'injection ou d'une zone affectée par des congestions de soutirage. Dans le premier cas, le rôle principal d'un marché de flexibilité local sera l'organisation de la gestion de la réduction des SER (ou éventuellement le déploiement des moyens de stockage), alors que dans le second cas le marché devrait assurer le développement ou l'exploitation des effacements, des moyens de production locale ou des moyens de stockage.

Existence de la flexibilité locale et nécessité de développer de nouvelles sources de flexibilité

La dynamique du développement des sources de flexibilité locales a un impact sur les motivations pour établir un marché de flexibilité local. En effet, l'existence d'un niveau suffisant de sources de flexibilité permettant de limiter efficacement la congestion ou au contraire la nécessité d'en développer de nouvelles, influenceront les motivations pour développer un marché local de flexibilité.

Des ressources déjà disponibles pour fournir de la flexibilité sont observées dans de nombreuses régions différentes (Hable et al., 2019, Li et al., 2016). Aux Pays-Bas ou en Allemagne par exemple, on estime que le domaine de la flexibilité est déjà important. La plus grande source de flexibilité en Allemagne, déjà présente dans le système, qui permettra de résoudre les congestions d'injection croissantes, est l'écêtement des sources renouvelables.

Malgré le déploiement actuel de ressources de flexibilité au sein du système, le besoin futur de flexibilité est tel que, certaines régions chercheront à motiver un plus grand développement de nouvelles ressources flexibles. Un enjeu important au Royaume-Uni par exemple, sera d'éviter ou de reporter les investissements coûteux dans le réseau en utilisant les sources de flexibilité existantes, mais aussi en en faisant émerger de nouvelles. Une étude prospective indique que l'arrivée de la flexibilité permettra ainsi d'économiser entre 4 et 13 milliards de livres en termes de réseau d'ici 2050 par opposition à un scénario pour lequel aucune source de flexibilité ne serait utilisée par le réseau d'ici 2050, ce qui engendrerait un coût supplémentaire de 9 milliards de livres (Carbon Trust and Imperial College, 2016). Les congestions de soutirage (créées par exemple par l'augmentation de la

consommation d'électricité, les pompes à chaleur, les bornes de recharge rapide des VE) sont plus susceptibles d'impliquer le développement de nouvelles sources de flexibilité (si on veut éviter le renforcement de réseau). Sur la zone gérée par UKPN, la stratégie est ainsi de limiter les congestions via le développement de stockage notamment (UKPN, 2018). De plus, sur ces zones la première source de valeur émergera de la réduction de soutirage sur des sous-stations de transformation, l'utilisation des flexibilités locales peut donc être associée à des gains économiques importants étant donné la taille des investissements reportés ou annulés.

En France, les enjeux de l'utilisation et du développement des actifs flexibles pour le GRD semblent moins importants. Une étude menée par ECUBE pour la Commission de régulation de l'énergie a conclu que près de la moitié des besoins futurs en matière de flexibilité peut être satisfaite par des actifs déjà présents dans le système (par exemple : les congestions d'injection causées par les générateurs SER peuvent être résolues par l'écêtement, les congestions de soutirage peuvent être résolues par les effacements déjà développés) (ECUBE, 2017).

Étant donné la diversité des situations concernant l'existence de sources de flexibilité suffisantes vis-à-vis des besoins ou, à l'inverse, la nécessité d'investir dans de nouveaux actifs de flexibilité, les motivations pour un marché local de la flexibilité seront également différentes.

Dans certaines zones où le niveau de congestion est élevé et où il y a suffisamment d'actifs de flexibilité disponibles, le marché local de la flexibilité sera motivé par la volonté d'optimiser le "dispatching" des sources de flexibilité locales déjà existantes. Dans ce cas, le marché de flexibilité locale permettrait au GRD de choisir la(les) solution(s) la plus efficace(s) grâce à une comparaison économique directe entre toutes les sources de flexibilité disponibles. L'accent sera mis ici, sur un design fondé sur un ordre de mérite économique pour assurer une sélection efficace des flexibilités locales à mobiliser pour lever une congestion et également sur une rémunération transparente de ces flexibilités (ce point sera développé davantage dans la section 2.1.4).

Dans d'autres régions, un marché local de la flexibilité sera motivé par l'objectif de développer de nouveaux actifs de flexibilité. Dans ce cas, l'accent sera mis sur les incitations à l'investissement, les signaux de prix à long terme et la coordination entre les besoins de flexibilité des GRD et la disponibilité des sources de flexibilité dans la région (Hansen and Percebois, 2010b). Cela sera particulièrement pertinent pour les zones où le niveau de congestion est élevé et dans lesquelles il n'y a pas assez d'actifs de flexibilité efficaces disponibles au moment exigé.

Organisation et gouvernance des gestionnaires de réseau

La structure organisationnelle des opérateurs de réseau (définie ici comme le nombre d'opérateurs, leur périmètre en termes de niveau de tension et le nombre d'interfaces physiques entre eux) est un

autre aspect qui doit être analysé pour comprendre la motivation et la conception d'un marché de flexibilité locale. En effet, les différentes structures organisationnelles détermineront le niveau de communication et de coordination nécessaire entre les GRD et les GRT pour organiser la gestion de la congestion et exploiter correctement leurs réseaux et donc le rôle potentiel d'un marché local de flexibilité.

La production distribuée connectée au réseau de distribution et le développement de sources de flexibilité locales tendent à modifier la relation historique entre les GRT et les GRD et augmentent significativement le besoin d'échange de données, de communication et de coordination entre eux (Ampatzis et al., 2015; ENTSOE et al., 2019; Gerard et al., 2018). Plusieurs exemples peuvent être mentionnés pour illustrer le besoin d'échange et de coordination. L'activation de la flexibilité par les GRD sur leurs propres périmètres peut avoir un impact sur l'équilibre global du système géré par le GRT. De même, l'utilisation par les GRT (ou d'autres GRD) de sources de flexibilité sur le périmètre d'un GRD peut créer un déséquilibre du réseau sur le périmètre du GRD. Enfin, la concurrence entre les gestionnaires de réseau (GRT ou GRD) souhaitant utiliser la même ressource de flexibilité peut générer des problèmes de coordination et des inefficacités (ce scénario apparaîtra encore plus lorsque les GRD travailleront en tandem).

Les besoins de communication/coordination et in fine, les coûts de transaction engendrés pour assurer la coordination, dépendent de la structure organisationnelle des gestionnaires de réseau. La figure 4 illustre différents types de structures organisationnelles possibles placées de gauche à droite en fonction de leur besoin de coordination et d'échange. En raison de l'existence de coûts de transaction et de coordination non nuls, la coordination bilatérale entre un grand nombre de parties prenantes peut être coûteuse (Arrow, 1969, Williamson, 1979, Williamson, 1981). Suivant ce raisonnement, une structure organisationnelle composée d'un nombre élevé de GRDs/GRTs et de plusieurs interfaces correspond à des cas où les besoins de communication et de coordination et les coûts de transaction sont élevés. En présence de coûts élevés de transaction, il pourrait être plus efficace pour les gestionnaires de réseau dans cette situation (nombre élevé de GRD/GRT et d'interfaces) de participer à un marché de flexibilité partagé avec d'autres GRD/GRT que de construire chacun leurs propres marchés et d'assurer en parallèle la coordination entre ces marchés (Grossman and Hart, 1983).

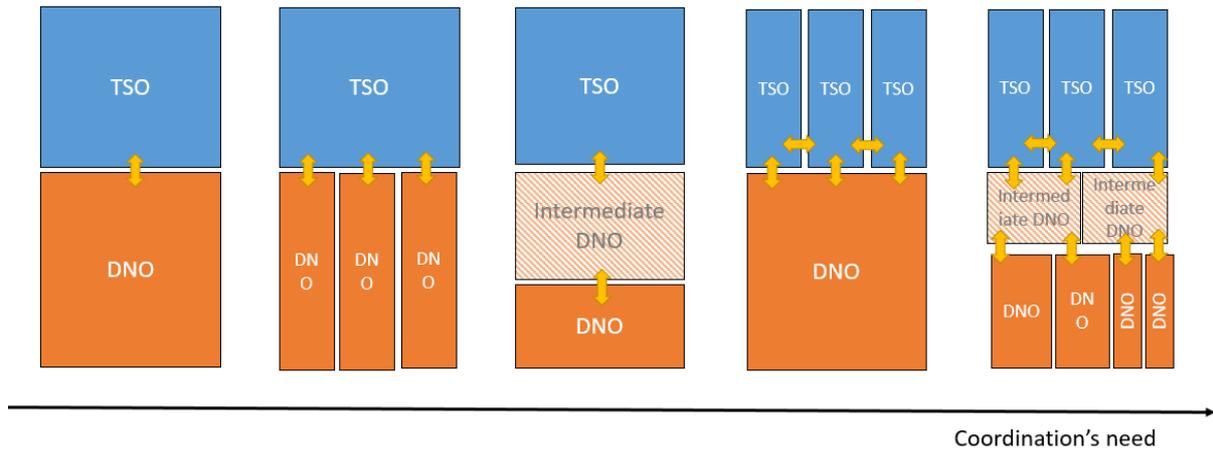


Figure 4 : Types des structures organisationnelles possibles et des besoins de coordination

Les structures organisationnelles des gestionnaires de réseau sont très diverses en Europe. En Allemagne, par exemple, il existe 4 GRT et environ 880 GRD (JRC, 2019). Des besoins de communication et de coordination peuvent également être observés entre les différents GRD, puisque certaines zones sont gérées en tandem par plusieurs GRD qui officient à différents niveaux de tension. En France, il n'y a qu'un seul GRT et un GRD (ENEDIS) est très majoritaire et couvre 95% des consommateurs. Au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, il y a respectivement 7 et 8 GRD et un GRT.

Dans l'hypothèse où un marché de flexibilité locale pourrait également jouer le rôle de plateforme de coordination, la motivation et le design d'un tel marché varieront en fonction de la structure organisationnelle de la zone concernée. Dans le cas où de nombreux opérateurs de réseaux sont impliqués, le développement d'un marché local de flexibilité peut être motivé par un besoin de coordination et de centralisation de l'information.

Différences dans les approches et la réglementation de la gestion de la congestion

Les caractéristiques et l'efficacité économique des approches actuelles utilisées pour la gestion de la congestion peuvent également susciter une motivation différente pour développer un marché local de flexibilité.

Dans certains pays, les approches actuelles de gestion des congestions au niveau des réseaux de distribution manquent de transparence et ne prennent souvent en compte qu'indirectement les principes économiques. En outre, les mécanismes historiques de gestion de la congestion ont souvent été conçus pour les actifs traditionnels (en particulier les actifs de production conventionnels). Ces mécanismes ne sont pas pensés pour permettre l'intégration de nouvelles sources de flexibilité avec

des caractéristiques technologiques différentes (par exemple, les exigences minimales de participation sur ces marchés sont souvent perçues comme une barrière pour les nouvelles sources de flexibilité) (Ruz and Pollitt, 2016).

Il existe plusieurs façons de gérer la congestion (Hirth and Glismann, 2018) : tarifs de réseau différenciés, conventions de raccordement intelligents, solutions de réseau (modification de la topologie ou renforcement du réseau) ou encore le « redispatching » (c'est-à-dire la modification des programmes de production et/ou de charge afin de modifier les flux physiques sur le réseau), etc. Les approches de « redispatching » peuvent être classées en deux catégories : le « redispatching » basé sur les coûts (les participants invités à modifier les programmes de production/demande sont payés sur la base des coûts vérifiés) et le « redispatching » basé sur le marché (les participants invités à modifier les programmes de production/demande sont payés sur la base de l'offre proposée ou d'un prix de marché local). Un marché local de flexibilité appartient à cette dernière catégorie (approche de « redispatching » fondée sur le marché). Bien que les approches fondées sur le marché soient encouragées au niveau européen (en particulier après le paquet « énergie propre »), nous observons, jusqu'à présent, une faible proportion de ce type de mécanismes appliqués au réseau de distribution à un niveau opérationnel. Cela peut s'expliquer en partie par le fait que les mécanismes historiques de gestion des congestions ont souvent été construits par les GRDs comme des réponses d'urgence dans de rares cas de congestion. Le contexte a maintenant changé dans certaines juridictions (augmentation des congestions) et les approches historiques montrent leurs limites.

Un examen plus approfondi de la situation des quatre pays étudiés montre ici aussi, des approches très diverses de la gestion de la congestion. Certains pays disposent déjà de mécanismes de « redispatching » fondés sur le marché pour les réseaux de distribution, mais avec un manque de transparence et une ouverture incomplète pour les actifs décentralisés de petite taille. En France, par exemple, la gestion du réseau inférieur à 110 kV est partagée entre RTE, qui exploite les réseaux de 63 et 90 kV et ENEDIS, qui couvre les réseaux de 20 kV et BT. La gestion actuelle de la congestion effectuée par RTE est principalement réalisée via un mécanisme de « redispatching » fondé sur le marché. Dans le cadre du « redispatching », RTE dispose de deux moyens pour déployer la flexibilité afin de résoudre la congestion : soit par le biais du mécanisme d'ajustement, soit par la contractualisation des actifs via des contrats J-1 qui sont des contrats bilatéraux avec les producteurs (RTE, 2010). Le mécanisme d'ajustement français classe un certain nombre d'offres de sources flexibles (avec une offre minimale de 10 MW) qui peuvent répondre au problème (dans ce cas, une congestion) selon un ordre de mérite économique de leurs offres avec une rémunération à l'offre. Si le mécanisme français utilise une approche fondée sur le marché avec prise en compte de l'ordre de mérite économique pour sélectionner les offres de flexibilité plus adaptées pour lever une congestion, il n'est pas non plus, du

moins en ce qui concerne le « redispatching », entièrement transparent, dans la mesure où les gestionnaires de réseau ne communiquent pas les détails des offres activées ou les zones concernées par la congestion et ne permettent pas aux actifs de petite taille de participer, bridés par son offre minimale de 10 MW. ENEDIS, le principal opérateur de distribution français, n'a pas actuellement d'approche fondée sur le marché pour gérer ses contraintes de réseau, mais propose des contrats de raccordements intelligents spécifiques pour le raccordement de l'électricité renouvelable ("smart"). Ces contrats permettent, dans une certaine mesure, de réduire la production des producteurs de SER en cas de contrainte de réseau (c'est-à-dire en cas de congestions d'injection).

Dans d'autres pays, il existe un mécanisme permettant de gérer la congestion quasiment en temps réel, mais aucune approche fondée sur le marché. En Allemagne, la gestion de la congestion sur le réseau de distribution est principalement réalisée par une solution de réseau ou par une solution de « redispatching » basée sur les coûts (Bayer et al., 2018). Le mécanisme de « redispatching » fondé sur les coûts utilisé est le "Einspeisemanagement"¹⁹, principalement employé au niveau du transport mais également par certains opérateurs de réseaux de distribution. Cette approche gère les écrêtements de la production renouvelable (égale ou supérieure à 100 kW) pour les besoins du réseau et rembourse 95% de leurs coûts²⁰. Cette gestion proche du temps réel n'utilise pas un ordre de mérite économique pour sélectionner de manière efficace les offres de flexibilité disponibles ; la sélection se fait sans vision globale des coûts des actifs écrêtés. Le coût total du mécanisme est d'ailleurs finalement payé par les consommateurs, car ce poste de coût est considéré comme non contrôlable et échappe à la régulation incitative des gestionnaires de réseau (Brunekreeft et al. 2020). Dans la mesure où ce ne sont pas les GRD qui paient le coût de redispatching pour régler les congestions, ils ne sont pas incités à les minimiser.

Au Royaume-Uni, la gestion de la congestion sur le réseau de distribution est désormais principalement fondée sur des solutions de réseau et des contrats de raccordement. Le gouvernement anglais a introduit une nouvelle politique de raccordement pour les EnR appelée "Connect and Manage", qui offre une possibilité d'accès accéléré au réseau (les nouveaux actifs peuvent commencer à produire avant la fin des travaux complets de connexion/réseau), permettant ainsi de gérer certaines contraintes d'injection.

Aux Pays-Bas, il n'existe pas, à notre connaissance, de mécanisme de marché pour gérer la congestion sur le réseau de distribution. Il existe un système de redispatching fondé sur les coûts, avec écrêtement

¹⁹ Gestion de l'injection

²⁰ Il s'agit ici de leurs coûts réels ou leurs coûts d'opportunité, c'est-à-dire le manque à gagner des contrats de subvention du type « tarifs d'achat » garantis en cas d'écrêtement.

des sources d'énergie renouvelables en cas de congestion, sans tenir compte du rapport coût-efficacité de la mesure.

Les problèmes liés aux approches actuelles peuvent susciter différentes motivations pour développer un marché local de la flexibilité. Dans les régions ayant déjà une approche historique fondée sur le marché, la motivation pourrait être de corriger le manque de transparence ou l'inefficacité en n'intégrant pas certains actifs (petits, nouvelles technologies) qui pourraient avoir une place dans l'ordre de mérite, de créer un véritable « level playing field » entre les différents types de flexibilité et de mieux intégrer les nouveaux types de flexibilité. Dans un contexte où il n'y a pas d'approche fondée sur le marché, la principale motivation du développement d'un marché local de la flexibilité sera d'ajouter des outils fondés sur le marché pour résoudre la congestion et optimiser le « dispatching » ou programmation des actifs de flexibilité.

3.2.2 Impact de ces différences locales sur les motivations des marchés de flexibilité locale

Le tableau 3 résume les principales spécificités locales des quatre pays étudiés. La situation est très contrastée selon les pays. L'émergence de la congestion locale peut être très importante ou assez limitée. La structure organisationnelle est également variée, avec des systèmes comportant quelques grands gestionnaires de réseau et d'autres comportant de nombreux petits gestionnaires. En général, les pays utilisent actuellement des approches de gestion de la congestion au niveau de la distribution, sans ordre de mérite économique clair et sans transparence complète, bien que certains pays disposent déjà de mécanismes fondés sur le marché. Certains d'entre eux disposent d'un nombre suffisant de sources de flexibilité répondant aux caractéristiques recherchées, tandis que d'autres devront en développer de nouvelles.

	<i>France</i>	<i>Allemagne</i>	<i>Royaume-Uni</i>	<i>Pays-Bas</i>
Type et profondeurs des congestions locales	Faibles congestions Congestions provenant de l'Injection	Congestions fortes Congestions provenant de l'injection	Congestions fortes Congestions provenant de l'injection et du soutirage	Congestions modérées Congestions provenant de l'injection
Structure organisationnelle	1 GRT and 1 GRD majoritaire	4 GRTs & plus de 800 GRDs (comprenant des GRD en tandem)	1 GRT & 14 GRDs	1 GRT & 11 GRDs (dont 8 avec plus de 100 clients)
Mécanismes de gestions des congestions actuels	Mécanisme de marché pour les réseaux 90 kV et 63 kV, mais peu transparent. Contrats de raccordements intelligents	Pas de mécanisme de marché (redispatching « Cost-based »)	Pas de mécanisme de marché Contrats de raccordements intelligents	Pas de mécanisme de marché
Besoin de développement de nouvelles ressources.	Modéré	Faible	Haute	Haute

Tableau 3 : Résumé de la diversité des situations dans les différents pays

En résumé, nos études de cas nous permettent d'identifier quatre motivations principales qui peuvent conduire à l'émergence d'un marché local de la flexibilité :

- i) Un niveau important de congestion sans mécanisme historique fondé sur le marché pour permettre aux GRD de réaliser un « redispatching » efficace et économique des actifs de flexibilité pour résoudre la congestion,
- ii) La volonté d'offrir de nouvelles incitations pour développer et investir dans de nouvelles sources de flexibilité,
- iii) Un niveau important de congestion et la présence de multiples acteurs qui doivent coordonner leurs activations,
- iv) L'inadéquation des mécanismes actuels de gestion de la congestion qui ne permettent pas d'intégrer un nombre substantiel de sources potentielles efficaces pour la gestion de la congestion.

Dans les deux sections suivantes, nous nous intéressons aux choix de design des marchés de flexibilité locale. A travers l'examen des quatre mêmes études de cas, nous identifierons comment les spécificités

locales des différents pays étudiés peuvent contribuer à expliquer les différences dans le design des marchés de flexibilité.

3.3. Les marchés de flexibilité locale existants présentent un large éventail de « market-design »

Dans cette section, nous mettons en évidence la diversité du design des marchés de flexibilité locale. Nous nous concentrons sur quatre initiatives européennes, qui ont été lancées dans les pays étudiés dans la section 2. L'objectif de cette section est de décrire les principales différences structurelles sur les designs de marché, ce qui nous permettra dans la dernière section de comprendre le lien entre les choix de design et les situations locales. Nous analysons quatre initiatives (ENERA, GOPACS, UKPN Picloflex, Enedis).

Schittekatte and Meeus (2020) ont décrit différentes caractéristiques des marchés de flexibilité locale. Notre analyse complète leur enquête et réorganise les différences de design selon trois dimensions principales :

- **La temporalité du design** : certaines initiatives se concentrent sur l'activation à court terme (autour d'un horizon infra journalier) des sources de flexibilité pour gérer les congestions et d'autres se focalisent sur la gestion et l'adéquation à long terme avec un paiement de réservation de capacité et des contrats pluriannuels.
- **L'utilisation d'une plateforme externe ou d'un tiers pour gérer le marché de flexibilité** : certaines initiatives sont basées sur une plateforme externe qui centralise les échanges d'informations et la communication et assure la coordination entre plusieurs gestionnaires de réseau, tandis que d'autres sont basées sur un mécanisme de marché « indépendant » gérant uniquement les besoins d'un gestionnaire sans coordination organisée avec les autres.
- **La facilité d'accès** : certaines initiatives permettent un accès simplifié aux nouveaux acteurs (nouvelles technologies, taille réduite, agrégation) par rapport à d'autres, même si toutes offrent un accès plus facile que le mécanisme historique de congestion géré par le GRT.

Temporalité du design

Les quatre initiatives diffèrent quant à l'horizon temporel sur lequel elles se concentrent pour leur design de marché. Deux des initiatives analysées sont plus axées sur la gestion à court terme (horizon

temporel « J-1 » ou infra journalier, c'est-à-dire quelques heures avant le temps réel) et les deux autres sont plus axées sur les besoins à long terme (une ou plusieurs années avant le temps réel).

Pour ENERA et GOPACS, la définition du produit "flexibilité" est destinée à répondre aux congestions identifiées à court terme sur une vision J-1 (ou infra journalier, ID). Les gestionnaires de réseau (GRD-GRT) identifient les problèmes potentiels du réseau la veille et indiquent leurs besoins de gestion de la congestion à la granularité temporelle qui régit le marché infra journalier dans leur zone (pour une journée, 96 pas de temps de 15 minutes pour le réseau en Allemagne et aux Pays-Bas). Pour GOPACS, le produit négocié est appelé « Intra-day Congestion Spread » (IDCONS)(GOPACS, 2019). Il s'agit d'un produit qui comprend une offre d'achat et une offre de vente en dehors de la zone congestionnée (ou vice versa) via la plateforme ID ETPA. Les sources de flexibilité locale dans le cas d'ENERA et de GOPACS ne sont payées qu'à l'activation²¹.

Dans le cas de UKPN et ENEDIS, une logique de long terme est adoptée dans la définition des besoins (profondeur et fréquence) et des produits adaptés. La définition des besoins peut aller jusqu'à plusieurs années en avance du temps réel (jusqu'à 7 ans pour UKPN), en ligne avec les horizons de planification des réseaux. Par ailleurs, bien avant le moment où les flexibilités pourraient être activées, UKPN & ENEDIS peuvent offrir un paiement pour la réservation de la capacité flexible (en plus du paiement potentiel si cette capacité est activée). Les paiements pour la capacité réservée sont associés à une fenêtre de disponibilité (par exemple certaines heures de la journée, certains mois de l'année) et peuvent être établis pour un contrat annuel ou même pluriannuel. La période de disponibilité peut commencer quelques mois ou quelques années après la contractualisation ou la réservation. UKPN autorise ainsi la participation des actifs, soit en cours de développement, soit qui seront développés ultérieurement, afin de permettre une concurrence entre les actifs de flexibilité existants et nouveaux et de proposer une certaine visibilité aux investisseurs (Piclo, 2019b).

En conclusion, un marché de flexibilité locale peut être conçu pour une vision à court terme, en se concentrant uniquement sur le rôle de « redispatching » ou de « reprogrammation » proche du temps réel ou pour une vision à long terme, en se concentrant également²² sur les investissements et l'adéquation des actifs.

L'utilisation d'une plateforme externe ou tierce

Les initiatives diffèrent également dans la coordination qu'elles proposent aux GRT/GRD pour garantir la sécurité du système et principalement pour résoudre la congestion. L'organisation du marché local

²¹ Paiement pour l'énergie utilisée uniquement.

²² Il est important de remarquer que dans les designs orientés « long terme », les questions concernant l'activation à court terme des flexibilités locales pour régler une congestion sont également traitées.

de flexibilité est fondée sur une plateforme externe dans le cas de GOPACS, d'ENERA et UKPN, mais auto organisée par ENEDIS.

Sur GOPACS, la coordination GRT/GRD est centrale. Les gestionnaires de réseau identifient les endroits du réseau où la flexibilité pourrait être nécessaire pour résoudre une congestion, les signalent à une plateforme (technique) externe gérée par un tiers (GOPACS) qui centralise les besoins des gestionnaires de réseau et gère les conflits potentiels et les problèmes dans les activations des offres de flexibilité.²³ La plateforme technique de GOPACS ne reçoit pas les offres de flexibilité, elle est juste le lien avec la plateforme de marché ETPA ("Energy Trading Platform Amsterdam") et vérifie si l'activation des offres (offres localisées précédemment) peut être utilisée pour régler la congestion. Si les gestionnaires de réseaux de transport peuvent utiliser les actifs connectés au réseau de distribution pour répondre à leurs propres besoins, chaque gestionnaire de réseau restera responsable de la gestion de la congestion sur son réseau. L'appariement d'une offre d'achat dans la zone congestionnée et une offre de vente à l'extérieur de la zone congestionnée permettant de lever la congestion, sera réalisé via le produit IDCONS et s'il y a un écart de prix entre les deux offres, il sera compensé par le gestionnaire de réseau dont la congestion était originaire.

La plateforme de marché ENERA collecte, en tant qu'acteur tiers, les besoins de flexibilité de quelques GRD et GRT ainsi que les offres de flexibilité des opérateurs. La plateforme a la charge du design (e.g., la standardisation des produits de flexibilité) et de la mise en œuvre du marché local. Cela permet aux nombreux gestionnaires de réseau participants de profiter ainsi des économies d'échelle et de minimiser les coûts de mise en œuvre d'un tel marché. Cependant, la coordination entre les GRD et les GRT, pour éviter les activations physiques non appropriées, se fait manuellement via un processus parallèle à la plateforme ENERA. Bien qu'apportant déjà quelques bénéfices en termes de coordination et de construction du marché local, l'expérience de la plateforme de marché ENERA a révélé la nécessité d'une coordination plus technique. Les membres du projet souhaitent évoluer à l'avenir vers une intégration/centralisation du processus, afin de filtrer les offres du périmètre d'un GRD qui pourraient causer un problème de réseau sur le périmètre d'un autre GRT/GRD.

Pour le cas UKPN, la plateforme de marché externe « Piclo Flex » centralise l'organisation des différents appels d'offres suivant les besoins exprimés par UKPN (et les autres GRDs). Ici également, cette plateforme de marché facilite la standardisation des produits de flexibilité et permet de profiter des économies d'échelle et de réduire les coûts de mise en œuvre (par rapport à une situation où chaque gestionnaire de réseau organisait son propre marché local). En revanche, pendant la phase

²³ Par exemple, étant donné que les différents réseaux sont interconnectés, l'activation d'une flexibilité sur le périmètre d'un gestionnaire de réseau peut conduire à une congestion sur le périmètre d'un autre gestionnaire. La plateforme GOPACS est censée éviter ce type de problème.

d'activation, aucun mécanisme spécifique n'est prévu pour gérer la coordination directe avec les autres gestionnaires de réseau tels que les GRT. UKPN informe seulement les GRTs lorsqu'il a l'intention d'activer une ressource de flexibilité sans requérir de validation. L'activation est donc entièrement à la main d'UKPN et est effectuée par l'opérateur de flexibilité sur demande du gestionnaire de réseau.

Enfin, pour le cas français, les appels d'offres locaux de réservation de flexibilité sont directement organisés par ENEDIS (pas de plateforme externe). L'activation se fait directement à la demande d'ENEDIS et pour le moment, il n'y a pas de procédure formalisée concernant la coordination avec le GRT (ce sujet est encore objet de discussion et donc d'évolution possible).

En conclusion, un marché local de flexibilité peut être conçu pour coordonner les actions et les informations et mutualiser les coûts de plusieurs parties prenantes (via une plateforme externe) ou pour réaliser une gestion autonome.

Facilité d'accès

La facilité d'accès des différentes initiatives dépend du design des marchés locaux de flexibilité. Même si toutes les initiatives sont ouvertes aux agrégateurs, des règles d'accès spécifiques peuvent permettre une pleine participation des actifs de petite taille et de nouvelles technologies. Comme le marché local de flexibilité pour les GRD est un nouveau processus, certaines initiatives aident à intégrer de nouveaux actifs en établissant des critères de participation plus adaptés.

ENEDIS, ENERA et GOPACS proposent une accessibilité moyenne pour les SER. Sur ENERA les produits sont standardisés sur le type d'offres faites en infra journalier avec des offres minimales de 100 kW. Pour GOPACS, la taille minimale de l'offre dépend de chaque plateforme de marché liée à GOPACS (500 kW pour ETPA) et devrait être normalisée pour correspondre aux exigences des plateformes de marché traditionnelles. ENEDIS a imposé une offre minimale de 500 kVA, ce qui peut être considéré comme une accessibilité moyenne (par rapport à UKPN par exemple), mais représente tout de même une réduction importante par rapport au seuil actuel de la solution basée sur le marché de la congestion (seuil de participation de 10 MW sur le mécanisme d'ajustement).

Le design de l'initiative UKPN est davantage axé sur la facilité d'accès. UKPN, en effet, a établi différents seuils pour les offres, en fonction du niveau de tension, avec par exemple un seuil minimum de participation de 10 kW pour les appels d'offres en basse tension. Ils donnent désormais également accès à la gestion de la congestion pour de nombreux actifs connectés au réseau de distribution qui ne sont pas intégrés dans le mécanisme d'ajustement historique du GRT (Joos and Staffell, 2018). Ils peuvent enfin présélectionner les actifs en cours de développement ou planifiés (Piclo, 2019b).

Le marché local de la flexibilité peut ainsi être réellement conçu pour faciliter l'accès à de nouveaux types d'actifs aux mécanismes de gestion des congestions ou peut, au contraire, maintenir les seuils d'accessibilité proches des mécanismes historiques.

Synthèse des principales différences de design des marchés de flexibilité locale

Une solution de marché prenant la forme d'un marché local de flexibilité est mise en œuvre dans plusieurs pays pour répondre à la congestion croissante rencontrée par les gestionnaires de réseaux de distribution. Mais nous observons que son design peut être hétérogène, principalement sur la temporalité (accent mis sur le long ou le court terme), la coordination et l'organisation proposées sur la conception (l'utilisation d'une plateforme externe et plus ou moins de coopération pour le GRT et le GRD par exemple), ou la facilité d'accès (établir de faibles barrières d'entrée pour les nouveaux participants). Le tableau 4 résume la façon dont chaque initiative diffère sur ces trois objectifs principaux.

/ Project	ENERA	GOPACS	UKPN	ENEDIS
Temporalité	Focalisé sur le court-terme Pas de rémunération de capacité	Focalisé sur le court-terme Pas de rémunération de capacité	Focalisé sur le long-terme Maximum jusqu'à 7 ans de contractualisation et rémunération de capacité	Focalisé sur le long-terme Produit allant jusqu'à 2 ans. Rémunération de capacité optionnelle.
Utilisation d'une plateforme externe	Coordination moyenne Plateforme de marché externe gérée par un opérateur tiers (EPEX) pour plusieurs GRDs/GRTs Coordination manuelle entre les GRTs/GRDs en parallèle de la plateforme	Coordination importante Plateforme externe (technique) pour plusieurs GRDs/GRTs Coordination entre GRTs/GRDs au sein de la plateforme	Faible coordination Plateforme externe (marché / appels d'offres) pour plusieurs GRDs/GRTs Pas de coordination explicite pour l'activation dans le mécanisme	Faible coordination Appel d'offre auto-géré. Coordination avec le GRT pas encore définie
Facilité d'accès	Accessibilité moyenne Offre minimum de 100 kW	Accessibilité moyenne Enchère minimum de chaque plateforme (0.5 MW pour ETPA)	Accessibilité facile Offre minimum de 10 kW	Accessibilité moyenne Offre minimum : 500 kVa

Tableau 4 : Résumé des principales caractéristiques des différentes initiatives

3.4. Analyse conjointe des marchés de flexibilité locale et des spécificités de chaque pays : quel design pour quel besoin ?

Cette section présente l'analyse conjointe entre les spécificités locales des quatre pays analysés (section 2) et le design des initiatives de marché dans ces pays (section 3). Cette analyse permet de comprendre le choix du design résultant des objectifs et des spécificités en fonction de chaque situation. Dans la section 2, nous avons illustré la diversité des situations dans les pays européens et montré que les spécificités locales peuvent expliquer quatre motivations différentes pour développer

un marché local de la flexibilité. Dans la section 3, nous avons mis en évidence les différentes approches de design de marché pour les marchés de flexibilité tendus. En croisant notre analyse des caractéristiques locales et des spécificités de design, nous identifions quatre situations qui pourraient conduire à différents choix de conception de marché que nous discutons plus en détail dans les sous-sections suivantes :

- i) La nécessité d'un ordre de mérite de court terme pour optimiser la programmation des actifs de flexibilité,
- ii) Le besoin de signaux stables et de long terme pour encourager le développement de nouvelles sources de flexibilité,
- iii) Le besoin d'une plateforme externe pour améliorer la mutualisation et la coordination entre les gestionnaires de réseau,
- iv) La nécessité de réduire les obstacles à la participation pour permettre aux nouveaux (petits) acteurs de valoriser leur flexibilité pour la gestion de la congestion.

La nécessité d'un ordre de mérite de court terme pour optimiser la programmation des actifs de flexibilité

En fonction des caractéristiques locales, un design permettant un ordre de mérite transparent entre les actifs de flexibilité existants pour la programmation apportera un gain d'efficacité important pour la gestion de la congestion à court terme.

Dans certaines zones, le niveau de congestion est déjà élevé et les principales sources de flexibilité sont présentes dans le système. Cependant le mécanisme actuel de gestion de la congestion n'optimise pas l'activation des différentes flexibilités avec un ordre de mérite économique bien établi. Comme nous l'avons précisé dans l'introduction, les GRD ont une grande visibilité sur les besoins de leur réseau, mais parfois, ont un manque de visibilité sur la possibilité et le coût des flexibilités des actifs décentralisés connectés à leurs réseaux.

Un design tel que celui développé par l'ENERA par exemple, qui propose aux gestionnaires de réseaux un ordre de mérite clair à court terme sur un principe de marché pour les actifs de flexibilité, avec une plateforme transparente, permettrait d'augmenter l'efficacité de la reprogrammation et de l'utilisation des actifs de flexibilité en Allemagne.

En principe, des marchés à court terme bien conçus permettent d'utiliser au mieux les ressources existantes (Stoft, 2002b). Aujourd'hui, en l'absence de concurrence entre les actifs et d'efficacité

économique en utilisant uniquement des mesures de réseau, sont des obstacles à une meilleure utilisation des ressources de flexibilité existantes.

Le besoin de signaux stables et de long terme pour encourager le développement de nouvelles sources de flexibilité

Dans certaines zones où l'on observe une perspective de congestion déjà importante ou croissante, le nombre de sources de flexibilité pourrait être insuffisant ou inadapté au type de congestion. Dans ce cas, il peut être nécessaire de développer de nouvelles sources de flexibilité pour proposer des services de gestion des congestions au GRD. Pour inciter au développement de sources de flexibilité efficaces, la conception du marché de la flexibilité locale doit se concentrer sur le long terme, en fournissant des signaux stables via le paiement de la rémunération de la capacité et/ou des contrats à long terme.

Dans notre exemple, le design choisi par UKPN via la plateforme Piclo Flex, va dans ce sens. UKPN réalise la planification, identifie ses besoins à long terme et conclut des contrats sur une durée allant jusqu'à sept ans avec les opérateurs de flexibilité. D'autre part, UKPN autorise la participation dans leur appel d'offres des actifs de flexibilité en cours de développement ou en projet. Enfin, les contrats assurent un paiement de la capacité sur plusieurs années qui s'ajoute au paiement à l'activation, ce qui renforce la visibilité sur le niveau de rémunération dans ce design.

Le design du marché doit être adapté si l'objectif consiste à inciter les investissements en privilégiant les échéances à long terme (Stoft, 2002). Comme décrit précédemment, si le marché fondé uniquement sur une concurrence au moment de l'activation (merit order) favorise l'efficacité à court terme (en optimisant l'utilisation des flexibilités existantes), le design du marché orienté sur le long terme (e.g., appels d'offres) devrait attirer les investissements en flexibilité les plus efficaces et permettre de minimiser les coûts financiers associés. La définition du besoin à long terme, grâce à la planification et la contractualisation sur plusieurs années par exemple, donnera une meilleure visibilité et réduira le risque pour les investisseurs. L'organisation des appels d'offres dans ce design permet de révéler des informations et de déterminer les projets de flexibilité les plus efficaces et les mieux adaptés aux besoins. Ce type de design peut également fournir une meilleure vision à long terme des revenus pour les investisseurs, en combinant un paiement pour l'activation (énergie) et pour la réservation (capacité). Cette formule réduit ainsi les risques pour les investisseurs et permet une vision moins incertaine de la rentabilité d'un actif que dans un marché local de flexibilité établi sur une période courte (e.g., quelques activations pendant une année) traditionnelle.

Le besoin d'une plateforme externe pour améliorer la mutualisation et la coordination entre les gestionnaires de réseau

Le besoin de coordination, de communication et d'échange de données est élevé dans un contexte de forte congestion et d'un nombre important d'acteurs impliqués de tailles variées (Section 2). Les marchés locaux de flexibilité qui favorisent la mutualisation et la coordination entre les acteurs seront ainsi privilégiés.

Comme exposé précédemment, dans certaines zones le nombre de GRTs/GRDs peut être important. La nécessité de coordonner des actions menées séparément, même si chaque gestionnaire de réseau reste responsable de la gestion de la congestion de son propre réseau, pourrait également générer des inefficacités. En effet, il y aura un besoin important de coordonner les actions récurrentes pour la gestion de la congestion entre plusieurs parties prenantes, ce qui motiverait les GRD à développer un marché de flexibilité local pour fournir un outil de coordination entre les parties prenantes et en particulier un marché de flexibilité local fondé sur une plateforme externe centralisant les données et les actions pour plusieurs GRT/GRD. En effet, les réseaux étant interconnectés, un actif de flexibilité peut présenter un intérêt, par exemple pour plusieurs acteurs, être utilisé pour la gestion de la congestion par plusieurs GRD ou participer à l'équilibrage national géré par le GRT. Si ces acteurs ne partagent pas une plateforme commune, leur coordination serait complexe.

Comme le montre la section 3, la coordination entre les différents types de plateformes de marché de flexibilité locale peut varier. Dans les cas analysés ici, une plateforme technique externe telle que GOPACS, qui a dans ses caractéristiques de fonctionnement de nombreux éléments facilitant la communication entre GRT/GRD et entre GRDs, facilitera la coordination entre les acteurs dans un contexte institutionnel partagé entre de nombreux opérateurs de réseau. Les informations permettant de déterminer la meilleure valeur pour le système d'un actif de flexibilité, seront directement déterminées par la volonté de payer de chaque acteur. La plateforme externe permettra également de partager les méthodes et de comprendre les problèmes potentiels créés par l'activation des offres sur leur propre réseau. Il s'agit d'une première étape vers une plateforme externe jouant un rôle technique plus important.

Un marché local de flexibilité utilisant une plateforme externe pour centraliser les données et les besoins de chacun, peut être utilisé et être plus avantageux qu'une multitude de marchés locaux parallèles développés par chaque GRD. La co-construction d'une plateforme entre GRTs & GRDs, la communication et la centralisation de leurs contraintes de réseau et un suivi commun des opérateurs de réseau sur une plateforme de flexibilité locale peuvent répondre au besoin d'organiser et de faciliter la coopération entre GRTs & GRDs.

Nécessité de réduire les obstacles à la participation pour permettre aux nouveaux (petits) acteurs de valoriser leur flexibilité pour la gestion de la congestion

Dans certaines régions, les nouvelles sources de flexibilité rencontrent des difficultés à participer à la gestion de la congestion en raison de l'inadéquation des mécanismes actuels (section 2). En effet, les approches existantes de la gestion de la congestion peuvent potentiellement être trop restrictives pour permettre l'intégration complète des ressources décentralisées et l'adaptation de ces mécanismes (historiquement construits pour les besoins des GRT et des actifs conventionnels) pourrait être difficile à mettre en œuvre. Dans ce contexte, le design du marché de la flexibilité locale devrait se concentrer sur la facilité d'accès.

D'après notre étude de cas, le design choisi par ENEDIS correspond bien à ce type de caractéristique. Le cas français illustre très bien ce contexte étant donné que le développement d'un marché est largement motivé par l'intérêt d'intégrer des flexibilités locales. En effet, bien que les besoins français en matière de congestion soient actuellement plutôt limités selon les études prospectives (voir section 2), les actifs décentralisés existants souhaitent toujours entrer sur de nouveaux marchés, même si les revenus estimés pour eux sont restreints. L'ouverture des marchés à tous les fournisseurs potentiels de flexibilité, est considérée comme nécessaire dans certaines situations (Villar et al., 2018). La réduction des barrières des mécanismes conventionnels par exemple, avec une offre minimale de 500 kVA (même potentiellement réduite), permettrait aux actifs décentralisés de participer.

Le design du marché de la flexibilité locale doit prendre en compte différents aspects pour en faciliter l'accès. Il est possible de réduire le seuil minimum d'accès au marché (en termes de puissance par exemple) ainsi que de proposer une standardisation des produits moins rigide que celle héritée des mécanismes historiques de gestion de la congestion, afin de permettre aux acteurs offrant différents produits de participer. Le marché devrait, si possible, renoncer à l'exclusivité et ainsi permettre aux actifs de flexibilité de participer à d'autres marchés pour d'autres produits. Enfin, les designs privilégiant un accès généralisé au marché doivent limiter des pénalités trop sévères afin d'éviter de faire courir trop de risques aux nouveaux actifs sur ces marchés naissants.

3.5. Conclusion

La transformation en cours des systèmes électriques à travers l'Europe conduit à une série de défis et de problèmes spécifiques, qui diffèrent selon les spécificités des systèmes électriques et des situations locales. Notre chapitre s'appuie sur 4 études de cas des initiatives des marchés de flexibilité locale dans différents pays (ENERA, GOPACS, UKPN et ENEDIS respectivement en Allemagne, aux Pays-Bas, au

Royaume-Uni et en France) afin d'identifier les moteurs de la mise en œuvre de ces marchés et les choix de design spécifiques en fonction du contexte local. La principale contribution de ce chapitre est de fournir une analyse structurée de la diversité des « market-design » pour les marchés locaux de flexibilité à la lumière de ces spécificités locales.

En guise de conclusion générale, il n'existe pas de design unique pour gérer les congestions : la caractérisation et la compréhension du contexte et des besoins locaux préalables à la mise en œuvre de nouveaux mécanismes de marché ou de réglementation est une démarche indispensable pour en garantir l'efficacité. Le marché de la flexibilité locale, qui devrait persister sur le long terme pour répondre à ces nouveaux besoins, devrait être conçu différemment selon les places et ne pourrait pas avoir un développement uniforme même parmi les pays européens. Nous montrons en effet que le contexte du système électrique et du marché entre les quatre pays est très différent. L'émergence de la congestion locale, la nécessité d'encourager le développement de nouvelles ressources, le cadre organisationnel et les approches actuelles de gestion de la congestion diffèrent dans les quatre pays. Nous mettons en évidence comment ces différences affectent les motivations pour le développement d'un marché de flexibilité locale et les principales contributions qu'un marché de flexibilité locale aurait pour une zone, qui incluent :

- L'optimisation de la programmation des actifs de flexibilité en cas d'apparition significative de congestion locale sur le périmètre d'un gestionnaire de distribution,
- La volonté d'envoyer des incitations pour développer de nouvelles sources de flexibilité sur un lieu spécifique,
- Le besoin d'un nouvel outil de coordination entre plusieurs parties prenantes, dont les multiples GRD et GRT, dans un contexte de besoins de coordination croissants et de coûts de transaction éventuellement élevés,
- La volonté d'intégrer de nouveaux acteurs, qui peuvent être confrontés à des barrières à l'entrée, en offrant des produits différents de ceux utilisés sur les marchés d'équilibrage nationaux gérés par les GRT par exemple.

Nous avons également identifié un certain nombre de différences clés dans la conception des différents marchés locaux de flexibilité étudiés, principalement sur trois aspects essentiels : la temporalité du design (court ou long terme), l'utilisation d'une plateforme externe ou tierce et leur facilité d'accès. Notre chapitre met ensuite en relation la diversité des situations rencontrées dans les différents pays avec les choix de design du marché. Nous utilisons les 4 études de cas pour généraliser

nos résultats, en identifiant une typologie d'approches potentielles et en analysant l'adéquation de différents designs de marché pour les marchés de flexibilité en fonction des spécificités locales :

- Lorsqu'il existe déjà un niveau important de congestion et d'actifs de flexibilité disponibles, un design établissant un ordre de mérite économique transparent peut être utile pour optimiser la programmation des actifs de flexibilité et la gestion de la congestion à court terme,
- Lorsque l'objectif poursuivi par le marché local de flexibilité est d'encourager le développement des actifs de flexibilité dans une zone, un design et une définition du produit fournissant une visibilité à plus long terme des revenus (par exemple avec des paiements de capacité et des contrats multi-annuels) peuvent être pertinents,
- Un marché local de flexibilité basé sur une plateforme externe avec une centralisation des informations clés peut être utile pour faciliter la communication et la coordination dans les cas où les structures organisationnelles impliquent de nombreux GRT et GRD et une variété de parties prenantes,
- Enfin, lorsque le cadre réglementaire en place présente des barrières empêchant l'exploitation de la flexibilité de nouvelles ressources de flexibilité plus petites, un design de marché qui réduit les seuils de participation minimum en termes d'énergie peut permettre la participation de nouveaux acteurs.

Si ce chapitre identifie les différentes motivations des marchés de flexibilité locaux et la manière dont les différents designs de marché peuvent y répondre, il ne couvre pas un certain nombre de questions qui doivent faire l'objet de recherches ultérieures.

En particulier, nous avons notifié les besoins spécifiques d'investissements dans les sources de flexibilité et introduit de possibles designs pour y répondre, mais sans analyser les problématiques spécifiques aux investissements dans ces actifs. Nous approfondirons cette problématique dans le chapitre suivant.

Actuellement, l'initiative ENERA a été arrêtée après 1 an et demi de démonstrateur. En effet, en Allemagne, la crainte de manipulation des marchés locaux (problématique de « inc-dec gaming ») est particulièrement importante et a ainsi compliqué le développement de ce projet et une éventuelle généralisation du processus.

En France, les appels d'offres de ENEDIS sont toujours en cours mais connaissent un succès relativement limité avec peu de participation des opérateurs potentiels de flexibilité. GOPACS et UKPN continuent tous deux à fonctionner et semblent être les deux marchés évoqués les plus matures. De nombreuses plateformes ont également vu le jour au sein de plusieurs pays

européens (Suède, Espagne...). Nous proposerons une analyse empirique plus détaillée de UKPN au sein du chapitre 5 de cette thèse.

Étant donné que les marchés locaux de flexibilité ne sont qu'un sous-ensemble des solutions potentielles pour gérer les congestions locales, la création de nouveaux marchés locaux de flexibilité doit être comparée à d'autres solutions de gestion des congestions, tels que les tarifs de réseau, les contrats de raccordement intelligents, etc. Pour réaliser cette analyse de manière complète, il sera nécessaire de prendre en compte les coûts de mise en œuvre associés au développement de ces nouveaux marchés de flexibilité locale et les comparer à l'efficacité et coûts des solutions alternatives. Il serait ainsi possible que pour certaines zones (faible congestion, mécanisme en place déjà efficaces), les coûts de mise en œuvre s'avèrent trop importants aux regards des bénéfices. Il sera également nécessaire d'étudier l'impact possible de ces développements sur les mécanismes historiques comme l'équilibrage et plus généralement sur le bien-être social (Hansen and Percebois, 2010b, Madina et al., 2019, Finon, 2017, Neon and Consentec, 2019). Concernant les spécificités locales identifiées, il est également possible d'y ajouter un élément d'analyse en identifiant la régulation des gestionnaires de réseau de distribution (sur les CAPEXS, OPEXS ou TOTEXS). En effet, ces différentes régulations pourront impacter directement les choix de « market-design » fait localement, notamment via la souscription ou non de services de flexibilité, considérés comme des OPEXS. Enfin, les études de cas peuvent éventuellement être étendues aux nouveaux marchés de flexibilité locale qui continuent d'apparaître au fil des années (e.g., CENTRICA, NODES etc...).

4. Chapitre 4 : Quel « market-design » pour assurer la coordination entre investissements réseau et investissements en sources de flexibilité ?

4.1. Introduction

Dans le chapitre précédent nous avons proposé une caractérisation des principales motivations du développement des marchés de flexibilité locale. En lien avec les spécificités locales mises en avant grâce à notre grille d'analyse, nous nous concentrerons ici sur les zones qui rencontrent des besoins de signaux stables et de long terme pour encourager le développement de nouvelles sources de flexibilité. Nous souhaiterons ici caractériser le « market-design » le plus adapté à ce contexte et également d'identifier les impacts et les manques d'un « market-design » inapproprié pour une zone avec un besoin structurel de développement de sources de flexibilité locale.

La congestion représente un coût pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) qui doivent compenser l'énergie qu'ils ne livrent pas au consommateur ou s'ils ne répondent pas aux critères de fiabilité fixés par les pouvoirs publics (Cornière et al., 2000; Stoft, 2006).

Pour limiter la congestion, les GRD peuvent augmenter la capacité de leurs réseaux. Cependant, l'expansion des réseaux s'accompagne de coûts et de difficultés d'acceptation (Rious, 2007; Spiliotis et al., 2016). Comme alternative au renforcement des réseaux, les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent utiliser des sources de flexibilité localisées pour faire face à ces contraintes. Ces sources de flexibilité peuvent être mobilisées sans nécessiter de nouveaux développements d'actifs (si la flexibilité provient de la réduction des sources renouvelables déjà en place par exemple), ou au contraire, impliquer des développements spécifiques (pour des batteries localisées, des effacements ou des générateurs sur le réseau par exemple). En effet, comme signifié au sein de Dronne et al., (2021), dans des cas de congestions dues à des problématiques de soutirage notamment, certaines zones ne disposent pas de capacités de flexibilité mobilisables à un niveau suffisant.

Pour faire émerger ces capacités de flexibilité mobilisable deux cas de figure vont apparaître : en premier lieu, certaines zones ont d'ores et déjà un gisement technique potentiel, mais en l'absence de rémunération, celui-ci n'est pas exploitable en l'état actuel. En effet, certaines sources de flexibilité (véhicules électriques, effacements de consommation...) nécessiteront un niveau minimum de

rémunération pour être déployées et utilisées afin de compenser la perte de confort ou d'inciter à l'évolution des comportements (ADEME et al., 2017).

Dans d'autres situations la capacité flexibilité mobilisable n'existe pas, ce qui nécessitera de réaliser des investissements spécifiques en technologies flexibles afin de soulager le réseau (si le déploiement de ces flexibilités est économiquement plus efficace que le renforcement classique du réseau). Les technologies déployées seront de différents types (batteries, générateurs (Eid et al., 2019), infrastructures nécessaires pour mobiliser les effacements ou gérer des flottes de véhicules électriques) et pourront donc solutionner des problèmes de soutirage en réalimentant une zone durant des congestions par exemple.

Ces services de flexibilité locale et le renforcement du réseau doivent être considérés comme des substituts (au moins partiels²⁴) et nécessiteront donc une coordination pour leurs processus de développement, en particulier dans le second cas présenté ci-dessus (développement spécifique d'actifs). Ce chapitre vise à caractériser les signaux nécessaires pour les investissements dans les flexibilités localisées spécifiques du réseau et les besoins de coordination entre la flexibilité locale et le développement du réseau pour résoudre la congestion au moindre coût.

Dans ce chapitre, nous nous concentrons spécifiquement sur le « market-design » pour fournir des informations et des incitations à l'investissement dans des actifs de flexibilité développés spécifiquement pour les besoins des réseaux de distribution.

4.2. Revue de littérature

Bien que la littérature connexe ne couvre pas spécifiquement le champ d'application de ce chapitre (coordination des actifs de flexibilité et du développement du réseau au niveau de la distribution avec les marchés de flexibilité locale), elle nous informe sur les problèmes et la complexité d'une telle coordination.

En ce qui concerne la coordination entre le développement du réseau et les actifs de production, la littérature a analysé sa complexité dans un système électrique libéralisé, principalement pour les réseaux de transport (Chao and Wilson, 2020; Conejo et al., 2016; Joskow and Tirole, 2005; Rious, 2007). Chao et Wilson (2020) ont particulièrement noté que si la coordination à court terme (c'est-à-

²⁴ En effet, les services de flexibilité peuvent absorber jusqu'à une certaine limite les congestions naissantes sur le réseau comme expliqué en introduction, mais à partir d'un certain niveau le renforcement de réseau peut devenir indispensable.

dire le dispatch) s'est améliorée, un manque de coordination perdure à long terme (c'est-à-dire l'investissement) entre le réseau et les producteurs (ou plus, généralement, les fournisseurs de flexibilité).

La littérature sur la coordination entre le réseau et les fournisseurs de flexibilité au niveau de la distribution est plutôt limitée et se concentre principalement sur la conception des tarifs de localisation et les questions à court terme. Par exemple, certaines études explorent les prix marginaux locaux de distribution comme moyen d'optimiser les décisions à court terme/de dispatch des EnR (Meeus et al., 2020).

En ce qui concerne les signaux d'investissement dans le secteur de l'électricité (non spécifiques aux actifs de flexibilités), la littérature nous permet de caractériser les conditions nécessaires pour inciter des investissements. Fournir le bon signal pour l'investissement et assurer l'efficacité à long terme est l'une des principales prérogatives pour concevoir un marché de l'électricité (Chao and Huntington, 1998; Stoft, 2002a). Comme le rappelle Cramton (2017b), donner ce signal de prix approprié à long terme est la partie la plus difficile du « market-design » de l'électricité et a donc conduit à de nombreux mécanismes spécifiques au fil du temps. La nécessité d'un « market-design » spécifique pour faire face au besoin croissant de flexibilité du système dans le cadre de la décentralisation a été mentionnée par certains articles comme Newbery et al., (2018) ou IEA (2016). La littérature a largement abordé l'impact du « market-design » pour faire face à la complexité des investissements dans la production d'électricité (de Maere d'Aertrycke et al., 2017; Henriot and Glachant, 2014; IEA, 2019; Newbery et al., 2019; Peluchon, 2019; Roques, 2020; Roques and Finon, 2017). Les questions liées aux différences croissantes entre la rémunération de l'énergie et le coût du développement des capacités sont de plus en plus pertinentes et ont été rapportées dans la littérature (Vassilopoulos, 2010). Avec le développement des énergies renouvelables à coût marginal nul, ces questions sont encore plus d'actualité et pèsent sur les décisions d'investissement (Newbery et al., 2018).

En résumé, à notre connaissance, il n'existe aucune recherche qui ne traite précisément l'impact de la conception du marché sur la coordination entre le réseau de distribution et le développement des actifs de flexibilité spécifiques.

Le reste du chapitre est organisé comme suit. Dans la section 2, nous posons le problème de la coordination entre le développement du réseau et les investissements spécifiques en flexibilité et nous développons le cadre économique qui nous permettra de comprendre pourquoi un design de court terme (c'est-à-dire un marché local de flexibilité basé uniquement sur l'activation) ne répond pas pleinement à cet objectif. Pour ce faire, nous utilisons le cadre de l'économie industrielle, qui nous permet d'identifier les limites potentielles du marché sur la base de la théorie économique classique,

en soulignant notamment la problématique d'asymétrie d'information entre les acteurs. Enfin, nous discutons des options de « market-design » pour permettre un niveau approprié de développement des sources de flexibilité pour la gestion de la congestion par les GRD.

Dans la section 3, nous illustrons la question du risque pour un investissement spécifique dans un actif de flexibilité à l'aide d'un modèle simplifié et d'un exemple numérique. Nous définissons d'abord le monde idéal du "first best" caractérisé par des investissements socialement optimaux (c'est-à-dire le compromis entre le développement du réseau et l'investissement en flexibilité pour minimiser le coût total) sur la base d'un planificateur social bienveillant intégré avec une information parfaite. En particulier, nous illustrons les différences dans l'utilisation de la flexibilité en fonction du coût du réseau considéré par le planificateur social bienveillant. Nous analysons ensuite le même cas dans un contexte dégroupé/libéralisé (l'opérateur de réseau est régulé, les revenus et les investissements des fournisseurs de flexibilité dépendent des signaux du marché) avec différents « market-design » pour le marché de la flexibilité locale. Nous considérons ici un « market-design » avec un marché basé sur l'énergie (activation) où les fournisseurs de flexibilité sont rémunérés uniquement par l'énergie locale injectée, une rémunération de l'énergie avec une communication d'un plan de développement du réseau et enfin une rémunération de la capacité avec un contrat multi-annuel. Les distorsions d'investissement potentielles et les inefficacités sociales sont identifiées en comparant la solution "first best" avec les résultats du marché de flexibilité locale avec certains designs spécifiques.

Dans la section 4, nous concluons par quelques remarques finales et discutons des travaux futurs.

4.3. Définition du problème et du cadre d'analyse

4.3.1 Problématique d'investissement dans des actifs de flexibilité via le cadre de l'économie industrielle

Dans un cadre théorique simplifié, pour résoudre optimalement le problème de la gestion des congestions, la théorie économique considère que le développement du réseau doit se faire jusqu'à ce que le coût marginal de la congestion égalise le coût marginal de développement du réseau (Stoft, 2006). Dans un contexte libéralisé, la théorie classique suppose qu'un marché devrait permettre de fournir les incitations optimales pour le développement des actifs de flexibilité, mais sans tenir compte de nombreux aspects du "monde réel". La théorie classique considère par exemple le partage parfait de l'information, l'absence de coûts de transaction, la rationalité parfaite... Mais pour l'investissement

dans les actifs de flexibilité, de nombreux éléments dans la pratique ne correspondent pas à cette vision théorique. Le cadre analytique fourni par l'économie industrielle permet ainsi d'analyser les imperfections de marché potentielles pour apporter une réponse plus pragmatique.

En effet, l'économie industrielle reconnaît la possibilité des défaillances du marché, notamment des asymétries d'information, du pouvoir de marché, de la rationalité limitée et des risques d'opportunisme, etc. En supplément de la théorie classique, le cadre de l'économie industrielle considère donc que l'existence de ces défaillances de marché peut inciter les agents économiques à ne pas prendre toujours une décision optimale en termes d'optimisation du bien-être social (Laffont and Tirole, 1991, 1988).

Une des problématiques principales soulignées notamment au sein de Laffont and Tirole (1988) est celle dite de « principal-agent ». Le problème du « principal-agent », issu de la littérature d'économie industrielle, désigne l'ensemble des problèmes rencontrés lorsque le comportement d'un acteur économique, désigné comme étant le « principal », dépend directement du comportement d'un autre acteur « l'agent », sur lequel le principal est imparfaitement informé. Cette problématique se focalise ainsi sur le problème d'asymétrie d'information.

Ici la problématique de « principal-agent » sera caractérisée par un principal (l'investisseur en sources de flexibilité) et un agent (le gestionnaire de réseau). L'agent dispose ainsi d'informations sur les besoins et la stratégie de développement du réseau dont ne dispose pas le principal, et peut ainsi réaliser à son tour un renforcement de réseau qui réduira le besoin de services de flexibilité et donc la rentabilité de l'investissement du principal.

Nous identifions ici les causes de l'asymétrie d'information, son implication possible sur les investissements en sources de flexibilité et les solutions les plus appropriées pour y répondre.

Causes de l'asymétrie d'information

Nous identifions et analysons donc un facteur principal qui crée cette situation d'asymétrie d'information pour l'investissement dans les actifs flexibles locales : le manque d'information du développeur de flexibilité sur la stratégie de planification du GRD.

Différents facteurs conduisent à une asymétrie d'information entre les investisseurs privés et les gestionnaires de réseau :

- Tout d'abord, la gestion de la congestion pour le réseau de distribution et les investissements dans les réseaux sont des questions très complexes. Ils sont influencés par des éléments exogènes très instables et peuvent parfois être partiellement résolus par l'autogestion du gestionnaire de réseau en

reconfigurant le réseau (sans coût) ou en exigeant le développement d'infrastructures. Le coût du développement des réseaux est également très différent selon les régions, étant lié à des facteurs autres que purement économiques (comme la géologie ou l'acceptation sociale).

-Le manque de transparence des données clés du réseau de distribution : le coût du développement du réseau n'est pas une valeur unique et transparente car il est profondément lié à des spécificités techniques et locales. L'absence d'un plan de développement du réseau de distribution (comme il peut en exister un pour le réseau de transport) rendra également difficile l'anticipation des décisions des opérateurs de distribution et l'analyse de leur stratégie de développement du réseau en cas de congestion.

- Les interactions entre le cadre réglementaire des réseaux et les choix de développement des réseaux sont très difficiles à prévoir. Plusieurs aspects peuvent conduire à une décision de développement de réseau différente de celle qui est socialement efficace, élément difficile à anticiper pour les investisseurs dérégulés en flexibilité. Par exemple, une réglementation $Cost+^{25}$, qui incitera davantage aux CAPEX plutôt qu'aux OPEX, peut conduire à un choix sous-optimal, difficilement prévisible pour les investisseurs dérégulés car elle réduira le coût effectif du développement du réseau pour les gestionnaires de réseaux de distribution (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020).

Tous ces éléments conduiront à une asymétrie d'information qui pourra augmenter l'incertitude pour les investisseurs privés qui souhaitent investir dans des actifs de flexibilité, car il leur sera difficile d'anticiper le développement du réseau. Cette difficulté d'anticipation impactera la rentabilité possible des actifs puisque comme nous l'avons souligné, le renforcement du réseau et l'utilisation des sources de flexibilité doivent être considérés comme des substituts à la gestion de la congestion.

Impact de l'asymétrie d'information sur les décisions d'investissement : le risque de hold-up pour les investisseurs

L'asymétrie d'information dans une configuration de type « principal-agent » peut conduire également à un risque dit de « hold-up » pour leurs investissements. Le risque de hold-up représente une situation pour laquelle un acteur réalisera un investissement spécifique sans contractualiser ses transactions futures et sans pouvoir planifier avec précision le niveau optimal d'investissement (Klein et al., 1978; Rogerson, 1992; Williamson, 1979). Dans ce cas l'investisseur peut faire l'objet d'un hold-up, c'est-à-

²⁵ Certaines réglementations actuelles peuvent inciter à développer du réseau et à réaliser ainsi des CAPEXs, alors que la contractualisation de services de flexibilité pourrait amener une économie pour le coût social. Ces réglementations sont notamment construites via une incitation par le régulateur à réduire uniquement les OPEXs dans les feuilles de route définies ou une rémunération du gestionnaire de réseau sur sa base d'actif régulé développé (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020)

dire que la partie adverse peut menacer de faire cesser la relation et de le laisser avec son actif dévalorisé « sur les bras ».

Kydland and Prescott (1977) soulignent également le risque que peut faire encourir de possibles modifications court-terme de décisions par un décideur publique, notamment lors d'investissements ou de planification nécessaire sur le long-terme.

Dans notre cas, le risque de hold-up apparaîtra avec la possibilité pour le gestionnaire de réseau de faire le choix autonome d'un renforcement de réseau, ne contractualisant ainsi plus de services issus des sources de flexibilités, malgré des investissements spécifiques réalisés dans des actifs de flexibilité par des tiers.

Comme explicité précédemment, nous considérons les zones où il existe un besoin structurel d'investissement spécifique dans de nouvelles sources de flexibilité localisées, notamment pour des besoins de flexibilité à la hausse (congestion de soutirage) via des actifs pouvant injecter de l'énergie. Comme développé dans Dronne et al. (2021) certaines zones nécessiteront des investissements dans des sources de flexibilité et celles-ci produiront des services qui ne seront pas facilement disponibles sur les marchés de gros parallèles. Les choix d'investissement sur ces localisations précises feront donc l'objet d'une spécificité de localisation dans la mesure où l'élément déterminant du choix d'investissement sur cette localisation sera l'intérêt de participer et d'obtenir une rémunération via le marché de flexibilité locale.

Dans le secteur de l'électricité, la littérature a discuté de l'impact du risque et du manque d'information sur les décisions et le niveau total d'investissement (Moreno et al., 2010; Newbery, 2016; Roques and Finon, 2017). En effet, le risque de hold-up est d'autant plus important pour les investissements dans des actifs à forte intensité capitalistique, comme le sont les actifs de production électrique. La littérature a particulièrement souligné le risque de sous-investissement dû à l'impact de l'asymétrie d'information et du manque d'engagement du côté de la demande en électricité (Neuhoff and De Vries, 2004; Oliveira, 2008).

Cette incertitude aura en outre une grande importance sur les actifs de flexibilité puisque, comme le montre EPRI (2013), dans le cas de la rémunération pour le report des investissements de distribution par exemple, la valeur des services de report des investissements de distribution dépend du nombre d'années pendant lesquelles un investissement peut être reporté et de la taille de cet investissement. Plus proche de notre sujet, Buchmann, (2020) souligne également le besoin de transparence sur les services de flexibilité à moyen et long terme dont les GRD ont besoin pour être une alternative à l'expansion du réseau. Le rapport Eurelectric (2021) notifie lui aussi le besoin des composantes du marché « d'avoir une transparence dans le processus et les résultats de la prise de décision des GRD ».

Enfin, Vogel, (2009) qui a étudié les signaux d'investissements efficaces pour la production distribuée, souligne que dans les situations avec un acheteur unique, comme le gestionnaire de réseau de distribution avec les services de flexibilité, le besoin de donner la certitude aux investisseurs est une clé pour assurer que "l'opérateur du réseau ne puisse pas retirer les paiements annoncés pour attirer l'investissement".

Le risque de hold-up pourra donc particulièrement impacter les décisions d'investissements en sources de flexibilité et ainsi conduire à un niveau d'investissement insuffisant.

Dans ce chapitre, nous explorons et soulevons le problème de la coordination entre les investissements de réseau et de flexibilité en tenant compte des caractéristiques réalistes des systèmes électriques de distribution et en particulier de l'asymétrie d'information entre les fournisseurs de flexibilité et les opérateurs de réseau et du manque d'engagement du GRD. Nous soutenons que ces aspects créent de l'incertitude et un risque d'opportunisme pour les fournisseurs de flexibilité et influencent les décisions d'investissement en flexibilité dans le contexte de la conception du marché de flexibilité locale basé sur l'activation.

4.3.2 Possible solution de « market-design » : quelle alternative pour répondre au risque de hold-up en fournissant les incitations appropriées pour développer des actifs de flexibilité ?

Comme expliqué dans le cadre de l'économie industrielle, la forme de marché « pure » ne sera pas la plus adaptée aux caractéristiques de transaction des actifs de flexibilité développés pour les besoins spécifiques du gestionnaire de réseau de distribution en raison du risque de hold-up qui pourra influencer les décisions d'investissement et ainsi ne pas permettre un niveau suffisant d'investissement en sources de flexibilités.

Dans ce cadre, pour répondre à la problématique d'asymétrie d'information et de risque de hold up, nous proposons une solution basée sur des contrats, empêchant ainsi le risque de hold-up de la part du gestionnaire de réseau de tout ou partie des revenus attendus des investisseurs et permettant une révélation de l'information sur les stratégies de renforcement du GRD (Laffont and Tirole, 1988, Rogerson, 1992; Williamson, 1979).

Paiement de capacité de long-terme

Le paiement des capacités à long terme, i.e., avec des contrats multi-annuels, apportera des réponses aux problèmes décrits dans la section précédente.

Pour ce qui est de la mise en œuvre, plusieurs options sont possibles. Le paiement de capacité à long terme serait effectué directement par les gestionnaires de réseau. Si les gestionnaires de réseau n'ont pas le droit de développer eux-mêmes des actifs conformément au paquet "énergie propre", ils ont le droit de signer des engagements à long terme avec des acteurs s'ils respectent les principes de la concurrence. C'est par exemple le cas sur le marché de la flexibilité de UKPN, où les contrats à long terme doivent être signés pour une période de 7 ans (UKPN, 2020). Pour permettre l'arrivée de nouveaux entrants et assurer une concurrence la plus forte possible, il est alors possible de déployer des appels d'offres locaux à terme pour les capacités avec un marché de court terme pour l'énergie (Oren, 2003). Ces appels d'offres peuvent être réalisés par les gestionnaires de réseaux, combinées à l'activation du marché de l'énergie pour assurer une concurrence aussi forte que possible.

Quant à la crainte de « hold-up », le paiement de la capacité à long terme donnera une visibilité sur la volonté de payer pour les services de flexibilité sur plusieurs années, révélant la valeur de la capacité flexible des opérateurs de réseau (Neuhoff and De Vries, 2004; Newbery, 2003). En effet, le paiement de capacité à long terme implique un engagement de la part du gestionnaire du réseau de distribution et réduit ainsi les risques de transactions en réduisant les différences d'information. Comme le dit Williamson (1985), "l'engagement d'actifs spécifiques dans un contrat par une partie entraîne des coûts de sortie qui génèrent des risques d'expropriation". La résolution du risque de hold-up passerait alors par des garanties et des certitudes (Emons, 1988). Avec un montant fixe de réservation de capacité sur plusieurs années, le risque de perte de valeur est considérablement réduit. Le paiement à long terme lisse l'opportunisme de l'opérateur de réseau qui peut retirer la rémunération qu'il a signalée à l'investisseur d'une production décentralisée après l'investissement entrepris (Vogel 2009).

Le paiement de la capacité locale révélerait également la structure des coûts, notamment en ce qui concerne le coût du renforcement du réseau et permettrait une meilleure anticipation par les investisseurs (Laffont et Tirole, 1988). Déterminer une rémunération fixe pour la capacité réalisée par le gestionnaire de réseau, permettrait également aux investisseurs de réduire leur exposition à la volatilité des prix du marché à court terme ou aux variations de la demande (Deng and Oren, 2006; Moreno et al., 2010; Neuhoff and De Vries, 2004). Cela réduirait alors le risque de hold-up sur les revenus des investisseurs et conduirait à une augmentation du bien-être social en permettant des investissements appropriés et socialement optimisés grâce à une meilleure information des

investisseurs que dans le cas d'une conception de marché uniquement fondée sur la rémunération de l'énergie (de Maere d'Aertrycke et al., 2017; Neuhoff and De Vries, 2004; Roques and Finon, 2017).

Améliorer le cadre réglementaire

La réduction du risque et principalement de l'aspect informationnel, peut également provenir de modifications du cadre réglementaire. Pour répondre aux problèmes informationnels, comme l'explique Sappington, (1991), l'opérateur de réseau devrait communiquer certaines données et informations clés avant la signature du contrat, afin d'éviter les différences d'information précontractuelles. CEER, (2020) a également notifié la volonté de réaliser les plans de développement des réseaux des GRD, comme il l'a fait au niveau de la transmission.

Pour permettre une meilleure visibilité sur la stratégie des gestionnaires de réseaux de distribution et assurer un alignement entre les incitations des gestionnaires de réseaux et la planification socialement optimale, il est nécessaire d'adopter une approche égale des CAPEX et OPEX pour le développement des réseaux : en effet, actuellement le choix du développement du réseau peut également être difficile à prévoir pour les investisseurs car les décisions de développement du réseau s'écartent de l'optimum dans la mesure où les gestionnaires de réseau sont incités à réaliser le développement du réseau (CAPEX) plutôt que d'utiliser des solutions alternatives telles que la flexibilité (OPEX) (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2020).

4.4. Comparaison de différents « market-design » : illustration numérique théorique des problématiques de coordination du développement du réseau et de la flexibilité pour un besoin de développement d'un actif de flexibilité à la hausse

A l'aide d'un modèle numérique théorique, cette section illustre un risque (mis en avant dans la section précédente) pour les actifs de flexibilité développés spécifiquement²⁶ afin de solutionner une congestion via un marché local de flexibilité court-terme : une évolution imprévisible de la stratégie de renforcement du réseau. Dans un second temps, cet exemple présente les différents choix qu'un investisseur peut réaliser pour faire face à ce risque dans un univers libéralisé en fonction de différents « market-design ».

²⁶ Un cas pour faire émerger une capacité mobilisable d'effacement est présenté en annexe.

Cette section est organisée comme suit.

Tout d'abord, nous établissons un cadre basé sur un "planificateur social bienveillant" théorique dans un cas stylisé, mais incluant plusieurs questions réelles dans le problème de coordination réseau/flexibilité. En effet, nous considérons les investissements dans une perspective dynamique (y compris l'évolution des facteurs de congestion dans le temps et l'irréversibilité des investissements) ainsi que les indivisibilités de renforcement du réseau (c'est-à-dire des investissements de réseau pouvant prendre uniquement des valeurs discrètes en raison de contraintes techniques et des normes de développement). Le planificateur bienveillant décide des investissements dans le réseau et les actifs de flexibilité et gère la programmation globale avec l'objectif de minimiser le coût social total. Plus précisément, le planificateur bienveillant minimise le coût social total sur un horizon de cinq ans et dispose d'une information parfaite sur l'avenir. Ce cadre nous permet d'obtenir la solution "first-best", c'est-à-dire le compromis optimal entre le développement du réseau et la flexibilité, qui sera utilisé comme référence pour comparer avec des options réalistes de conception du marché. En outre, le cadre du "first-best" est utile pour illustrer l'impact de paramètres clés (par exemple le coût du réseau considéré) sur les stratégies d'investissement dans les réseaux et les utilisations socialement optimales des actifs de flexibilité, en soulignant leur complémentarité et leur substituabilité et donc la nécessité d'un déploiement coordonné de ces deux types d'actifs.

Dans un deuxième temps, nous analysons le même exemple dans un cadre libéralisé. Nous considérons ainsi un cadre en lien avec le développement de la section précédente, avec un principal (l'investisseur en sources de flexibilité) et un agent (le gestionnaire de réseau). Nous soulignons ainsi l'impact que génère l'asymétrie d'information (ici l'incertitude sur la stratégie de renforcement du gestionnaire de réseau) sur la décision d'investissement d'un acteur privé dans une source de flexibilité via un marché de flexibilité locale court-terme, et in-fine sur le coût social²⁷. Nous présentons ceci en considérant différents designs de marché (c'est-à-dire, un marché de flexibilité locale basé uniquement sur l'activation, un marché avec paiement de l'énergie mais partage d'information préalable et un marché de flexibilité local basé sur le paiement de la capacité à long terme et les contrats) et nous soulignons les conséquences positives possibles sur le bien-être social du développement de contrats à long terme pour fournir des incitations à l'investisseur en flexibilité.

²⁷ Pour la clarté de l'exemple nous ne considérons ici qu'un type de risque.

4.4.1 Description de l'exemple illustratif et hypothèses

Pour illustrer le compromis entre investissement en sources de flexibilité et le développement du réseau, nous développons un exemple stylisé inspiré de Stoft (2006).

Le système électrique simplifié et stylisé est composé de deux zones : la zone de distribution et la zone externe. Ces deux zones sont connectées par une infrastructure de réseau reliant la zone de distribution à la zone externe où se trouve la production principale (représentée ici par un seul actif - "actif E"). L'infrastructure de réseau au sein de la zone de distribution ("Ligne A") a une capacité limitée. La consommation est concentrée dans la zone de distribution et une source de flexibilité à la hausse (F) pourrait être développée dans cette zone limitée.

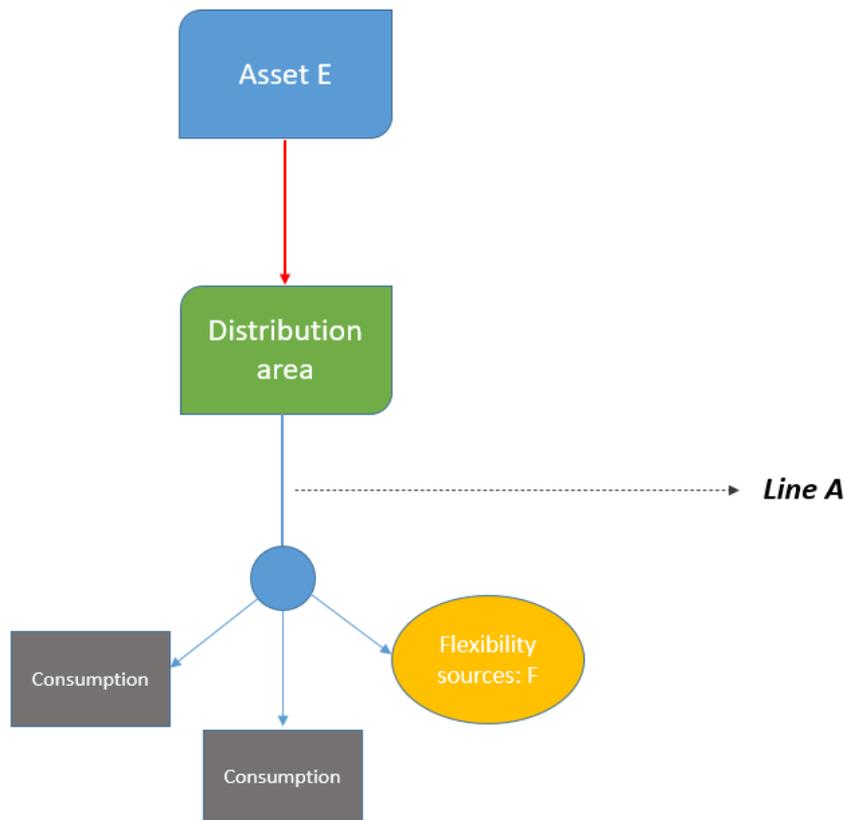


Figure 5 : Illustration de notre système simplifié

Pour la simplicité et la compréhension de notre exemple illustratif nous n'utiliserons qu'un nombre restreint de paramètres tels que définis dans le tableau 5.

<i>Composants</i>	<i>Définition</i>	<i>Unités</i>
VOLL	Coût de la défaillance ou délestage	€/MWh
Sources de flexibilités	Cm_f = Coût marginal de production des actifs de flexibilités	€/MWh
	$Iflex$ = Annuités d'investissement des actifs de flexibilité	€/MW.an
Asset E	Cm_e = Coût marginal de production de l'actif E.	€/MWh
LPD	Demande locale de pointe dans la zone (fixe)	MW
h	Nombre d'heures concerné par la demande de pointe.	h (heures)

Tableau 5 : Paramètres pour la gestion optimale des congestions.

Pour développer notre exemple nous prendrons les hypothèses numériques telles que définies dans le tableau 6. Les hypothèses numériques de l'actif de flexibilité correspondent aux caractéristiques d'un actif de production pour une source de flexibilité à la hausse de type « générateur ». Certains marchés nécessiteront davantage une flexibilité à la baisse et/ou d'autres types de technologies et impliqueront dans ce cas des coûts différents.

<i>Composants</i>	<i>Définition</i>	<i>Valeurs dans nos exemples</i>
VOLL	Coût de la défaillance ou délestage	1000€/MWh
Sources de flexibilités	Cm_f = Coût marginal de l'actif de flexibilité	$Cm_f = 300€/MWh$ $Iflex = 15000€/MW.year$, ²⁸
	$Iflex$ = Anuité d'investissement pour le développement d'un actif de flexibilité	
Actif E	Cm_e = Coût marginal de l'actif E	30€/MWh
LPD	Pic de demande dans la zone	1,5 MW
C_r	Coût annuel de développement du réseau en considérant 1 MW de renforcement indivisible	Dépend des scenarios.
h	Nombre d'heures concernées par la demande de pointe.	Défini dans le Table 4.

Tableau 6 : Hypothèses numériques pour l'exemple 1.

²⁸ On prend comme hypothèse le coût d'un générateur comme défini dans RTE, (2017)

Nous effectuons une optimisation fondée sur un horizon temporel de 5 ans et le coût total (CT) sera la somme de tout l'horizon temporel, la flexibilité et le développement du réseau étant possibles à tout moment. Pour ce faire nous utiliserons dans un premier temps cinq variables principales :

P_e est le niveau de production de l'actif externe E (représentant le reste du système),

P_f est le niveau de production de l'actif de flexibilité F.,

shed est le niveau de délestage ou défaillance électrique,

CaNet est le niveau de capacité du réseau choisi (Ligne A) / variable discrète pour représenter l'indivisibilité,

CaFle est le niveau de capacité de l'actif de flexibilité développé.

Les décisions d'investissement (réseau et flexibilité) sont prises pour chaque année et sont irréversibles (une fois l'investissement réalisé, le coût est irrécupérable). Chaque année, les décisions de court terme / programmation sont prises en tenant compte des capacités (réseau et flexibilité) disponibles cette année-là.

Sur la base de cet exemple, nous illustrons la stratégie optimale du planificateur social bienveillant en considérant l'évolution en heures, de la demande de pointe locale telle que définie dans le tableau 7. Nous considérons que la congestion sur la ligne A ne peut se produire que pendant les heures de pointe de consommation (c'est-à-dire que pendant les heures hors pointe, il n'y a pas de congestion dans la zone). Au cours d'une année, il n'y a qu'une fraction des heures de pointe de consommation. Dans notre exemple, le nombre d'heures de demande de pointe augmente considérablement l'année 3, ce qui peut correspondre par exemple à l'arrivée massive potentielle de nouveaux usages de l'électricité (par exemple les chargeurs rapides pour véhicules électriques ou les pompes à chaleur). Nous supposons que les nouvelles utilisations n'augmentent pas le niveau maximal de la demande de pointe (c'est-à-dire qu'elles bénéficient d'une sorte de tarification intelligente ou de gestion optimale).

	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
Heures de demande de pointe (h)	20	40	200	200	200
Demande de pointe dans la zone (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Consommation locale en énergie durant les heures de pointe (MWh)	30	60	300	300	300

Tableau 7 : caractérisation des heures de pointe concernées par les congestions

4.4.2 Solution de premier rang ou solution socialement optimale

Un planificateur social bienveillant va trouver la solution optimale (appelée "first-best") compte tenu des paramètres du problème (coût d'investissement du réseau, coût d'investissement et d'utilisation de la flexibilité, niveau de consommation, etc.). L'optimisation est réalisée sur un horizon pluriannuel (cinq ans dans notre exemple).

Dans notre cas, pour des raisons de simplicité et de compréhension, nous considérons un réseau simplifié de moyenne tension et la congestion serait résolue en utilisant la flexibilité (augmentation de la production dans la zone locale), le développement du réseau ou le délestage en dernier recours²⁹.

Une solution optimale signifie alors un niveau d'investissement dans le réseau (c'est-à-dire la capacité de la ligne A), un niveau d'investissement dans la source de flexibilité (capacité installée de F) ainsi que l'utilisation/l'allocation de cette flexibilité et de l'actif E. Dans cet exemple, cette coordination sera réalisée par le planificateur social bienveillant.

Ainsi, la fonction objectif du planificateur bienveillant est de minimiser le coût total de la programmation (en incluant la possibilité et le coût de délestage) et de l'investissement dans la flexibilité et le réseau pour tout l'horizon de cinq ans avec :

$$\sum_{y=1}^5 CT_y$$

$$\text{Avec } CT_y = \left(P_{e_y} * C_{m_e} + P_{f_y} * C_{m_{f1}} + shed_y * VOLL \right) * h_y + CaNet_y * C_r + Iflex * CaFle_y$$

Les contraintes pour la minimisation du planificateur social bienveillant seront :

$P_e + P_f + shed = LPD$ qui représente l'équilibre énergétique du système chaque année pendant les heures de pointe.

$CaNet - P_e \geq 0$ car le renforcement du réseau doit être suffisant pour acheminer l'énergie produite par l'actif E. $CaNet$ est une variable discrète pour représenter l'indivisibilité des investissements réseau.

$CaNet_{y+1} \geq Capa_y$ qui représente l'irréversibilité des investissements du réseau.

$CaFle - P_f \geq 0$ le niveau d'utilisation de la flexibilité (injection) doit respecter la capacité de flexibilité installée.

- $CaFle_{y+1} \geq CaFle_y$ qui représente l'irréversibilité des investissements de flexibilité.

²⁹ D'autres cas de congestions pouvant être résolus via des solutions de flexibilité à la baisse doivent également être pris en compte et sont développés en annexe de ce chapitre.

- $P_e \geq 0$
- $P_f \geq 0$
- $shed \geq 0$

Les paramètres utilisés dans ce modèle et nos hypothèses sont résumés dans les tableaux 6 et 7.

Illustration de la solution "first-best" avec le coût de réseau de référence

Le planificateur bienveillant doit prendre en compte l'évolution attendue du niveau de congestion ainsi que le coût du développement du réseau pour décider des investissements optimaux. Nous illustrons ici la stratégie socialement optimale en considérant $(C_r)_1 = 35\ 000\text{€}/\text{MW.an}$ comme scénario de base. La stratégie optimale avec $(C_r)_1$ est résumée dans le tableau 8.

	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Coût total
Capacité du réseau (MW)	1	1	1	1	1	331 000€
Capacité de la flexibilité (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Énergie produite par l'actif E (MWh)	20	40	200	200	200	
Énergie produite par l'actif F (MWh)	10	20	100	100	100	
Énergie totale produite (MWh)	30	60	300	300	300	

Tableau 8 : Stratégie optimale en considérant le scénario de référence (scénario 1)

Afin de minimiser le coût social total, le planificateur doit développer à la fois les actifs de flexibilité et la capacité du réseau ($I_{flex} \& C_r > 0$), et les utiliser pour réaliser la programmation optimale pour les cinq années ($P_e \& P_{(f_y)} \geq 0$).

Numériquement, pour atteindre le « first best », le planificateur développera 0,5 MW de flexibilité et 1 MW de capacité réseau la première année. Au cours des cinq années, la programmation optimale est caractérisée par la fourniture de 1 MW de la demande de pointe locale avec la production de l'actif E, et le niveau restant avec les actifs de flexibilité. Il est important de noter que dans ce scénario, les actifs de flexibilité sont utilisés pendant les cinq années.

Illustration de la solution first-best avec le second scénario de coût de développement

Pour illustrer l'impact du coût de développement du réseau dans la stratégie du planificateur bienveillant, nous développons un second exemple en considérant un coût de développement du réseau plus faible, $C_{r_2} = 25\ 000\text{€}/\text{MW.an}$.

Puisque le développement du réseau pour répondre à la demande de pointe locale avec l'actif A coûte moins cher, la décision de développer le réseau serait prise pour un montant de congestion plus faible.

Le tableau 9 résume les différences entre les deux scénarios de coût de réseau.

Scenario		Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
$C_{r1} = 35\ 000\text{€}/\text{MW.an}$	Capacité du réseau (MW)	1	1	1	1	1
	Capacité de l'actif de flexibilité (MW)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Énergie produite dans les heures de pointe par l'actif E (MWh)	20	40	200	200	200
	Énergie produite dans les heures de pointe par l'actif F (MWh)	10	20	100	100	100
$C_{r2} = 25\ 000\text{€}/\text{MW.an}$	Capacité du réseau (MW)	1	1	2	2	2
	Capacité de l'actif de flexibilité (MW)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Énergie produite dans les heures de pointe par l'actif E (MWh)	20	40	300	300	300
	Énergie produite dans les heures de pointe par l'actif F (MWh)	10	20	0	0	0

Tableau 9 : Stratégie optimale selon les scénarios de coût de réseau

Dans le second scénario, les investissements dans le réseau évoluent à l'année 3 (la capacité du réseau est doublée). Ce scénario illustre que, avec cette hypothèse de coût de réseau, les actifs de flexibilité seraient développés ($I_{flex} \& C_r > 0$) mais ne seraient pas utilisés à partir de la troisième année.

Numériquement, comme dans le premier scénario, 0,5 MW d'actifs de flexibilité et 1 MW de réseau sont développés la première année, mais avec l'évolution de la congestion, une capacité de réseau supplémentaire (1MW) est développée la troisième année. En termes de dispatch ou de programmation, la demande de pointe locale serait satisfaite au cours des deux premières années en utilisant à la fois l'actif E (pour 1 MW) et l'actif de flexibilité F (0,5 MW). Mais avec le développement du réseau au cours de la troisième année, la totalité de la programmation sera réalisée par l'actif centralisé E (1,5 MW), bien que la capacité de flexibilité ait déjà été développée.

Cet exemple illustre que le compromis optimal entre le développement du réseau et l'utilisation des actifs de flexibilité, compte tenu de l'indivisibilité des renforcements du réseau et de l'évolution dynamique du niveau de congestion, n'est pas facile à déterminer. Il dépend de nombreux paramètres et la stratégie évolue dans le temps. Nous mettons ici en évidence que, par exemple, la stratégie d'investissement optimale dépendra du coût de développement du réseau. Dans certains cas, on observe que les actifs de flexibilité ne sont utilisés que quelques années avant le développement du réseau.

Tout ceci suggère que le besoin de coordination entre le développement du réseau et de la flexibilité est important. La solution de « market-design » pertinente devra ainsi permettre à la fois le développement des sources de flexibilité efficaces, tout en gardant une adaptabilité aux évolutions exogènes.

Ce n'est pas un problème pour un planificateur social théorique bienveillant, puisqu'il dispose de toutes les informations pertinentes et que toutes les décisions sont centralisées par lui.

Dans un monde plus réaliste, l'anticipation sera plus compliquée, du fait des évolutions multiples de la demande ou de la production difficilement prévisibles. Dans un monde libéralisé, la coordination entre le développement du réseau par l'opérateur de réseau et l'investissement dans des actifs de flexibilité par des investisseurs déréglementés, impliquera un certain niveau d'engagement et de partage d'informations par le gestionnaire de réseau de distribution notamment. Ce mécanisme de coordination, qui sera présenté autour d'un marché, peut conduire à des résultats différents selon le design choisi. Dans la section suivante, nous analysons ce problème.

Il est donc nécessaire que le gestionnaire de réseau fournisse une vision aussi forte et claire que possible des besoins futurs pour développer un niveau approprié d'actifs de capacité flexible. L'information doit être partagée de manière à être connue à la fois des acteurs du marché et du GRD (pas de différences d'information), tant pour l'année 1 que pour les années suivantes. C'est ce type de risque qui empêchera un développement utile de la flexibilité (avec des hypothèses alternatives de coûts de réseau), sans un partage clair de l'information et un engagement de l'opérateur de réseau.

Néanmoins un compromis est à prendre en compte sur la durée des contrats pour permettre d'envoyer les bonnes incitations aux investisseurs tout en permettant une adaptation de la stratégie du gestionnaire de réseau en cas de changement exogène. Si les marchés de flexibilité locale trouveront toute leur place pour apporter des solutions sur le moyen terme notamment, en permettant le report du renforcement le temps d'avoir une vision plus précise, le temps de contractualisation ne doit pas devenir une contrainte trop importante en cas d'évolution d'autres facteurs exogènes.

Un développement d'un marché pluriannuel en complément du marché court-terme peut également potentiellement permettre des ajustements à la hausse de la capacité, si nécessaire.

4.4.3 Gestion des congestions dans un système libéralisé en utilisant différents « market-design »

Dans un système électrique libéralisé et dégroupé (i.e., séparant verticalement les activités réglementées et les activités en concurrence), il n'existe évidemment pas de planificateur social bienveillant. D'une part, la gestion de la congestion et le développement du réseau sont assurés par les gestionnaires de réseau (réglementés) et d'autre part, les sources de flexibilité seront développées par les acteurs du marché. La coordination entre le renforcement du réseau et l'utilisation de la flexibilité locale sera encore plus complexe et dépendra de la conception d'un "outil de coordination" pour exprimer les besoins en flexibilité, du développement d'un niveau approprié d'actifs et de l'engagement de l'acheteur (i.e., le gestionnaire de réseau).

Les marchés de flexibilité locale émergent en Europe comme un outil de coordination pour exprimer les besoins des GRD et pour fournir des informations et des incitations aux acteurs privés pour développer des sources de flexibilité à un niveau approprié sur un site spécifique. Toutes ces propriétés du marché local de flexibilité dépendent de sa conception spécifique.

Il existe une diversité considérable de « market-design » de flexibilité locaux (Esmat et al., 2018a; Ramos et al., 2016b; Schittekatte and Meeus, 2020; Schmitt et al., 2021).

Dans l'exemple suivant, nous considérons trois « market-design » différents :

Le premier « market-design » s'inspire de celui développé dans Esmat et al., (2018) : un carnet d'ordres séparé pour la flexibilité localisée, focalisé sur l'activation et la rémunération de l'énergie uniquement. Dans ce « market-design », les acteurs de la flexibilité doivent anticiper la stratégie du GRD afin d'estimer la rémunération future et décider d'investir ou non.

Le second « market-design » comprendra un partage d'informations via une planification indicative préalable du gestionnaire de réseau, mais sans engagement de sa part et donc sans rémunération assurée pour l'investisseur.

Enfin le dernier « market-design » comprendra un partage d'informations sur la stratégie du GRD ainsi qu'un engagement de la part de celui-ci via des appels d'offres de capacité (avec un contrat pluriannuel) préalables telles que conseillées précédemment.

L'anticipation des signaux de prix locaux (i.e., rémunération à l'activation) sera plus facile si les acteurs de la flexibilité disposent d'informations clés sur l'économie et le réseau, et des connaissances nécessaires pour les transformer en prix (à l'aide d'un modèle par exemple). Mais dans le monde réel, les informations sur l'état du réseau, l'évolution de la congestion et les décisions de développement du réseau ne sont souvent pas partagées de manière transparente par les opérateurs de réseau avec les acteurs du marché. Les décisions d'investissement dans les actifs de flexibilité par les acteurs du marché doivent alors être prises avec une incertitude importante en raison de l'asymétrie d'informations sur les développements possibles et du manque d'engagements de la part du GRD, notamment sur les plans de développement du réseau de celui-ci.

Illustration de l'impact de la différence d'information pour les investissements en flexibilité et l'efficacité générale

Pour illustrer l'impact de l'incertitude due aux différences d'information et au manque d'engagements, nous développons le même exemple illustratif que dans la section 4.4.2, mais en le contextualisant sur un système dégroupé et libéralisé.

Nous utiliserons des hypothèses communes avec notre modèle développé dans la section 4.4.2, avec la même configuration de réseau (E & F).

Dans la première phase de flexibilité, les investisseurs disposent d'un modèle d'investissement simplifié : les investisseurs considèrent un scénario de revenus sur les 5 prochaines années pour décider s'il faut investir dans un niveau de capacité d'actifs de flexibilité ou non en T0. Nous considérons comme paramètres :

<i>R_f</i>	<i>Rémunération de la flexibilité (€)</i>
<i>I_{flex}</i>	Annuité d'investissement dans la flexibilité (€)

CL_f	Prix d'activation payé pour l'actif de flexibilité (€/MWh)
$Remcap_{fl}$	Rémunération potentielle de la capacité de flexibilité (€/MW)
Y	Années considérées

Tableau 10 : Hypothèses pour le développement de flexibilité dans un contexte libéralisé

Les investisseurs en flexibilité devront alors prendre une décision d'investissement fondée sur l'espérance de revenus, sans savoir quel scénario se produira. L'investissement dans les actifs de flexibilité sera basé sur une hypothèse simplifiée : l'investissement sera réalisé si les revenus attendus compensent leur coût total (investissement et coût variable).

La deuxième étape représentera le problème de la gestion de la congestion avec l'objectif de minimiser le coût social réalisé par les opérateurs de réseau, qui connaissent le coût du développement du réseau (scénario 1). Nous analyserons le coût de la gestion de la congestion en fonction de la décision des investisseurs en flexibilité : si l'investissement dans les actifs de flexibilité n'a pas été fait par les acteurs non régulés, l'opérateur de réseau doit utiliser le développement du réseau ou le délestage pour résoudre la congestion.

Comme expliqué, en fonction de la réglementation en vigueur, le gestionnaire de réseau de distribution peut avoir plus ou moins intérêt à utiliser une source de flexibilité pour résoudre la congestion, par rapport au renforcement du réseau. Nous considérerons ici le gestionnaire soumis à la régulation TOTEX et donc neutre quant au choix d'utiliser le renforcement du réseau ou les actifs de flexibilité. De plus, dans le cadre d'un marché sans réservation de capacité, le GRD n'aura pas d'aversion au risque spécifique, qui sera supporté uniquement par l'investisseur en flexibilité.

Du côté du GRD, ce dernier aura sa propre fonction objectif puisqu'il ne peut être considéré comme un planificateur social bienveillant. Elle sera composée de :

$$CT_{y_{grd}} = (P_{ay} * C_{m_a} + P_{fy} * CL_{fl} + shed_y * VOLL) * h_y + CaNet_y * C_r + Remcap_{fl}$$

Ce dernier pourra ainsi choisir de résoudre la congestion avec les actifs développés par les investisseurs en flexibilité ou de renforcer son réseau de manière autonome.

Enfin, la formule du coût total pour le bien-être total restera toujours la même :

$$\sum_{y=1}^5 CT_y$$

$$\text{With } CT_y = (P_{e_y} * Cm_e + P_{f_y} * Cm_{fl} + shed_y * VOLL) * h_y + CaNet_y * C_r + Iflex * CaFle_y$$

Gestion des congestions sous incertitude

Avec les contraintes expliquées dans la première partie :

$$\text{Si } (Rf_i) < TC, CaFle = 0 \text{ MW.}$$

Nous donnons une illustration pour les trois « market-design » :

1. Aucun engagement et aucun partage d'information appropriés : l'investisseur en flexibilité n'a pas de vision ou d'engagement. Dans ce cas, la rémunération pour l'activation sera considérée comme fixe à un niveau $CL_f = 500\text{€/MWh}$.
2. Partage de l'information et absence d'engagement : Le gestionnaire de réseau communique parfaitement ses besoins, ce qui permet à l'investisseur en flexibilité d'anticiper l'utilisation de son actif. Cependant, l'investisseur n'a aucune certitude. Dans ce cas également, la rémunération sera considérée comme fixe au niveau $CL_f = 500\text{€/MWh}$.
3. Engagement et partage parfaits de l'information : le gestionnaire de réseau fournit une assurance de rémunération pour la capacité développée en année 1, qu'elle soit utilisée ou non à un prix fixe sur cinq ans. Cette rémunération pourra représenter au maximum l'économie moyenne réalisée annuelle par le GRD grâce à l'utilisation de la flexibilité en lieu et place du renforcement de réseau. $Remcap_{fl} \geq 18000\text{€/an}$. Dans ce cas, la rémunération pour l'utilisation de la flexibilité sera de 300€/MWh .

Nous prenons comme hypothèses numériques :

<i>Iflex</i>	Annuité d'investissement en flexibilité	15000 €/MW.year
<i>CL_f</i>	Prix d'activation payé pour la production des actifs de flexibilités	500€/MWh
<i>Y</i>	Années considérées	[1,5]
<i>TC</i>	Coût total de l'investissement en flexibilité	37 500€

R_{f1}	Bénéfices considérés dans le « market-design » 1	$R_{f1} = (0,2 * 66\ 000\text{€}^{30}) + (0,8 * 6\ 000\text{€}^{31})$
R_{f2}	Bénéfices considérés dans le « market-design » 2	$R_{f2} = (0,5 * 66\ 000\text{€}) + (0,5 * 6\ 000\text{€})$
R_{f3}	Bénéfices considérés dans le « market-design » 3	$R_{f3} = (1 * 37\ 500\text{€})$

Tableau 11 : Hypothèses numériques pour le développement de sources de flexibilité dans un contexte libéralisé

1. Dans le premier « market-design », nous considérons un investisseur sans information et sans engagement de la part du GRD.

Ici, le comportement de l'investisseur va être celui d'un acteur averse au risque lorsqu'il s'agira d'anticiper sa rémunération. Celui-ci, incertain sur l'occurrence des transactions et méfiant des possibles évolutions de la stratégie du gestionnaire de réseau (via un renforcement rapide par exemple) considérera, étant donnée son aversion au risque, le revenu minimum possible (i.e celui de la pire évolution de son point de vue). Dans le cadre de cet exemple nous considérons le revenu minimum possible comme celui émanant du scénario de coût de réseau C_{r2} .

Numériquement, dans ce cas, $R_{f1} = 18\ 000\text{€}$ et le coût total de flexibilité = $37\ 500\text{€}$.

Dans ce cas, ils s'attendraient à un niveau de rémunération trop faible pour réaliser un investissement en actifs de flexibilité. Parce que $R_f < \text{Coût total}$ de la flexibilité, les opérateurs de réseau n'auront pas la possibilité d'utiliser les actifs de flexibilité pour gérer la congestion. Pour un niveau de congestion tel que défini dans la section 2, nous trouvons $TC = 379\ 000\text{€}$.

2. Dans un deuxième « market-design », nous considérons un investisseur qui a des informations mais aucun engagement de la part de l'opérateur de réseau sans paiement de capacité. Dans ce cas de figure, on imagine par exemple que l'investisseur a une bonne visibilité sur le coût effectif du renforcement de réseau (i.e il sait que le coût de référence est le coût réel), mais il ne dispose pas d'engagement de la part du gestionnaire de réseau. Or, comme évoqué précédemment, une évolution imprévue de la stratégie du gestionnaire de réseau reste possible, via un avenir différent de celui anticipé ou encore un choix non-optimal de la part du GRD.

³⁰ Espérance de gain d'un actif de flexibilité en cas de renforcement du réseau après deux ans comme dans le scénario de coût de réseau 1.

³¹ Espérance de gain d'un actif de flexibilité en cas de renforcement du réseau après deux ans comme dans le scénario de coût de réseau 2.

Dans ce cas, l'acteur averse au risque considérera le revenu moyen possible pour définir sa stratégie d'investissement. Alors que, comme défini précédemment, la stratégie optimale consisterait à une utilisation de l'actif de flexibilité. En raison du manque d'engagement et de l'incertitude, les actifs de flexibilité utiles ne seront pas développés. Numériquement, dans ce cas, $R_{f2} = 36\ 000\text{€}$ et le coût total de flexibilité = 37 500€. Ils ne s'attendent donc pas à un niveau de rémunération suffisamment élevé pour réaliser un investissement dans les actifs de flexibilité. Comme $R_f < \text{Coût total}$ de la flexibilité, les gestionnaires de réseau n'auront pas la possibilité d'utiliser les actifs de flexibilité pour gérer la congestion. Pour un niveau de congestion tel que défini dans la section 2, nous trouvons $TC = 379\ 000\text{€}$.

3. Enfin nous considérons un « market-design » avec un engagement et des informations via un paiement de la capacité sur cinq ans. Ici, comme évoqué précédemment, le gestionnaire de réseau de distribution considère l'économie qu'il réaliserait via l'utilisation d'une source de flexibilité en lieu et place d'un renforcement du réseau. Cette économie représentera un total de 18 000€ par an environ. En lançant des appels d'offres entre différents acteurs (via le jeu de la concurrence qui doit égaliser le prix au coût marginal), la rémunération de capacité demandée devrait atteindre $R_{f3capa} = 7500\text{€} / \text{an}$.

Les investisseurs prévoient ainsi une rémunération suffisante pour réaliser un investissement avec certitude et confiance. Puisqu'ils ont la certitude de la stratégie de développement du GRD, ils feront les bonnes prévisions sur la rémunération. Dans cet exemple, le GRD optimisera sa fonction objectif en utilisant l'actif de flexibilité pendant 5 ans pour fournir un tiers de la demande totale. Numériquement, dans ce cas, $R_{f3total} = 37\ 500\text{€}$ et le coût total de la flexibilité = 37 500€. Parce que $R_f \geq \text{Coût total}$, le GRD aura la possibilité d'utiliser les actifs de flexibilité pour réaliser la gestion de la congestion. Pour un niveau de congestion tel que défini dans la section 2, nous trouvons $TC = 331\ 000\text{€}$.

Le tableau 12 résume les différents résultats de l'exemple numérique selon les « market-design » choisis.

Market-design	Arbitrage du gestionnaire de réseau	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Coût pour le GRD	Coût total
Market design 1 : paiement unique de l'énergie	Capacité du réseau (MW)	2	2	2	2	2	379 000€	379 000€
	Production de l'actif E (MWh)	30	60	300	300	300		
	Production de l'actif F (MWh)	0	0	0	0	0		
Market design 2 : partage d'information et paiement unique de l'énergie	Capacité du réseau (MW)	2	2	2	2	2	379 000€	379 000€
	Production de l'actif E (MWh)	30	60	300	300	300		
	Production de l'actif F (MWh)	0	0	0	0	0		
Market design 3 : réservation de capacité multi-annuelle et partage d'information	Capacité du réseau MW)	1	1	1	1	1	331 000€	331 000€
	Production de l'actif E(MWh)	20	40	200	200	200		
	Production de l'actif F (MWh)	10	20	100	100	100		

Tableau 12 : Différents coûts de gestion des congestions en fonction de l'information et de l'engagement dans un contexte libéralisé.

4.4.4 Conclusion

En raison de l'asymétrie d'information entre les investisseurs et les gestionnaires de réseau, l'investissement dans des sources de flexibilité socialement optimales peut ne pas être réalisé, notamment dans le cas d'un « market-design » inadapté.

En effet, si dans un cadre idéal un planificateur bienveillant développera les sources de flexibilité nécessaires pour minimiser le coût total de gestion des congestions, dans un cadre libéralisé, un « market-design » inadapté peut conduire à un sous-investissement en flexibilité.

Ainsi, dans un cadre réaliste, la présence d'une asymétrie d'information entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'investisseur en sources de flexibilité sur les stratégies d'investissement dans le réseau pourrait empêcher des investissements socialement optimaux en actifs de flexibilité. En effet,

l'investisseur pourrait voir la rentabilité de son actif profondément impactée par une décision inattendue de renforcement du réseau, celui-ci pourrait choisir de ne pas investir.

Un paiement de capacité contractualisé en avance pour plusieurs années permettrait ainsi, selon notre exemple, de donner une certitude suffisante à l'investisseur sur la rentabilité de l'investissement, permettant in-fine dans cette illustration une réduction du coût social via l'utilisation de sources de flexibilité économiquement plus efficaces.

4.5. Conclusion et discussion

L'utilisation des actifs de flexibilité pour faire face à la congestion du réseau de distribution suscite un intérêt croissant avec le développement des ressources décentralisées et la nécessité de gérer la congestion au niveau de la distribution. Mais le besoin de coordination pour assurer un compromis socialement efficace entre le développement du réseau et l'utilisation de la flexibilité est important, surtout si l'on considère une perspective dynamique via l'indivisibilité du développement du réseau ou le niveau changeant de la congestion.

Dans un monde libéralisé et dégroupé, la coordination entre l'investissement dans le réseau et l'investissement dans la flexibilité par des acteurs non réglementés est encore plus difficile à réaliser.

En effet, l'asymétrie d'information entre le gestionnaire de réseau et les investisseurs, notamment sur les stratégies de développement du réseau, fait peser un risque de hold-up sur les revenus des investisseurs. Ce risque sera d'autant plus important dans le cadre d'un marché local de flexibilité basé sur la rémunération de l'énergie à court terme. Il aura un impact sur le développement de la flexibilité et conduira à un coût supplémentaire pour résoudre la congestion par rapport au niveau socialement optimal.

Un « market-design » approprié devrait aborder ces questions, mais le « market-design » à court terme d'un marché de flexibilité locale avec une rémunération de l'énergie uniquement, ne révélerait pas suffisamment d'informations sur la volonté des opérateurs de réseau et ne fournirait pas d'engagement. Il est alors intéressant de fournir une vision à long terme et de réduire le risque du marché pour assurer un niveau d'investissement approprié.

Nous discutons de la possibilité d'ajouter un élément à ce « market-design » pour résoudre les problèmes identifiés : une qualification du besoin transparente et la mise en place d'un contrat long-terme. Le paiement de la capacité à moyen ou long terme permettra deux éléments importants : il fournira un engagement crédible et réduira l'opportunisme potentiel du gestionnaire de réseau de

distribution, mais il permettra également de réduire l'asymétrie d'information entre les investisseurs et les opérateurs de réseau en dévoilant la stratégie du GRD sur le temps de la contractualisation. Le paiement de la capacité à long terme devrait être effectué par l'opérateur de réseau, en combinaison avec le marché d'activation de l'énergie pour assurer la concurrence autant que possible.

Des évolutions réglementaires pour assurer une meilleure diffusion des informations clés de l'opérateur de réseau, mais aussi une meilleure anticipation de leur stratégie seraient également utiles.

Néanmoins, il est nécessaire de garder à l'esprit que la contractualisation d'actifs de flexibilité pourra également représenter une rigidité voire une contrainte pour le gestionnaire de réseau de distribution. En effet, comme évoqué, la planification de celui-ci, notamment concernant l'évolution des congestions sur son périmètre, ne sera qu'approximative. Une contractualisation sur plusieurs années de flexibilité, avec paiement assuré de la disponibilité d'un actif pourra ainsi devenir un coût échoué si la congestion n'apparaît pas autant que prévu mais également, si celle-ci émerge de façon plus importante et nécessite un renforcement du réseau malgré la contractualisation de flexibilités. Dans ce cas la contractualisation de flexibilité deviendrait précisément un coût échoué sur plusieurs années.

Un compromis, notamment sur la durée du contrat, ou sur la possibilité de combiner engagement long-terme pour certaines capacités et marché court-terme pour des ajustements possibles à la hausse, peut être une solution. Ces éléments doivent dans ce cas être pris en compte pour les futurs travaux.

Annexes :

Cette annexe présente un exemple numérique avec une catégorie différente de sources de flexibilité qu'est la gestion de la demande. Cette annexe permet ainsi d'étudier comment un « market-design » avec une réservation de capacité peut également correspondre dans une certaine mesure à d'autres technologies d'actifs de flexibilité.

Comme évoqué dans l'introduction, certaines zones auront d'ores et déjà un gisement technique présent, mais nécessiteront un certain niveau de rémunération pour « débloquer » ce potentiel existant.

Dans l'exemple principal (ici dans la section 3 de ce chapitre) nous développons les caractéristiques d'un générateur. Ici nous prendrons un exemple d'un gisement de « demand/response » afin de répondre aux congestions sur le réseau de distribution³² (AURORA, 2021; Eurelectric, 2020).

Exemple en considérant « les effacements de consommation »

Nous considérons donc ici un panel de « demand/response », avec une modulation possible à la baisse de la consommation des usages présents sur la poche de réseau définie.

Comme explicité dans le chapitre, la taille du gisement technico-économique dépend de nombreux paramètres et reste ainsi très complexe à analyser, c'est pourquoi nous ne proposons cette analyse qu'en annexe. En effet, comme le note ADEME et al.,(2017) « L'estimation d'un gisement technico-économique est complexe car le gisement est lié à la fois à la puissance d'effacements disponible, aux paramètres techniques des effacements (délai de mobilisation, durée d'activation) et à la rémunération des effacements ». De plus, ces caractéristiques (techniques notamment) dépendront fortement de chaque localisation, mais également des process industriels possiblement impliqués.

Ce document note ainsi que pour la maille nationale, l'ensemble (ou presque) des gisements de flexibilité serait accessible pour une rémunération supérieure à 100€/kW/an et le plancher de rémunération serait lui de 20k€/site/an. Ce à quoi doit s'ajouter un coût de développement de 6000€ par site pour des bureaux (80 000€ pour des entrepôts frigorifiques).

³² Il est bien sûr évident que les caractéristiques techniques demeurent différentes entre les technologies et ne peuvent être considérées comme complètement interchangeables pouvant répondre au même panel complet de besoins.

Ici, la problématique sera donc d'assurer un montant fixe de rémunération minimum et prévisible pour s'assurer la disponibilité de la ressource. Néanmoins les coûts immobilisés sur le long terme seront moins importants puisque le capital investi sera réduit.

Ici nous présenterons donc un exemple différent avec un risque sur la rémunération des actifs, entre une rémunération contractualisée via un système d'appels d'offres et un marché « classique ».

Nous considérons donc ici comme hypothèse une utilisation de l'effacement de consommation avec un coût fixe représentant le palier à payer annuellement pour faire émerger le gisement et de ce fait, un coût marginal d'activation nul. Seuls les coûts de mise en place (6000€) seront néanmoins considérés comme un investissement immobilisé sur plusieurs années, le revenu sera lui directement et uniquement assuré sur une année pour mobiliser le potentiel d'effacement. Chez les particuliers, l'utilisation d'une capacité d'effacement peut ainsi être réalisée via l'assurance d'une rémunération minimale par un opérateur d'effacement (ou agrégateur). Celui-ci prendrait ainsi un risque du type d'un investissement mais sur une durée moindre que lors de l'immobilisation classique de capital.

Ici le risque principal sera donc moins en lien avec l'évolution de la stratégie du gestionnaire de réseau qu'avec le risque d'un prix de valorisation de la flexibilité inférieur à celui attendu. En effet, les agrégateurs de « demand/response » auront besoin d'avoir une visibilité sur la valorisation de leurs services pour certifier une rémunération à leurs clients et permettre ainsi de faire émerger le gisement technico-économique. Si la visibilité est importante, l'aspect long-terme sera moins prégnant que pour les technologies conventionnelles.

Ici, nous produirons donc un exemple en lien avec le précédent, mais avec des possibilités différentes.

Nous montrons dans un premier temps qu'il y a un intérêt pour le planificateur bienveillant à disposer d'un gisement de flexibilité issu de la « demand/response » pour une rémunération annuelle de 30€/kW/an.

Or, si cette rémunération est constituée par une rémunération sur l'énergie proche du temps réel, celle-ci sera sujette au nombre d'heures effectif d'activation mais également au prix d'activation. Sans visibilité annuelle sur le prix et/ou les besoins, un agrégateur pourrait ainsi ne pas prendre le risque de certifier une rémunération fixe au panel qui constitue son portefeuille de « demand/response ».

Dans un premier temps, nous établissons via le planificateur bienveillant quelle programmation sera réalisée avec trois niveaux de prix différents tels que définit l'ADEME (30€/kW/an, 60€/kW/an, 100€/kW/an).

Composants	Définitions	Montants
I_{DR}	Investissement (CAPEX)	6000€/site + $R_1 = 100€/kW/an$ $R_2 = 60€/kW/an$ $R_3 = 30€/kW/an$
Cm_{DR}	OPEX	0€

Tableau 13 : Caractéristiques de la « demande response »

Nous notons que seule la rémunération de 30€/kW/an donne un intérêt pour l'insertion de la « demand/response » dans la programmation du planificateur bienveillant comme présenté dans le tableau 14.

Scénarios		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
R1= 100€/kW/an	Capacité du réseau (MW)	2	2	2	2	2
	Capacité de l'actif flexible (MW)	0	0	0	0	0
	Energie produite par l'actif E durant les heures de pic (MWh)	30	60	300	300	300
	Energie produite par l'actif F pendant les heures de pic (MWh)	0	0	0	0	0
R2= 60€/kW/an	Capacité du réseau (MW)	1	2	2	2	2
	Capacité de l'actif flexible (MW)	0,5	0	0	0	0
	Energie produite par l'actif E durant les heures de pic (MWh)	20	60	300	300	300
R3= 30€/kW/an	Capacité du réseau (MW)	0	0	0	0	0
	Capacité de l'actif flexible (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Energie produite par l'actif E durant les heures de pic (MWh)	0	0	0	0	0

Tableau 14 : Arbitrage du first-best avec de la « demand/response »

On observe donc qu'avec une rémunération de 30€/kW/an, le choix optimal utiliserait la « demand/response » pour solutionner l'ensemble de la congestion. Néanmoins, comme défini, cette rémunération pourrait probablement ne pas permettre de faire émerger un gisement suffisant.

Comme le note le document de l'ADEME, en dessous de 30€/kW/an le gisement est considéré comme nul. Nous considérerons ici que le risque de « market-design » proviendra de la possibilité d'assurer cette rémunération pour assurer un gisement.

Ici, le risque ne va donc pas être sur l'évolution du comportement du gestionnaire de réseau au fil des années puisqu'il n'y pas d'immobilisation importante de capital sur plusieurs années comme pour un

investissement « classique ». Néanmoins, le risque sera une sous-utilisation de la « demand/response » et donc de rémunération, qui ne permettra pas de sécuriser le gisement disponible.

Pour la seconde partie, dans un cadre libéralisé, nous proposons ainsi un « market-design » fondé sur un marché court terme sur l'énergie, avec incertitude sur la rémunération finale et un « market-design » fondé sur un appels d'offres annuel.

Puisque comme démontré, avec un prix supérieur contractualisé, le gestionnaire peut faire un choix de renforcement (ou de solutions alternatives), un agrégateur pourrait en conséquence, ne pas prendre le risque d'assurer une telle rémunération pour son portefeuille sans vision claire de la valeur de la flexibilité pour le gestionnaire de réseau.

Scenarios		Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Coût total (€)
Marché classique	Capacité du réseau (MW)	2	2	2	2	2	379 000€
	Capacité de l'actif flexible (MW)	0	0	0	0	0	
	Energie produite par l'actif E durant les heures de pointe (MWh)	30	60	300	300	300	
Appels d'offres sécurisés	Capacité du réseau (MW)	1	2	2	2	2	225 000€
	Capacité de l'actif flexible (MW)	0,5	0	0	0	0	
	Energie produite par l'actif E durant les heures de pointe (MWh)	20	60	300	300	300	

Tableau 15 : Coûts selon les market-designs.

On voit ainsi qu'un appel d'offres permettrait de sécuriser un revenu suffisant pour faire émerger le gisement technico-économique et ainsi réaliser une économie pour le système. Nous notons que les caractéristiques de cette technologie étant différentes puisqu'elle nécessite moins de capital immobilisé, la réponse de « market-design » appropriée diffère par rapport à l'exemple développé précédemment. Néanmoins pour faire sécuriser et débloquer des possibilités pour le système, un marché court-terme incertain pourrait ici aussi ne pas être approprié.

Nous analyserons ce type de « market-design » et son efficacité plus précisément dans le chapitre suivant, via une étude comparative fondée sur des données empiriques d'un marché développé au Royaume-Uni.

5. Chapitre 5 : Étude de cas sur l'efficacité des marchés de flexibilité locale avec réservation multi-annuelle de capacité. Le cas du gestionnaire de réseau de distribution UKPN au Royaume-Uni

5.1. Contexte et revue de littérature spécifique

Au sein du chapitre 3 de cette thèse, les différences entre les « market-design » développés en Europe ont été analysées. Le lien entre les spécificités rencontrées localement et le choix des « market-design » a également été traité. Ce chapitre a permis également d'identifier 4 motivations principales pour le développement des marchés de flexibilité locale :

1. Quand il y a déjà un niveau important de congestions et d'actifs de flexibilités disponibles et qu'il y a une valeur à révéler les coûts des différentes options en implémentant un « merit-order » afin de pouvoir optimiser le choix de la ressource de flexibilité activée pour résoudre la congestion,
2. Quand il est nécessaire de donner des incitations au développement de nouvelles sources de flexibilités dans une zone particulière,
3. Quand il est nécessaire d'implémenter un élément de coordination entre les nombreuses parties prenantes,
4. Pour participer à l'intégration des ressources distribuées quand celles-ci se heurtent à un « market-design » historique trop rigide.

Dans le chapitre 4 de cette thèse nous avons abordé les problématiques liées à l'investissement spécifique en sources de flexibilité localisées. Nous avons particulièrement insisté sur la nécessité de fournir des informations et d'impliquer un engagement de la part du GRD sur le long terme afin de solutionner les problématiques d'asymétrie d'information et du risque de hold-up pour un actif spécifique pour les zones présentant des besoins d'investissement en sources de flexibilités. Pour réduire ces problématiques, nous recommandons la mise en place d'un marché de flexibilité locale basé sur des contrats multi-annuels comprenant une rémunération fixe sur la partie « capacité ».

L'objectif de ce chapitre est d'apporter des premiers éléments empiriques sur l'efficacité des marchés de flexibilité locale avec réservation de capacité (tel que préconisé dans le chapitre 4) en analysant le marché développé par le gestionnaire de réseau de distribution « UKPN » au Royaume-Uni.

Évaluer l'efficacité d'un marché est un exercice complexe car celle-ci peut être mesurée sur plusieurs dimensions et elle dépend également d'un grand nombre de facteurs exogènes qu'il faudrait pouvoir contrôler. Notre objectif est d'initier l'analyse de l'efficacité en se limitant à deux aspects importants :

- Les signaux envoyés pour inciter à l'investissement pour les sources de flexibilité localisées, en lien avec le chapitre précédent. En effet, les incitations délivrées par un « market-design » pour développer des actifs en quantité adéquate, sont des éléments primordiaux pour jauger de son efficacité (Stoft, 2006, Cramton, 2017, Weale, 2022). Nous comparerons notamment les revenus attendus via les résultats des appels d'offres en les comparant avec les coûts d'une source de flexibilité représentative (ici une batterie).
- Les gains économiques réalisés du point de vue du gestionnaire de réseau (et donc in-fine du consommateur final), notamment via l'utilisation des flexibilités locales permettant le report et/ou l'annulation du renforcement de réseau. En effet, la première motivation avancée pour la mise en place des marchés locaux de flexibilité reste la réduction possible des coûts de développement du réseau, notamment dans un contexte de besoins croissants. Nous analyserons ici les coûts évités de renforcement réseau en comparant les plafonds de prix fixés par le gestionnaire de réseau de distribution avec les prix effectivement payés lors des appels d'offres.

Nous articulerons donc ce chapitre autour d'une question de recherche : *quelle efficacité des marchés de flexibilité locale pour produire des incitations à l'investissement pour les sources de flexibilité et pour réduire le coût de renforcement assumé par le gestionnaire de réseau ?*

L'incitation à l'investissement dans le cadre des marchés de gros de l'électricité a été traitée par la littérature (Vassilopoulos, 2010, Mayer and Trück, 2018, Pape et al., 2016, Gürtler and Paulsen, 2018). La stabilité³³ et la volatilité des signaux de prix ont notamment été analysées par la littérature afin de préciser les incitations qui en découlent (Tashpulatov, 2013, Zareipour et al., 2007). Les marchés de flexibilité locale, récemment apparus n'ont pas encore été analysés avec autant de précision. L'émergence récente des données empiriques issues de ces marchés ne rendait pas possible jusqu'à présent l'analyse de ceux-ci. Des premiers retours d'expériences ont été réalisés sur le fonctionnement des marchés locaux de flexibilités (Dronne et al., 2020, Anaya and Pollitt, 2020, Gonzalez Venegas et al., 2020, Do Sam et al., 2019, Schittekatte and Meeus, 2020). La littérature s'est pour l'instant concentrée sur les designs possibles des différents marchés locaux développés, notamment en Europe. Dans le chapitre 3, nous introduisons notamment l'idée que différents « market-design » sont

³³ Le concept de stabilité décrit dans la référence peut d'une manière simple être généralisé à des autorégressions linéaires d'ordre supérieur.

développés, conduisant à des produits différents échangés et ne répondant pas aux mêmes besoins selon les localisations concernées. A notre connaissance aucune analyse comparative entre différentes zones n'a permis d'analyser l'efficacité des marchés, même si des premiers résultats sont exploitables et ont notamment été développés au sein de rapports (Piclo, 2020) ou pour anticiper la possible participation d'actifs spécifiques (Gonzalez Venegas et al., 2020).

Les gains possibles des actifs flexibles sur les marchés locaux n'ont pas été directement traités de manière empirique. L'analyse des gains possibles de batteries pour des services systèmes pour le gestionnaire de réseau américain a été abordé par (EPRI, 2013) mais pas sous un système de marché de flexibilité locale.

De même, si l'impact possible du développement de nouveaux marchés de flexibilité a été discuté autour de plusieurs aspects, le manque de caractérisation empirique et modélisée est ressenti, notamment pour valider les gains possibles pour la société, spécifiquement pour l'alternative au renforcement de réseau, particulièrement discuté dans le cadre de l'électrification des usages ainsi que du développement massif des énergies renouvelables directement raccordées aux réseaux de distributions.

Dans ce chapitre nous développerons donc une analyse comparative entre plusieurs éléments fondée sur le cas UKPN³⁴.

Ce chapitre présentera tout d'abord les appels d'offres UKPN dans leur globalité, via leurs organisations et leurs historiques. Nous proposerons ainsi une analyse spécifique de l'évolution du « market-design » proposé par UKPN au fil du temps pour souligner la maturité progressive de celui-ci et la précision de son design.

Au sein de cette section nous développerons également un cas avec un actif de flexibilité pour aider à la compréhension de leur fonctionnement et illustrer comment peuvent se projeter ces actifs sur les marchés développés avec ce type de « market-design ».

Ensuite nous analyserons comment ce « market-design » répond aux problématiques concernant l'investissement, en lien avec les problématiques mises en avant dans le chapitre précédent. Dans cette partie nous analyserons notamment, au regard d'une source de flexibilité représentative, comment les rémunérations issues des appels d'offres UKPN permettent de fournir un paiement de capacité assuré de permettre une visibilité sur plusieurs années, de sécuriser une partie des annuités d'investissement ou même des CAPEXs totaux engagés.

³⁴ Une analyse plus restreinte du marché court-terme (ENERA) a également été réalisée en annexe.

Enfin nous étudierons les premiers éléments d'analyse concernant l'efficacité pour la société avec l'économie possible de renforcement du réseau via la contractualisation de flexibilité.

5.2. Présentation et intérêt du cas UKPN

5.2.1 Présentation et fonctionnement

Nous nous intéresserons au sein de ce chapitre à un marché local développé par United-Kingdom Power Network.

United-Kingdom Power Network (UKPN) est gestionnaire de trois réseaux de distribution au Royaume-Uni. UKPN dessert 28% de la population et gère 3 grands réseaux de distribution : le réseau London Power Networks, South Eastern Power Networks (Sud de Londres) et Eastern Power Networks (Nord de Londres). Rappelons que la distribution d'électricité au Royaume-Uni intègre des réseaux avec des niveaux de tension plus élevés qu'en France, à savoir : Extra High Voltage (133 kV – 33 kV), High Voltage (11kV- 6,6 kV) et Low Voltage (400 V et en dessous).

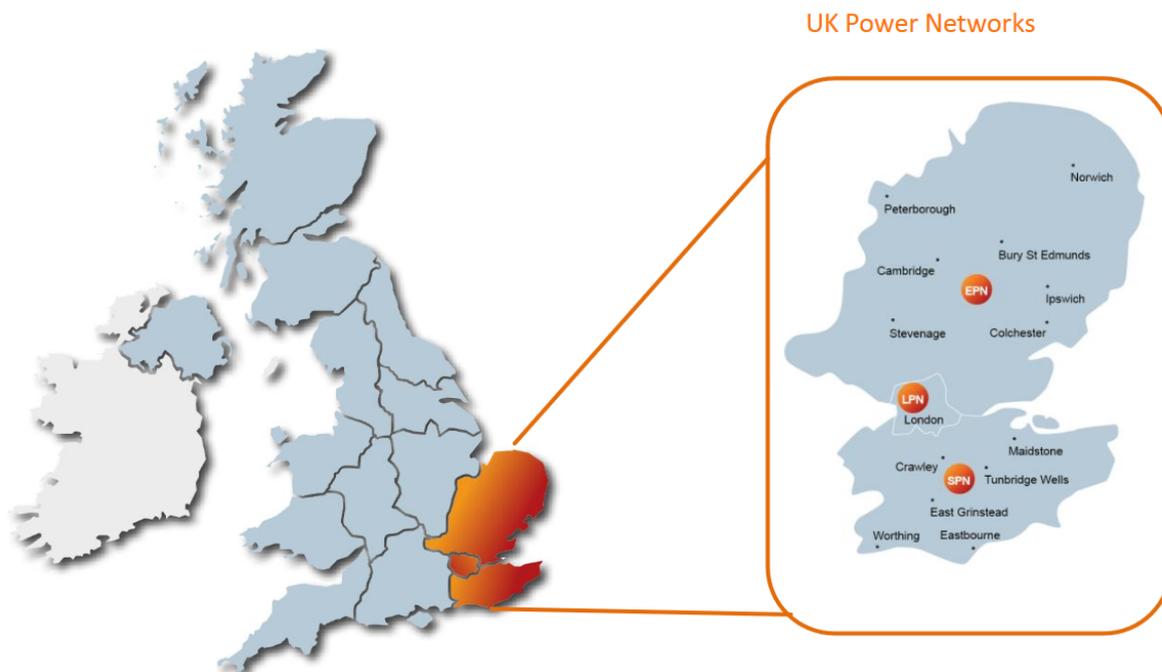


Figure 6 : Localisation des réseaux UKPN (UKPN, 2015)

UKPN a annoncé un besoin de flexibilité locale de plus de 200 MW d'ici 2023 (UKPN, 2018) et lancé 4 appels d'offres entre fin 2018 et février 2021. Les appels d'offres ont été réalisés pour différents besoins ou services (report de renforcement, maintenance planifiée et réponse à des incidents non

planifiés). Les besoins de flexibilité exprimés le sont uniquement pour des déficits de puissance avec ainsi, des demandes de flexibilité de consommation à la baisse ou des besoins d'injection à la hausse.

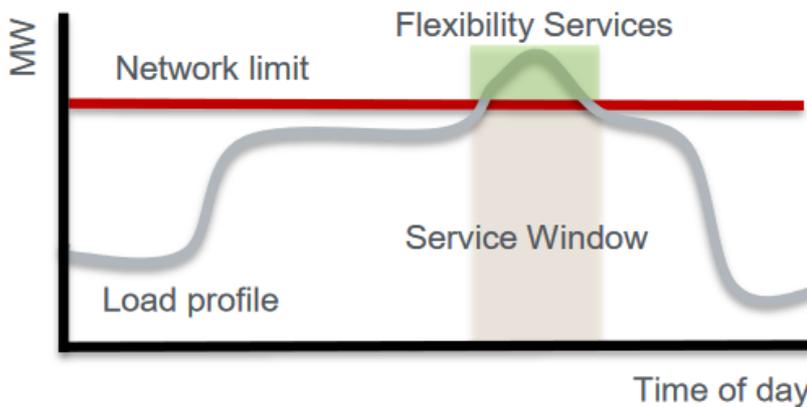


Figure 1: Flexibility Services peak shave during the Service Window

Figure 7 : Illustration des services de flexibilités (UKPN, 2018)

Quel fonctionnement ?

Les marchés de flexibilité locaux organisés par UKPN ont donc été réalisés sous forme d'appel d'offres. Trois produits différents de flexibilité locale ont été créés :

- **« Secure »** : produit de flexibilité correspondant à l'augmentation de la production ou à la diminution de la consommation (flexibilité à la hausse) pour réduire les sollicitations de pointe sur les **postes haute tension** et permettant un report des investissements réseau. Ce produit comprend un paiement pour la disponibilité (i.e., la capacité) (£/MW/h) et l'utilisation (£/MWh).
- **« Sustain »** : produit de flexibilité correspondant à l'augmentation de la production ou à la diminution de la consommation (flexibilité à la hausse) pour réduire les sollicitations de pointe sur les **postes basse tension** et permettant un report des investissements. Les actifs sont payés un montant fixe de £/MW comprenant la réservation et l'activation.
- **« Dynamic »** : produit de flexibilité correspondant à l'augmentation de la production ou à la diminution de la consommation (flexibilité à la hausse) pour répondre à une variété de besoins du réseau comme la maintenance ou la gestion des pannes. Ce produit recense des actifs disponibles mais ne contractualise pas de capacité ou d'énergie à prix fixe.

Sur la base des analyses prospectives sur l'utilisation des réseaux, UKPN identifie les zones géographiques où des flexibilités pourraient contribuer au report de certains investissements réseau (notamment des investissements sur les postes de transformation).

Les appels d'offres sont alors organisés avec l'aide de la plateforme indépendante PICLO Flex (<https://picloflex.com/>). Ainsi, les zones géographiques et les conditions de l'appel d'offres sont communiquées via la plateforme. Celle-ci regroupe une cartographie des appels d'offres de plusieurs GRDs dont UKPN et recueille les offres des participants.

Les caractéristiques techniques des besoins sont fixées par UKPN et peuvent varier selon les appels d'offres, par exemple : l'année de livraison de la flexibilité (l'année courante et jusqu'à 7 années en avance), la saison (été ou hiver), la puissance (en MW), la fenêtre temporelle où la flexibilité serait nécessaire (e.g., tous les jours de la semaine de 17h à 20h30), la durée minimale d'activation (e.g., 30 minutes), le temps de démarrage (e.g., 30 minutes), etc.

Pour participer aux appels d'offres, les fournisseurs potentiels de flexibilité doivent soumettre leurs caractéristiques via la plateforme Piclo Flex et passer les contrôles de l'entreprise et les contrôles financiers en signant sur le Système d'Achat Dynamique (SAP). Par sa signature sur le SAP et sa participation à l'appel d'offres, le fournisseur accepte les termes et conditions du marché et du contrat-cadre. Les fournisseurs doivent préciser les détails de leur solution dans le questionnaire de préqualification propre à chaque zone. Les fournisseurs potentiels dont les solutions satisfont à toutes les exigences de service au moment de la préqualification peuvent in-fine concourir.

Le schéma suivant illustre le timing de déroulement des appels d'offres.

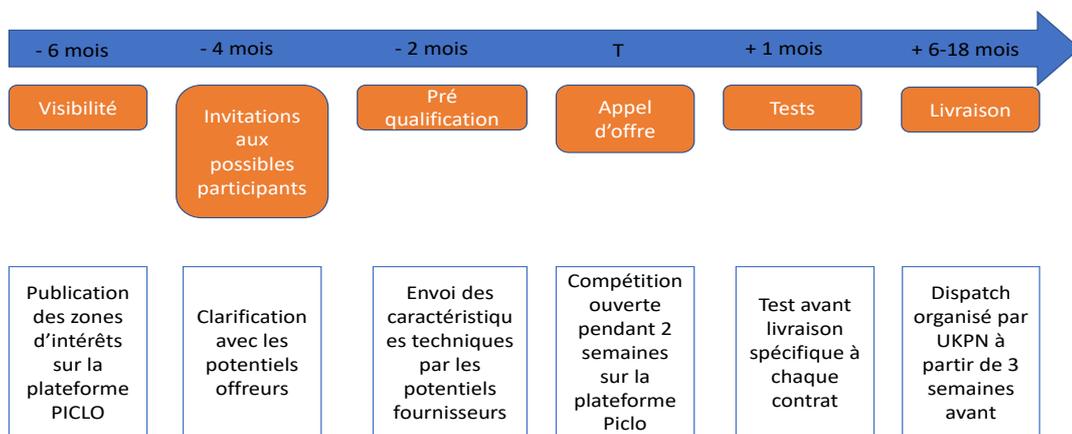


Figure 8 : Fonctionnement du marché de flexibilité locale

Sur le produit « secure », une offre est constituée principalement par :

- Une capacité proposée (en MW),
- Un prix proposé pour la disponibilité (en £/MW/h),

- Un prix proposé pour l'activation/utilisation (en £/MWh),
- Des caractéristiques techniques de l'offre de flexibilité (e.g., durée maximale d'activation).

La comparaison des offres reçues se fait notamment autour du « Comparable Rate » = coût total pour chaque saison (£) / énergie délivrée par saison (MWh) soit,

- Coût total par saison = paiement de capacité (£) + Paiement d'utilisation (£)
- Énergie délivrée par saison = estimation du nombre d'utilisations par saison * capacité flexible (MW) * temps maximum d'utilisation (h).

La comparaison devrait ainsi se faire en suivant les étapes suivantes :

1. Classement de chacune des offres par le « comparable rate » et sélection de celle avec le taux le plus bas,
2. S'assurer que les nécessités en termes de puissance (MW) et d'heures de disponibilités (h) fonctionnent pour le coût le plus bas possible,
3. Enfin, comparer et s'assurer que le contrat de flexibilité permet un fonctionnement à un coût inférieur à celui d'un développement de réseau classique.

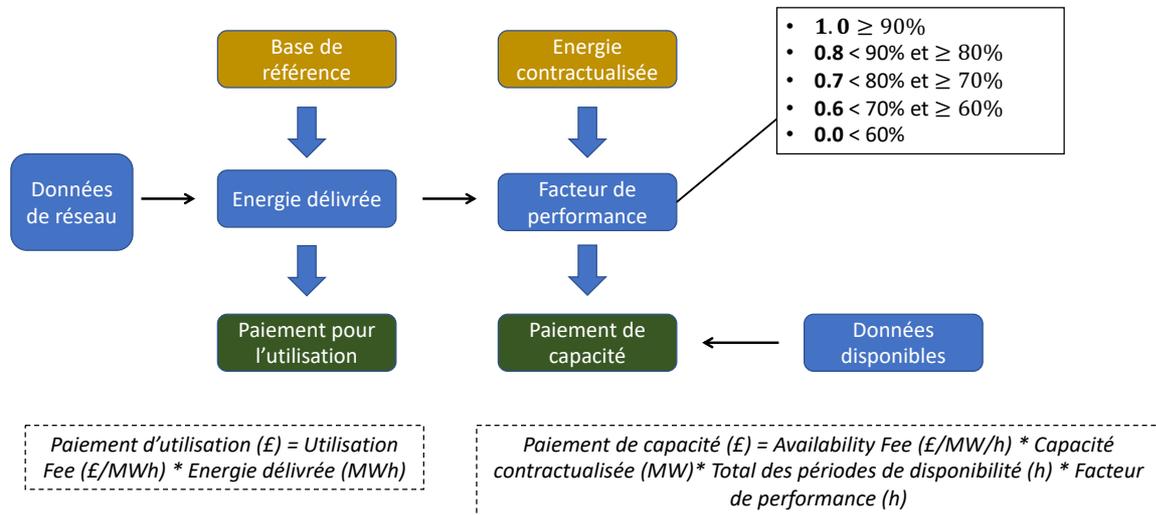
L'indicateur du « comparable rate » permet de comparer des offres en agrégeant la proposition de prix pour la réservation de la capacité et le prix proposé pour l'activation. UKPN effectue ensuite une comparaison avec les solutions propres de « renforcement réseau » ; la (ou les) solution(s) de flexibilité est (seront) retenue(s) uniquement si le prix proposé est inférieur à celui de la solution renforcement de réseau. Ainsi UKPN définit préalablement des prix maximums indicatifs pour les réponses aux appels d'offres et un budget maximal par localisation (le budget maximal est estimé en fonction des gains potentiels du report d'une ou plusieurs années du coût de renforcement classique pour combler le besoin dans cette localisation).

Les procédures de tests débutent au moins un mois avant le début de la saison de livraison. Le fournisseur doit démontrer les éléments suivants lors d'un test de validation :

- Il reçoit et répond correctement aux instructions de UKPN,
- Il active sa flexibilité dès l'heure de début définie,
- Il maintient son énergie active injectée/soutirée à un niveau défini pendant une période donnée,
- Il démontre son activité via des données de réseau pour chaque activation.

A la fin de chaque mois, le fournisseur de flexibilité soumet à UK Power Networks les données des compteurs de toutes les installations. Ces données sont comparées à la base de référence pour calculer l'énergie fournie pendant les événements d'utilisation et donc les paiements d'utilisation où, Paiement d'utilisation (£) = Redevance d'utilisation (£/MWh) * Énergie fournie (MWh). Le fournisseur reçoit des

paiements de disponibilité pour toutes les périodes disponibles, réduits par un facteur de performance obtenu en comparant l'énergie livrée à l'énergie contractuelle à livrer pendant les événements d'utilisation. Le paiement se réalise donc comme illustré dans le graphique 8.



Graphique 8 : Paiement via les appels d'offres UKPN.

5.2.2 Un « market-design » en construction : des évolutions au fil du temps sur l'accessibilité et la visibilité

Depuis la mise en place du dispositif, quatre appels d'offres ont donc été lancés : 1) fin 2018/début 2019, 2) mi 2019, 3) mars/avril 2020 pour des besoins High Voltage & Low Voltage et 4) février 2021 pour des besoins High & Low voltage.

On observe, au fil du temps, différentes évolutions qui démontrent que le « market-design » se précise et se construit progressivement :

Des caractéristiques techniques évolutives

Premièrement, nous observons qu'au fil des appels d'offres, certaines caractéristiques du design vont évoluer pour permettre une accessibilité accrue ainsi qu'une meilleure visibilité.

En premier lieu, UKPN a réduit certaines barrières à l'entrée. Le niveau minimum de participation requis a été réduit (de 50 kW à 10 kW) et à partir de 2020, des besoins pour le réseau basse tension

(Low Voltage) ont été pris en compte, alors qu’auparavant ils ne se concentraient que sur des besoins relevant (en comparaison du niveau Français) de la moyenne voire haute tension.

UKPN a également amélioré la visibilité disponible pour les acteurs. En effet, à partir de 2020, UKPN publie une estimation du nombre d’heures d’activations annuel et donne également une fourchette de revenus disponibles sur chaque zone. De plus, le temps de contractualisation possible augmente au fil des appels d’offres, permettant une meilleure prévisibilité des revenus pour les investisseurs (la durée maximale de contractualisation est passée de 5 à 7 ans).

Nous résumons tous ces éléments dans le tableau 16 pour l’ensemble des produits.

<i>Appels d’offres</i>	<i>Niveau de tension</i>	<i>Min. de participation (kW)</i>	<i>Durée de contractualisation possible</i>	<i>Publication d’une estimation du nombre et la durée des activations</i>	<i>Publication des fourchettes de revenus pour chaque zone</i>
2018/2019	132 - 33 KV / 11 - 6 KV	50	5 ans	-	-
2019	132 - 33 KV / 11 - 6 KV	50	5 ans	-	-
2020	11- 6 kV & 400 V et en dessous	50 pour 11-6 kV – 10 pour 400V et en dessous	7 ans	Oui	Oui
2021	11-6 kV – 400 V et en dessous	10 (pour tous)	7 ans	Oui	Oui

Tableau 16 : Résumé Appels d’offres UKPN en termes d’évolution du design.

Un taux de remplissage des objectifs de plus en plus important

Nous observons également une maturité de plus en plus importante des marchés lancés par UKPN. Si les appels d’offres présentés sont en croissance en termes de taille, on constate également que le taux de remplissage des zones (i.e., zones effectivement contractualisées par rapport aux zones proposées) est en augmentation. De plus, nous notons que les capacités contractualisées augmentent tout comme les montants totaux contractualisés, mais aussi le nombre total de fournisseurs de flexibilité participants, ce qui tend à montrer une meilleure liquidité et concurrence au sein du marché.

L'évolution du design au fil du temps, tel que présenté dans le tableau 17 aura ainsi permis de réaliser une meilleure adéquation entre l'offre de flexibilité et la demande du gestionnaire de réseau sur ces marchés naissants.

On peut penser que ces éléments ainsi que la réduction de certaines barrières à l'entrée et l'amélioration de la visibilité grâce à l'augmentation de la durée de contractualisation, mais aussi la publication des fourchettes de revenus liées aux estimations des heures d'activation annuelles, attirent de nouveaux développeurs de solutions de flexibilité. En effet nous voyons que le nombre d'acteurs participants à ce marché croît également, passant de 6 fournisseurs différents de flexibilité retenus lors des appels d'offres de 2019 à 19 en 2020 et 29 en 2021.

<i>Appels d'offres</i>	<i>Zones proposées</i>	<i>Zones contractualisées</i>	<i>Capacité proposée (MW)³⁵</i>	<i>Capacité contractualisée (MW)</i>	<i>Nombre de fournisseurs contractualisés</i>	<i>Valeurs des contrats alloués</i>
2018/2019	28	4	94.7	18.1	-	0,45 m£
2019	22	5	111	1,2	6	0,5m£
2020	115	57	170	123	19	14m£
2021	138	137	387	350	29	30m£

Tableau 17 : Caractéristiques générales des appels d'offres UKPN en termes de participation.

Selon UKPN, l'appel d'offre de 2021 présente les volumes contractualisés pour les besoins de flexibilité d'un gestionnaire de réseau de distribution les plus importants mondialement en 2021.

Par la suite, nous nous focaliserons sur l'appel d'offres de 2021 et en particulier sur le produit « Secure ». En effet, le design du produit Secure présente des caractéristiques similaires à celles préconisées dans le chapitre précédent (contrats multi-annuels, réservation et paiement à la capacité, paiement à l'activation).

³⁵ Capacité maximale totale contractualisée pour chaque zone.

5.3. L'appel d'offres « Secure » 2021

5.3.1 Présentation générale

Nous présentons ici les principales caractéristiques de l'appel d'offres « Secure » lancé en février 2021. Comme exposé précédemment, cet appel d'offres est le plus mature de ceux réalisés jusqu'alors par UKPN avec un fort taux de remplissage des objectifs du GRD et de nombreuses réponses de la part des fournisseurs de flexibilité potentiels.

L'ensemble des zones citées ici, présenteront des besoins de réservation de capacités pour des hausses de production ou des baisses de la consommation afin de réduire la sollicitation de pointe des sous-stations.

Lors du lancement de l'appel d'offres, UKPN propose une première caractérisation des produits dont ceux-ci auront besoins. Ils indiquent ainsi les besoins sur toutes les périodes sélectionnées, les activations estimées, les bornes supérieures et inférieures pour le coût des offres à formuler, ainsi que la durée maximum des contrats pour chaque zone (de plus complètes analyses de ces appels d'offres sont présentées en annexes de ce chapitre). Un résumé des caractéristiques de l'appel d'offre 2021 est disponible au sein du tableau 18.

<i>Nombre de zones concernées</i>	<i>Besoins exprimés sur l'ensemble des années (MW)³⁶</i>	<i>Nombre d'années concernées</i>	<i>Contrats attribués</i>	<i>Capacité allouée (MW)</i>	<i>Technologies</i>
39	432	6	502	298	88% Batteries ou VE 11% DSR 2% Générateur

Tableau 18 : Focus sur l'appel d'offre Secure 2021

³⁶Capacité totale additionnée sur l'ensemble des zones et des années.

5.3.2 Illustration du fonctionnement du marché de flexibilité UKPN pour une localisation

Visibilité

Nous prendrons ici l'exemple de l'appel d'offre de la zone « Burwell Milton Arbury Histon » située au nord de Cambridge. Le besoin sur cette zone concerne un renforcement à réaliser pour une sous station de 132 kV située à la périphérie nord et est de Cambridge, qui alimente 10 postes primaires 33/11kV pour la ville de Cambridge et les environs.

Cet appel d'offre, correspond au plus gros besoin de flexibilité pour UKPN totalisant près de 89 MW sur 5 ans.

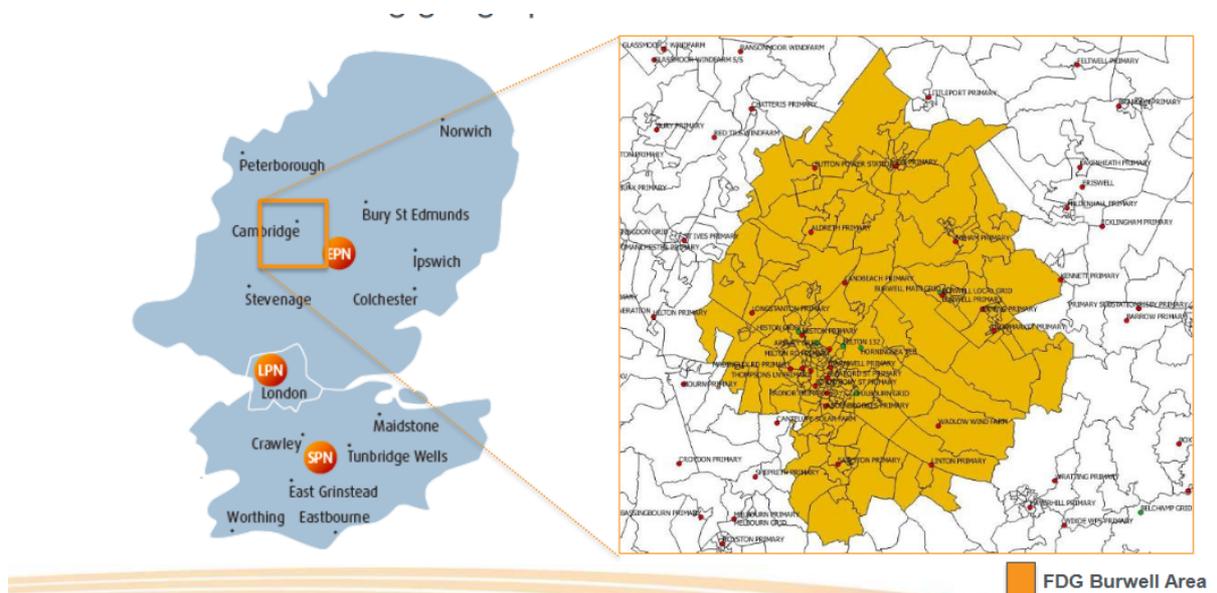


Figure 9 : Focus sur localisation Burwell Milton Arbury Histon

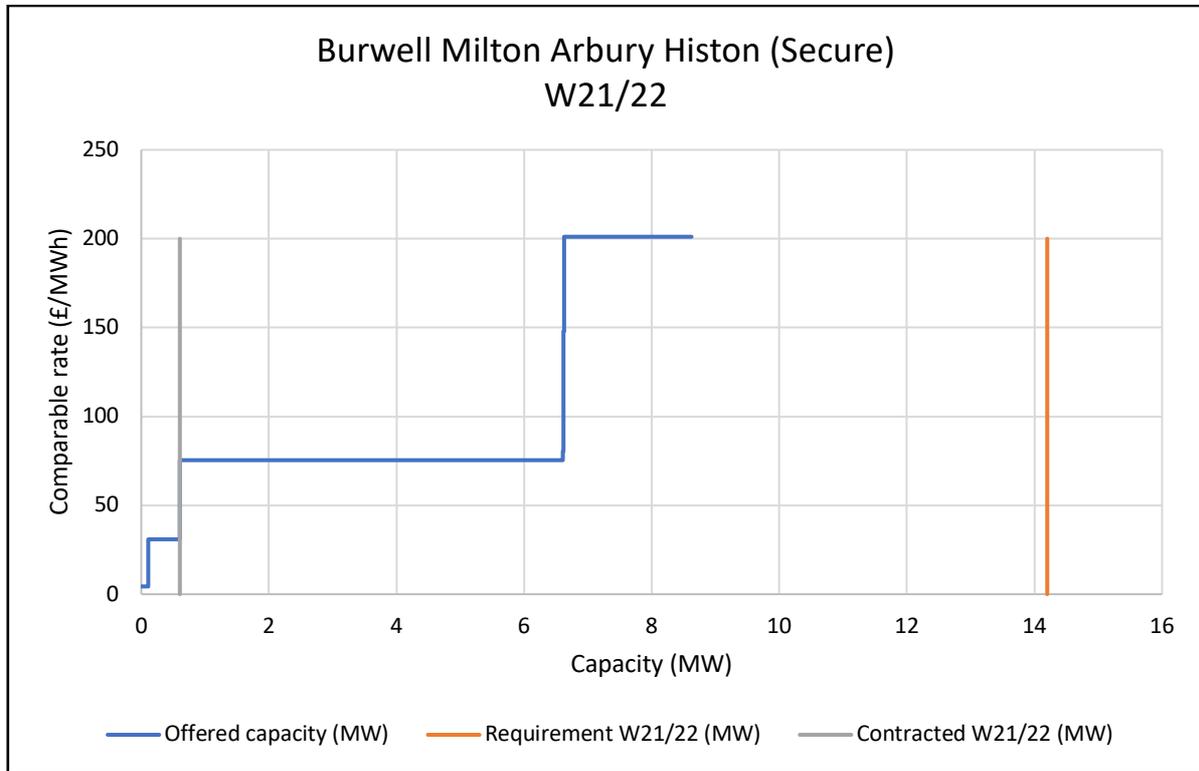
Compétition

Tout d'abord, la phase de sélection passera donc par le « comparable rate »³⁷ défini par UKPN, afin de réaliser la comparaison entre les différentes offres.

Ici, sur 46 offres proposées sur la zone, 27 furent choisies et ont donné lieu à une contractualisation pour un volume total de 77 MW sur 5 ans.

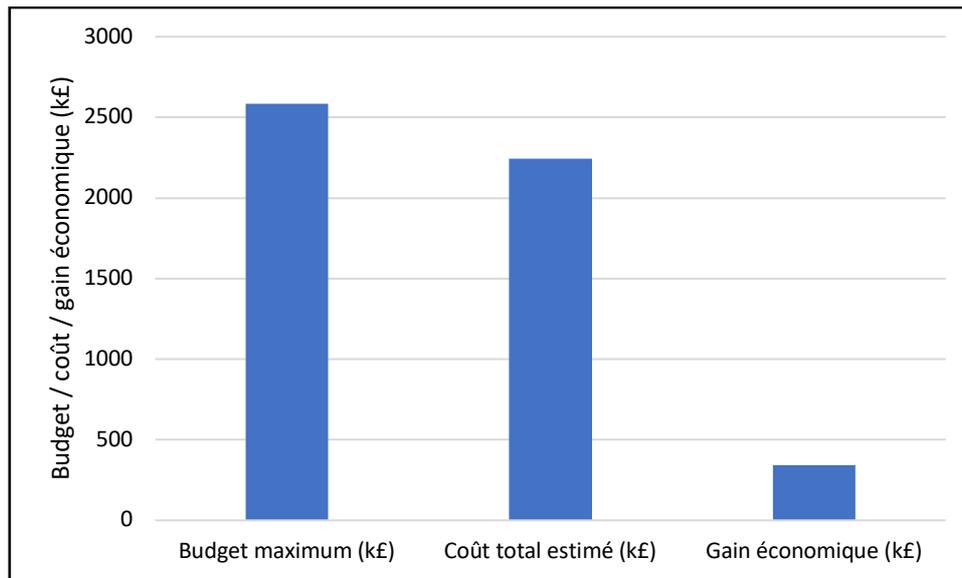
³⁷ Défini page 134 de cette thèse.

Nous reconstituons ici le « merit-order » pour l'année 2021/2022 de la zone (comme illustré dans le graphique 9), nous notons que pour être sélectionnée, l'offre proposée devait donc obtenir un « comparable rate » inférieure à 75 £/MWh. Nous notons que les offres qui présentaient un coût supérieur à ce ratio ont été jugées comme non efficaces économiquement par UKPN, et n'ont donc pas été sélectionnées.



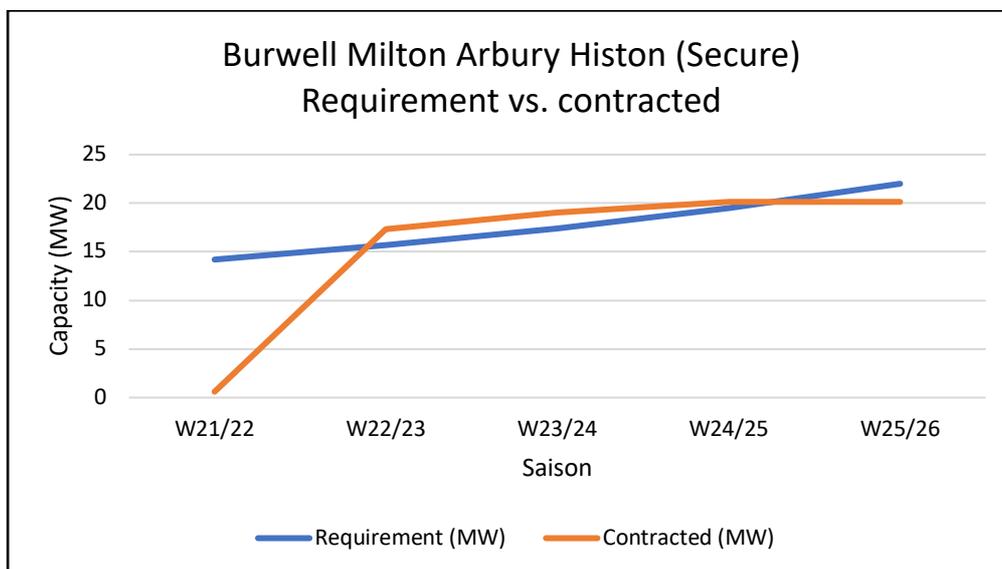
Graphique 9 : « Merit-order » de la localisation Burwell Milton Arbury Histon pour l'année 2021/2022.

Grâce à cette contractualisation nous pouvons noter une économie potentielle pour la zone par rapport au coût des solutions alternatives définies par UKPN lors de l'appel d'offres. Comme le résume le graphique 10, cette contractualisation permettrait de faire économiser près de 340k£ sur 5 ans au gestionnaire de réseau.



Graphique 10 : Gain économique potentiel pour la zone Burwell Milton Arbury Histon

Néanmoins, en comparant les besoins déclarés année par année et la contractualisation effective, nous observons des différences entre la capacité contractualisée et les besoins annoncés. La première année par exemple connaît une contractualisation effective moindre que celle envisagée, ce qui influe nettement sur l'économie réalisée.



Graphique 11 : Besoins annoncés vs capacité contractée année par année pour la zone Burwell Milton Arbury Histon

En examinant en détail ces données, nous notons que le coût moyen de contractualisation (en prenant le coût total dépensé rapporté au volume total contractualisé) est à peu près équivalent pour cette zone au coût moyen des solutions alternatives pour UKPN (autour de 29€/kW).

5.3.3 Cas illustratif d'un participant au marché de flexibilité locale UKPN 2021

Nous utilisons un appel d'offres pour illustrer comment un actif de flexibilité (ici une batterie) peut se positionner et quelle rémunération il peut espérer. Nous prenons ici le cas d'une batterie de 1 MW/1MWh de capacité avec des prévisions de prix telles que décrites pour 2022 par (<https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>). Nous considérons un investissement de 176\$/kWh³⁸ avec un taux d'actualisation de 11% comme considéré au sein de EPRI (2013), sur 15 ans comme établi au sein de Cole et al., (2021).

Contractualisation

Ainsi, nous prenons un exemple de contrat décroché par Orange Power Ltd. Celui-ci correspond à une contractualisation sur 4 ans, avec paiement fixe de capacité. Ce contrat correspond à 0,5MW de capacité contractualisée et un temps maximum d'utilisation (« maximum run time ») de deux heures.

Concernant la capacité contractualisée, le nombre de jours annuels restera stable dans l'ensemble au fil des 4 ans (environ 100 jours par an).

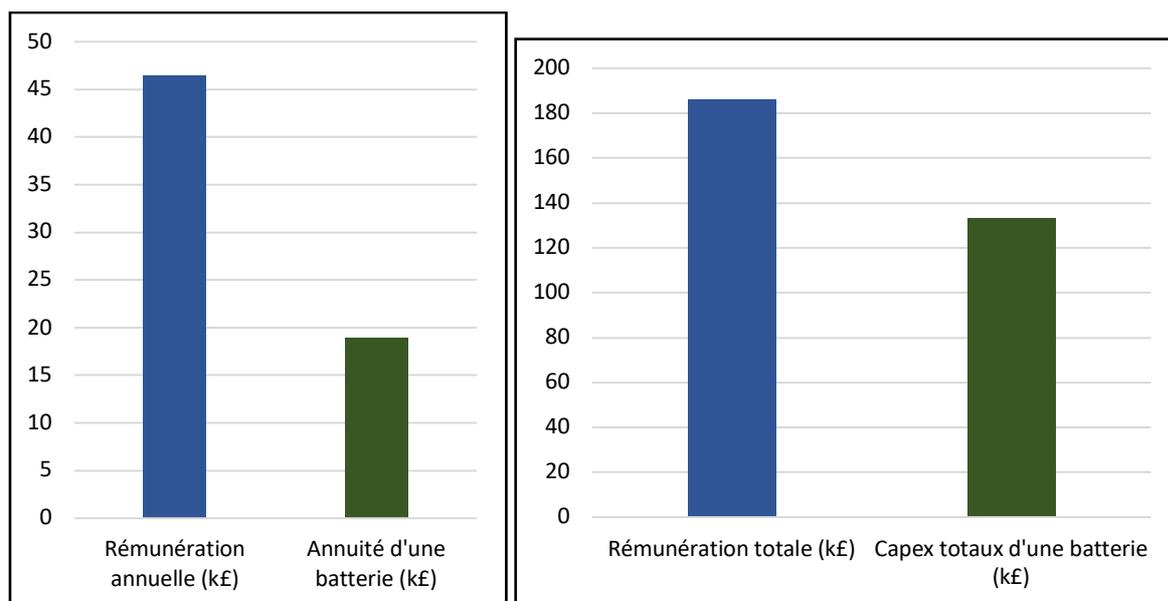
Concernant la rémunération de la capacité, on note également une rémunération assez stable d'année en année, puisque la rémunération reste autour de 90€/kW annuel.

Investissement

Si on suppose que l'offre d'Orange Power Ltd correspond au développement d'une batterie 1 MW/1MWh, nous pouvons analyser dans quelle mesure le contrat de flexibilité locale permet de couvrir les coûts engagés. Concernant la couverture des annuités d'investissement, on voit que sur la durée du contrat la rémunération permettra de couvrir plus que les annuités d'investissement pour la batterie de la taille notifiée précédemment. En outre, la contractualisation sur 4 ans permettra de couvrir l'ensemble des CAPEXs totaux engagés selon les suppositions prises en compte précédemment³⁹.

³⁸ Avec un taux de change de 1\$=0,76€,

³⁹ nous ne considérons ici que les CAPEXs pour l'investissement puisque les OPEXs varieront selon le nombre de cycle réalisés par la batterie, ce qui peut être très variable et ne rentre pas dans le champ de cette étude.



Graphique 12 & 13 : Couverture des annuités d'une batterie Burwell Milton Arbury Histon/ Couverture des Capex Totaux d'une batterie.

Dans la section suivante nous comparerons et analyserons les incitations mais aussi l'efficacité sur l'ensemble des zones contractualisées pour l'appel d'offres Secure 2021. Nous utiliserons les coûts d'investissement de la batterie présentée ici comme référence illustrative pour les comparaisons.

5.4. Quelles incitations à l'investissement via le « market-design » UKPN ?

Le premier axe que nous abordons pour jauger l'efficacité du « market-design » concerne les incitations que celui-ci produit pour les investisseurs en flexibilité locale. En effet, les incitations délivrées par un « market-design » pour développer des actifs en quantité adéquate, sont des éléments primordiaux pour jauger l'efficacité d'un « market-design » (Cramton, 2017b).

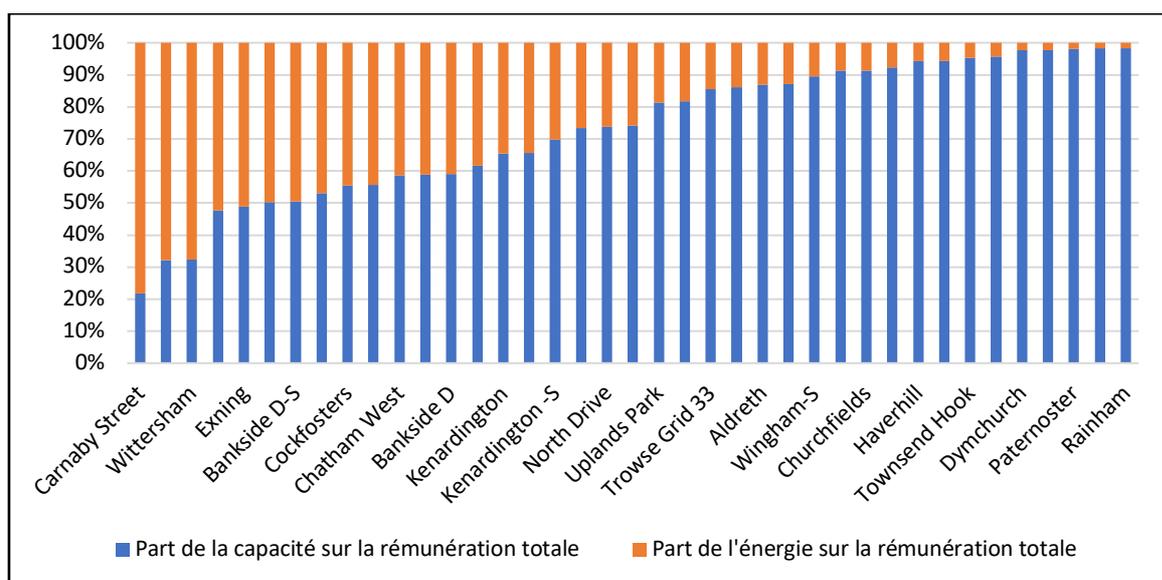
Dans le chapitre précédent nous avons évoqué le manque de la littérature concernant l'investissement dans les sources de flexibilité et nous avons notamment identifié et défini la problématique principale : le risque de hold-up issu de l'asymétrie d'information et du manque d'engagement.

5.4.1 Une rémunération fondée principalement sur la capacité

Comme présenté dans les chapitres précédents, un des freins majeurs à l'investissement dans les sources d'électricité conventionnelles ou dans les actifs de flexibilité en particulier, est l'incertitude autour des revenus issus d'une rémunération unique de l'énergie proche du temps réel (Finon and Pignon, 2008, Rios-Festner et al., 2020). De ce fait, des formes de contractualisation alternatives apportant plus de certitudes sur les revenus futurs des investisseurs ont, depuis la libéralisation du secteur électrique, suscité de plus en plus d'intérêt (Roques and Finon, 2017, Newbery et al., 2019, Keppler et al., 2021).

Le premier point important à identifier dans le « market-design » développé par UKPN est qu'une majeure partie de la rémunération sera prévisible et contractualisée pour l'investisseur potentiel. Celle-ci ne sera donc pas (dans la majorité des zones concernées) sujette à l'incertitude que peut avoir une rémunération unique de l'énergie proche du temps réel par un seul et unique acteur, tel que le GRD (mentionnée dans le chapitre précédent).

En calculant ici, le rapport des rémunérations émanant de la réservation de capacité sur l'ensemble des années sur la rémunération totale (rémunération de capacité + rémunération attendue de l'énergie fondée sur le nombre d'heures annuelles d'activations probables estimées par UKPN pour chaque zone), nous trouvons une grande majorité des zones ayant une rémunération basée sur la capacité bien plus importante que la rémunération en énergie ou proportionnelle aux activations. En effet, comme illustré dans le graphique ci-joint, sur l'ensemble des zones, seules 5 zones sur 39 auront une part de revenu attendu basée majoritairement sur l'activation.



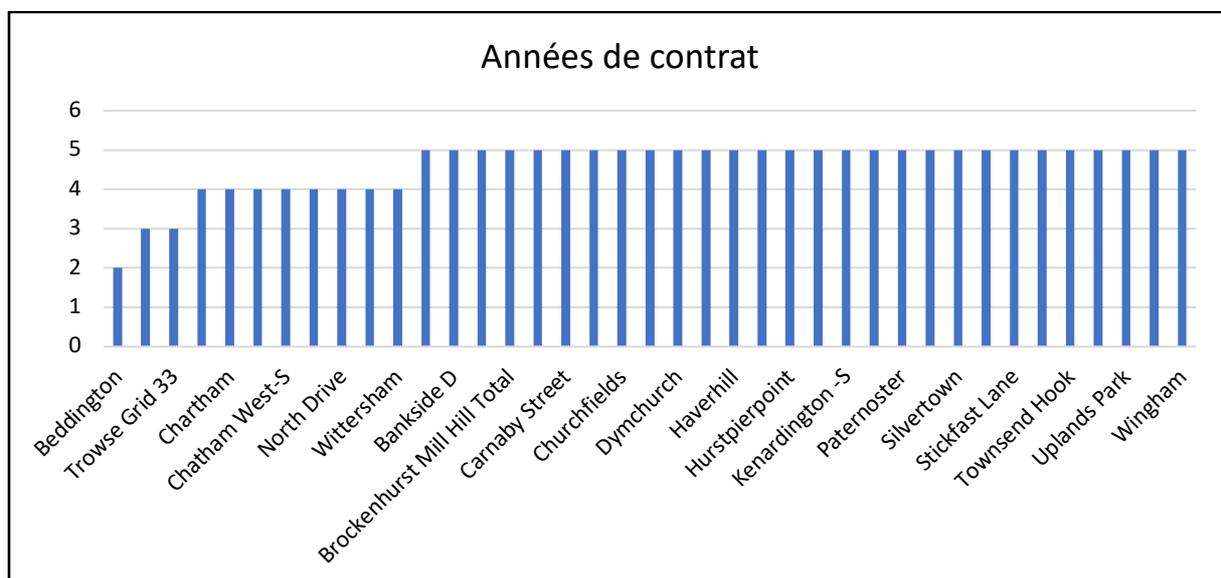
Graphique 14 : Part de la rémunération de capacité dans la rémunération totale

Nous observons donc qu'un investisseur pourra avoir une meilleure visibilité sur ses revenus, puisqu'issues majoritairement d'un paiement de capacité contractualisé sur la plus grande partie des zones concernées, et non sur un paiement de l'énergie qui reste dépendant des activations effectives du gestionnaire de réseau de distribution.

5.4.2 Un engagement contractuel sur plusieurs années

Tout d'abord, un des éléments principaux jouant sur la possibilité de hold-up pour les revenus des sources de flexibilité sera l'engagement contractuel sur plusieurs années, compliquant ainsi un changement de stratégie qui entrainerait des investissements échoués pour l'investisseur en sources de flexibilités localisées. En effet, comme évoqué dans le chapitre précédent, l'engagement est un des manquements principaux des « market-design » fondés uniquement sur l'activation proche du court-terme afin de fournir des signaux d'investissements en sources de flexibilités localisées.

Néanmoins, comme notifié précédemment, cette souscription doit rester dans un laps de temps permettant au gestionnaire de réseau de gagner en visibilité sur les évolutions possibles, sans être enfermé dans une contractualisation trop longue qui contraindrait son adaptation. On voit ici que la majorité des zones contractualisées par UKPN (28 sur 39) proposent des contractualisations égales à 5 ans, soit la moitié de la période d'amortissement que nous considérons pour notre actif de flexibilité (batterie). On voit ainsi que UKPN propose une première réponse sur la durée nécessaire de ces contrats en proposant une fenêtre minimum de 2 ans mais sans donner la possibilité de s'engager sur plus de 5 ans, permettant ainsi au gestionnaire de réseau d'ajuster sur le moyen terme sa stratégie pour répondre aux changements exogènes.



Graphique 15: Années de contractualisation par zone

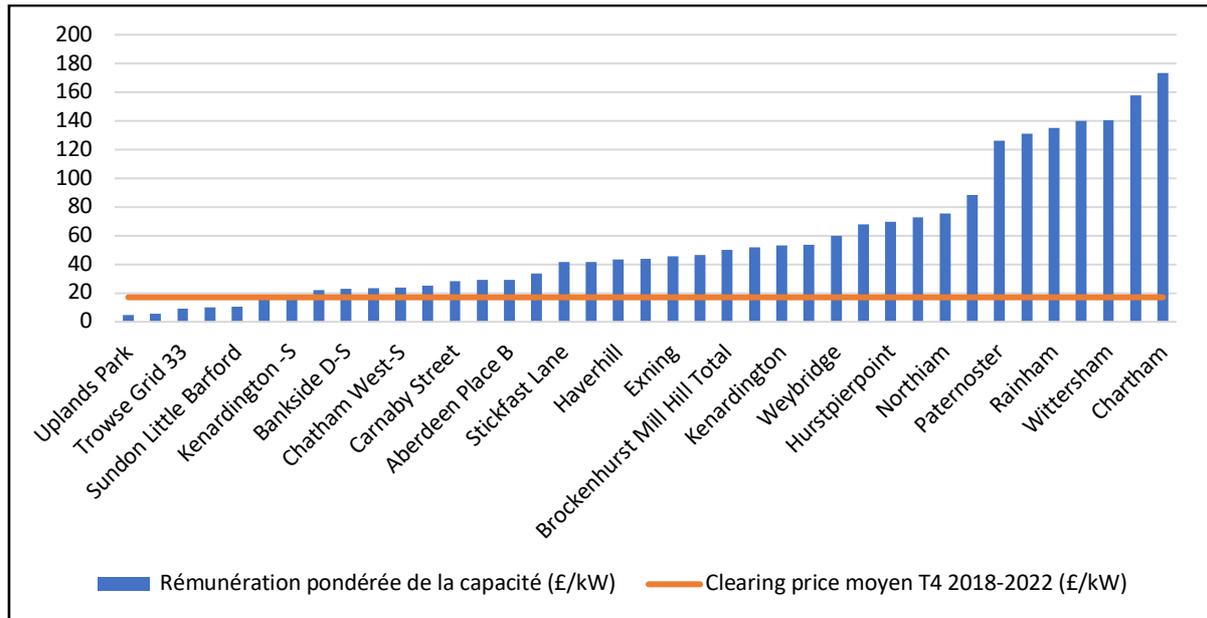
5.4.3 Une rémunération capacitaire importante en comparaison d'autres outils incitatifs pour l'investissement (marché de capacité)

Un autre point notable est que cette part capacitaire certaine et contractualisée sur une ou plusieurs années, pourra atteindre des sommes importantes selon les localisations et ainsi moins exposer un investisseur au possible opportunisme d'un gestionnaire de réseau.

Pour caractériser le niveau de rémunération obtenu via les appels d'offres UKPN, nous utilisons notamment comme élément de comparaison, le prix du marché⁴⁰ de capacité britannique pour la dernière année notifié au sein du rapport d'analyse (Department for Business Energy & Industrial Strategy, 2019). En effet, celui-ci est aujourd'hui un des principaux vecteurs d'incitation à l'investissement pour les actifs électriques au Royaume-Uni. Il a d'ailleurs été développé avec pour objectif principal entre autres « *d'encourager des investissements suffisants dans les capacités pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité* ». Celui-ci s'établit, pour la moyenne de contractualisation notifiée au sein du rapport pour le T4 des années 2018 à 2022 (Department for Business Energy & Industrial Strategy, 2019) à 17,1 £/kW.

Nous constatons ainsi qu'en prenant la rémunération pondérée par localisation, la grande majorité des zones (32 zones sur 39) permet une rémunération égale ou supérieure (pour le kW mobilisé) à celle du marché de capacité (en prenant en rémunération comparative le « clearing price » moyen entre 2018 et 2022) comme le montre le graphique suivant.

⁴⁰ Le marché de capacité, mécanisme censé permettre de garantir la sécurité d'approvisionnement en rémunérant la capacité disponible pour s'assurer un niveau suffisant de capacité disponible lors des périodes de « stress » du système.



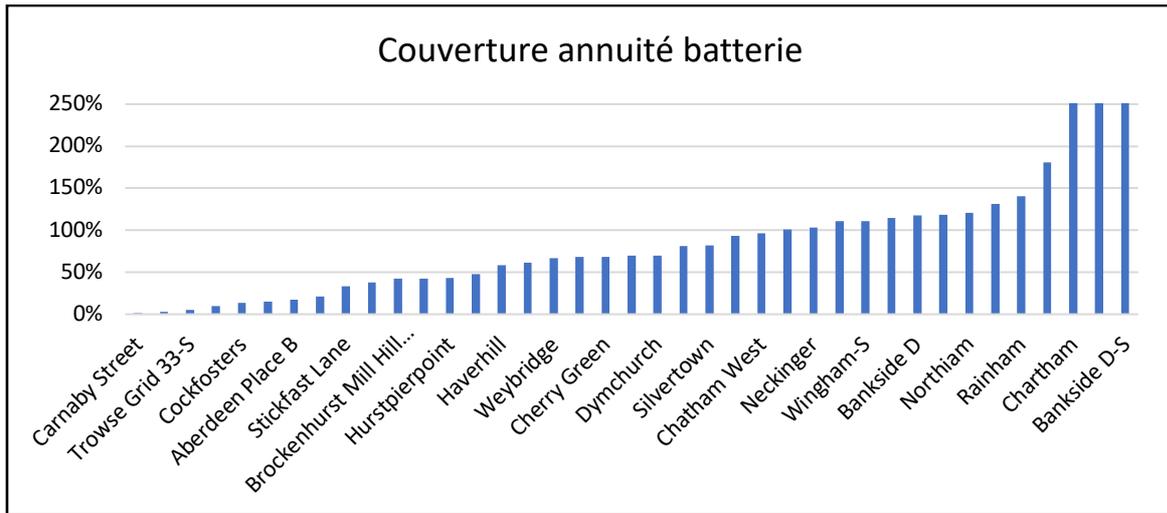
Graphique 16 : Rémunération moyenne pondérée de la capacité en comparaison de la rémunération du marché de capacité

5.4.4 Une rémunération qui permettra de couvrir les annuités d’investissement d’actifs de flexibilité mais également une partie des CAPEXs totaux (cas d’une batterie)

En lien avec l’exemple illustratif développé précédemment, nous étudions dans un premier temps, le revenu capacitaire par zone. Cette vision compare la rémunération annuelle moyenne d’un contrat sur une zone avec une annuité d’un investissement dans une batterie (avec les caractéristiques présentées précédemment). Nous constatons notamment que la majorité des rémunérations annuelles des zones (25 sur 39) permettront de couvrir à minima plus de 50 % des annuités d’investissement dans une batterie^{41, 42}.

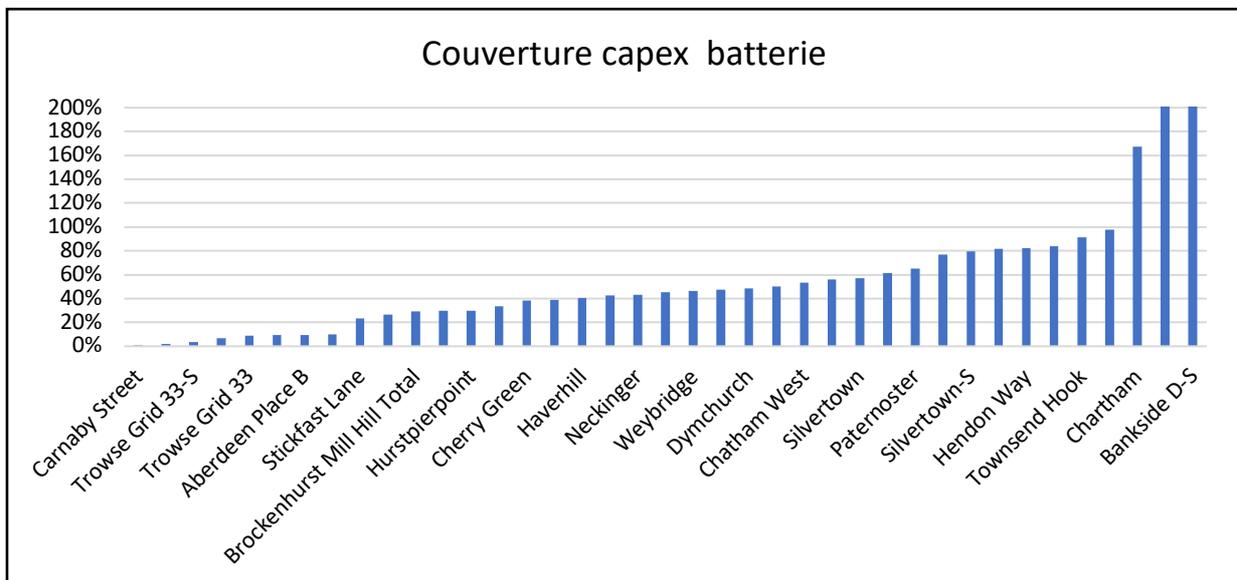
⁴¹ Si nous utilisons ici le cas illustratif d’une batterie, d’autres technologies ayant des caractéristiques différentes (« Demand Respons », générateurs...) ont également participé à l’appel d’offres, ce qui peut expliquer certains résultats extrêmes (très faibles ou très hauts).

⁴² D’autres analyses considérant des taux d’actualisation mais également des durées de vie différentes ont été réalisées en annexe.



Graphique 17 : Comparaison de la rémunération de capacité avec les annuités d’investissement d’une batterie

Néanmoins, les durées de contractualisation pourront varier entre 1 & 5 ans selon les zones concernées et ainsi impacter fortement les possibles rémunérations des acteurs. Pour prendre en compte ce facteur nous comparons également la rémunération totale fournie avec les CAPEXs totaux d’un investissement pour une batterie. Nous observons tout de même qu’une majorité des zones (23 sur 39) permettront de couvrir plus de 40% des CAPEXs totaux d’une batterie.



Graphique 18 : Comparaison de la rémunération de capacité avec les CAPEX totaux d'une batterie

5.4.5 Un possible empilement des revenus pour les sources de production qui peut rendre moins spécifique l'investissement

Enfin, on note que le « market-design » proposé par UKPN pourra, à divers degrés, participer à un empilement de revenus pour les actifs de flexibilité considérés et ainsi réduire la crainte d'opportunisme de la part du gestionnaire de réseau, notamment parce que celui-ci ne sera concentré que sur une partie minoritaire des jours de l'année. La possibilité de participer sur le reste du temps à d'autres marchés réduira le risque sur la rentabilité globale de l'investissement.

- Le premier marché parallèle avec lequel l'actif pourra espérer un empilement de revenus est le **marché de capacité** : (AURORA, 2021). Celui-ci fonctionne via des appels d'offres réalisés entre 1 & 4 ans avant livraison, mais peut également fournir des contractualisations allant jusqu'à 15 ans pour les actifs qui ne sont pas encore développés (Bublitz et al., 2019).

La coordination avec le marché UKPN (notamment pour les appels d'offre « Secure ») est possible étant donné que le marché de capacité ne comprend pas d'obligation de fournir de l'énergie, sauf pendant un événement de stress du système qui entraîne une pénalité pour non-livraison. De plus, ces événements de stress du système sont assez rares puisque pour l'année 2021 par exemple ceux-ci ne se sont produits que lors de deux journées.⁴³

Néanmoins, la limite minimum de participation au marché de capacité britannique (bien qu'abaissée en novembre 2020) reste de 1 MW. Or, nous constatons que la majeure partie des offres fournies sur le marché UKPN sont inférieures à ce volume et peuvent de ce fait, concerner des actifs ayant des capacités plus réduites⁴⁴.

- Le second marché est le **marché de gros** : De plus, si le design permet difficilement une participation au marché de gros lors des périodes de disponibilité engagées avec UKPN, les actifs de flexibilité pourront tout de même se positionner sur les marchés nationaux de l'énergie pendant une grande majorité de l'année tout en conservant la rémunération issue du marché de flexibilité locale. En effet, on observe que celles-ci ne concerneront qu'un nombre réduit d'heures dans l'année puisqu'une majorité des zones ne seront concernées que par une contractualisation inférieure à 1500 heures (avec au maximum 2265 heures) annuelles pour l'ensemble des zones (sur un total annuel de 8760 heures), comme notifié dans le graphique suivant. Un investisseur dans un actif de flexibilité pourra donc espérer se

⁴³ (<https://gbcnm.nationalgrideso.com>)

⁴⁴ Voir le tableau 19 en annexe.

positionner sur les marchés court terme de l'énergie la majeure partie du temps, en complément de la rémunération certifiée qu'il obtiendra du marché de flexibilité locale. On observe notamment, en regardant les prix moyens du marché infra-journalier pour le Royaume-Uni 2021, que les actifs pourront se positionner sur deux des mois les plus chers de l'année (septembre et octobre), représentant cette année-ci le premier et le quatrième mois les plus chers pour ce qui est le prix moyen du marché spot⁴⁵. En effet, aucune localisation ne sera concernée par une contractualisation via le marché UKPN pour ces deux mois.

Enfin la troisième source de rémunération proviendrait des **avantages intégrés** : en effet les actifs décentralisés peuvent espérer des revenus supplémentaires, selon les périmètres sur lesquels ils sont raccordés, comme des accords de raccordements pour les actifs non intermittents par exemple, ou des primes en cas de comportement vertueux pour le réseau (hors du cadre de marché de flexibilité locale présenté précédemment). Les actifs raccordés en HT dans les régions UKPN bénéficient notamment de tarifs de connexion lucratifs et d'avantages supplémentaires (bien que cela soit susceptible de changer dans le cadre de la réforme des redevances d'accès et des redevances prévisionnelles) (Cornwall Energy, 2016).

De premières analyses ont permis de donner un aperçu du niveau de revenu que peut espérer un actif de flexibilité en parallèle des marchés UKPN. En effet, Selon une étude réalisée par AURORA (2021), une batterie de type 1 MW, comme celle proposée dans notre exemple, peut espérer un revenu de 65€/kW par an de revenus alternatifs au marché UKPN grâce aux trois sources de revenus explicités ici. De plus, sur l'ensemble de la durée de vie d'une batterie ceux-ci permettraient de générer plus de 483k€ sur l'ensemble de la durée de vie considérée de la batterie (15 ans).

5.4.6 Conclusions

On observe qu'un « market-design » tel que développé par UKPN permettra potentiellement de fournir des incitations à l'investissement en répondant via différents aspects, aux principales problématiques spécifiques aux investissements en sources de flexibilité identifiées dans le chapitre précédent.

L'asymétrie d'information et le risque d'engagement seront donc solutionnés grâce à plusieurs éléments caractéristiques de ce « market-design ». Tout d'abord une rémunération majoritairement capacitaire, donnera une meilleure prédictibilité sur les rémunérations à venir pour les acteurs engagés

⁴⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/wholesale-market-indicators>

dans ces marchés et leurs investissements. Des montants importants de rémunération de capacité, en comparaison avec les outils historiques, permettront d'envoyer des signaux d'investissement tels que le marché de capacité en procure, mais également au regard des annuités d'investissements dans des actifs de flexibilité à l'exemple des batteries. On peut également souligner à titre illustratif qu'une majorité des zones permettra de couvrir plus de 40% des coûts fixes totaux d'une batterie sur uniquement 5 ans. Enfin, on note également que le risque de hold-up sera diminué grâce aux contrats réalisés sur plusieurs années, ce qui implique un engagement certain de la part du gestionnaire de réseau.

Néanmoins, la part de revenu pouvant émaner précisément des autres sources de revenu nécessite d'être analysée.

5.5. Évaluation de l'efficacité pour le système : comment la contractualisation de flexibilité sur plusieurs années réalisée par le gestionnaire de réseau peut amener des économies en comparaison du renforcement de réseau ?

Dans cette section nous tentons d'apporter de premiers éléments pour analyser l'économie de renforcement de réseau réalisée via la contractualisation de sources de flexibilités par UKPN. Nous comparons les coûts effectifs de contractualisation des sources de flexibilité grâce aux résultats des appels d'offres par rapport aux bornes limites fixées par UKPN (représentant les coûts des solutions alternatives) avant le lancement des appels d'offres.

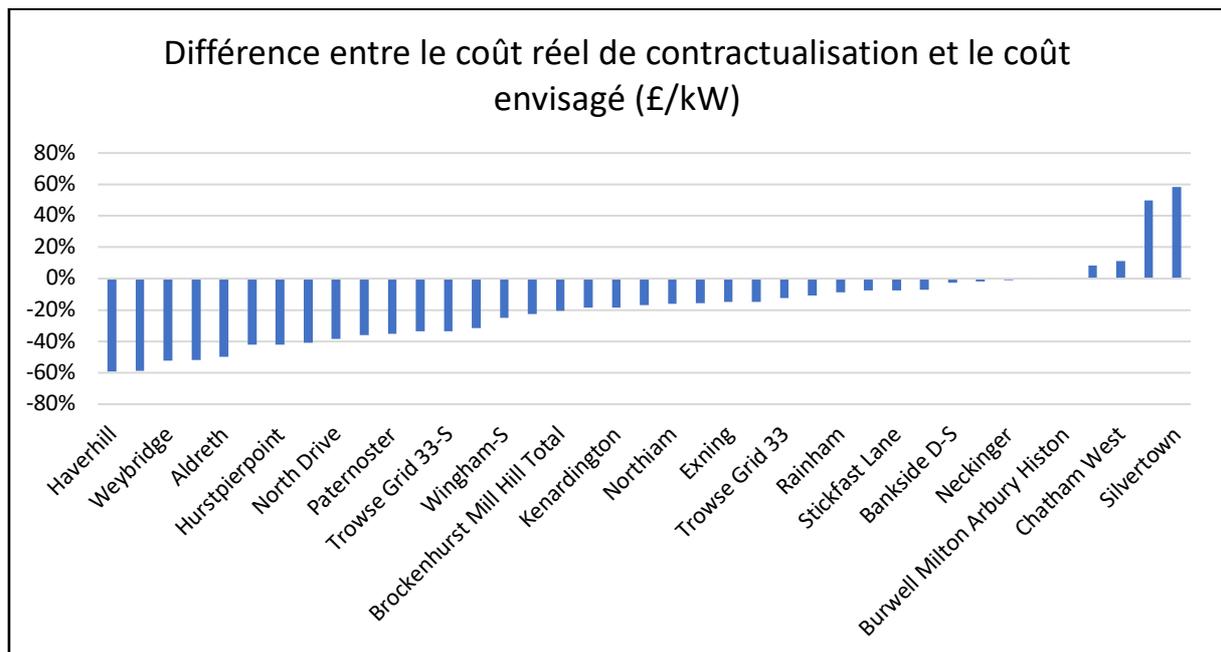
5.5.1 Une contractualisation moyenne qui peut valider des économies par rapport aux solutions alternatives

D'un point de vue général, on note que si certains points peuvent permettre de souligner des bénéfices pour la société, le processus diffère en réalité sur d'autres aspects en comparaison de celui annoncé au préalable par UKPN sur un grand nombre de zones.

Un coût moyen de contractualisation majoritairement moins cher que les solutions alternatives

En premier lieu, nous étudions le coût moyen de contractualisation de la capacité pour les actifs de flexibilité. Comme décrit dans les sections précédentes, lors du lancement des appels d’offres, UKPN définit des bornes maximales pour les appels d’offres du prix de la capacité, du prix de l’énergie et de la dépense totale (budget maximal) réalisée sur la zone. Ces bornes doivent donc correspondre aux coûts des solutions alternatives potentiellement mises en place par UKPN, en lien direct avec la régulation « TOTEX » à laquelle ils sont assujettis.

Dans ce cadre, le premier point d’intérêt que nous pouvons tout d’abord notifier sera l’économie par rapport à la borne maximale définie par le gestionnaire de réseau. En effet, la grande majorité des zones (34 sur 39) ont un coût moyen de contractualisation inférieur ou égal à la limite du coût des solutions alternatives définies par UKPN. On voit donc que sur les limites fixées par UKPN, la gestion des congestions via la contractualisation de sources de flexibilités sera moins onéreuse que les solutions alternatives de renforcement de réseau.



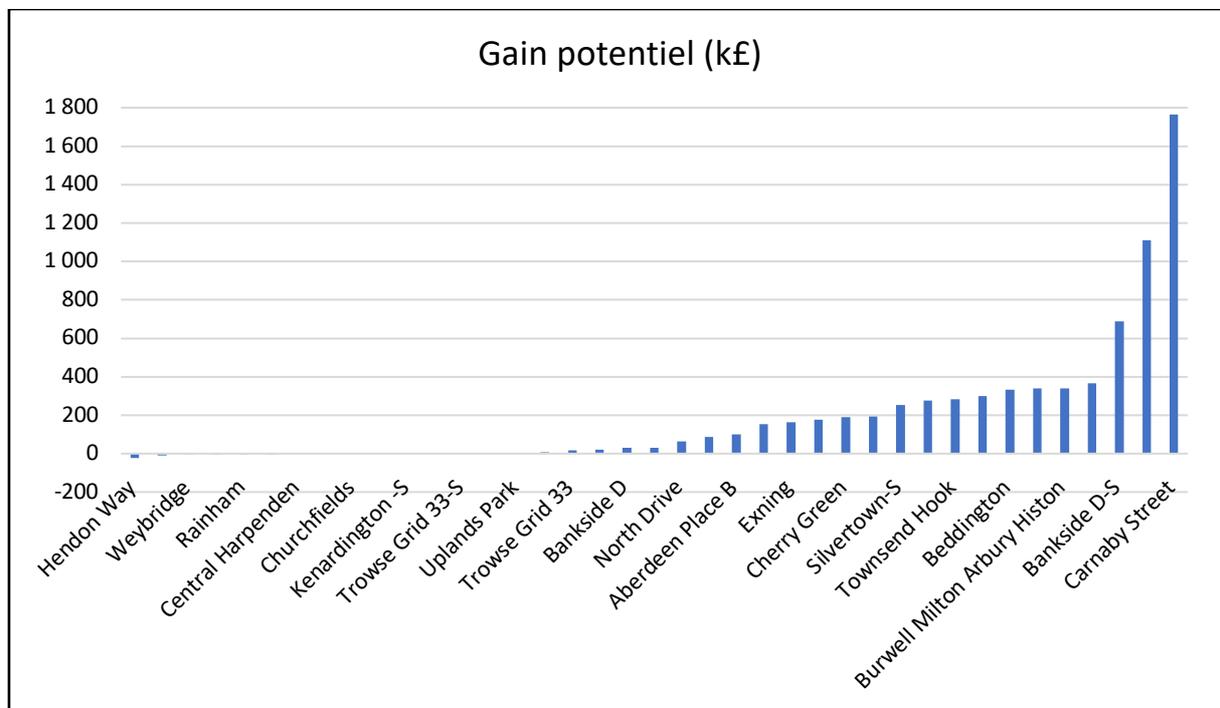
Graphique 19 : Coût moyen de la contractualisation des flexibilités en comparaison des solutions alternatives.

5.5.2 Des économies par rapport au renforcement de réseau

Une contractualisation totale globalement moins onéreuse que les solutions alternatives

Comme expliqué précédemment, UKPN a défini des budgets totaux maximaux pour l'ensemble des zones comprenant la contractualisation de capacité mais également fondés sur les dépenses d'activations prévisionnelles.

En comparant ici les résultats de l'appel d'offres, nous observons des gains substantiels par rapport à la borne maximale fixée par UKPN représentant le coût des solutions alternatives. En effet pour 34 zones sur 39 le solde sera positif, avec des gains supérieurs à 100k£ pour 17 zones sur 39.



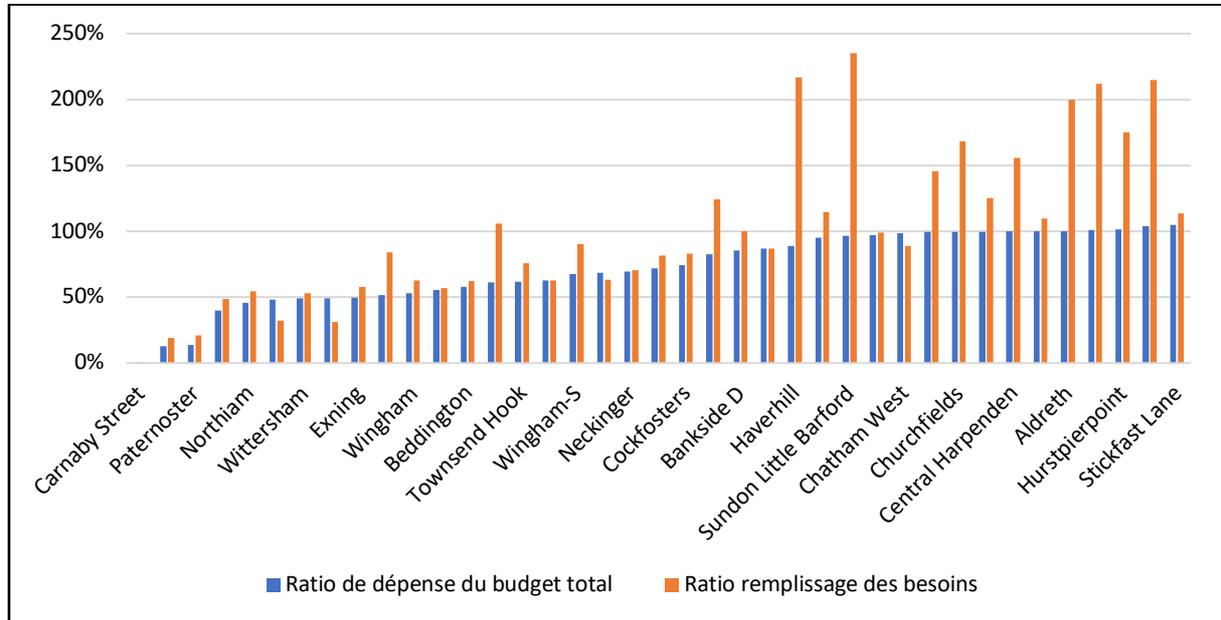
Graphique 20 : Gain potentiel par localisation

Des différences sur les volumes contractualisés par rapport à ceux planifiés

Néanmoins, en comparant le ratio de remplissage des besoins (volume en MW de capacité espéré/volume en MW de capacité contractualisé) on note que certaines zones ne connaîtront pas réellement des économies puisque celles-ci ne seront dues qu'à un volume total de contractualisation moindre que celui visé. En effet, le gestionnaire de réseau de distribution avait fixé un volume cible de capacité à contractualiser pour chaque zone, avec un budget total maximum, mais sur certaines zones celui-ci n'a contractualisé qu'une faible partie dudit volume, n'utilisant ainsi pas le budget alloué au départ.

Par ailleurs, certaines zones connaîtront des souscriptions en volumes nettement supérieurs à ceux planifiés pour des coûts proches ou juste supérieurs aux budgets totaux planifiés.

L'absence de corrélation directe entre le ratio de dépense du budget total et le ratio de remplissage des besoins, ne permet pas de conclure à une économie systématique pour le réseau.



Graphique 21 : Différence coût total de contractualisation de flexibilité et borne maximale fixée par UKPN

5.5.3 Conclusion

Nous observons donc ici que le marché UKPN permet de visualiser une réelle efficacité pour la société via l'utilisation d'actifs de flexibilité en alternative au renforcement de réseau, même si certaines zones connaîtront tout de même des situations plus contrastées.

En effet, dans un premier temps, nous observons que des économies peuvent être réalisées via la contractualisation de flexibilité, notamment lorsqu'on compare les coûts moyens de contractualisation aux bornes maximales fixées à priori par UKPN sur une majorité des zones étudiées. Pour celles-ci, une capacité disponible contractualisée semble donc la solution la plus économiquement efficace en comparaison des solutions alternatives comme le renforcement du réseau.

Néanmoins on observe encore de nombreuses différences entre le volume planifié par UKPN et la contractualisation effective. Sur certaines zones cette différence contribuera directement à l'écart entre la dépense totale sur la zone et les budgets prévisionnels, ne correspondant pas ainsi à de réelles

économies de renforcement réseau pour le GRD et compliquant ainsi la systématisation des conclusions d'une économie pour le réseau.

5.6. Discussion et conclusion

Notre étude de cas réalisée sur le marché UKPN nous permet d'analyser plusieurs éléments concernant l'élaboration et l'efficacité de son design.

Nous notons tout d'abord qu'au fil des quatre appels d'offres réalisés par UKPN, le design a été amené à murir et évoluer. Tout d'abord le « market-design » a permis une accessibilité améliorée des actifs décentralisés, en permettant à des sources de flexibilité raccordées à des niveaux de tension plus bas (400 V et en dessous pour les derniers appels d'offres contre uniquement 11kV sur les précédents), ou possédant des capacités plus réduites pour participer (10 kW minimum contre 50 pour les premiers appels d'offres). De plus, ceux-ci ont également proposé une visibilité accrue sur les perspectives de revenus futurs des actifs. En effet, UKPN a fourni, pour les deux derniers appels d'offres, des niveaux d'activations moyens annuels pour donner une visibilité sur les revenus issus de l'énergie, des fourchettes de revenus totaux par zones, mais également permis une contractualisation allant jusqu'à 7 ans (contre 5 pour les premiers appels d'offres).

De ce fait, la maturité du marché UKPN s'accroît au fil des appels d'offres puisqu'on note un meilleur remplissage des objectifs de MW contractualisés, des volumes financiers et de capacités plus importants et un nombre accru de participant.

Concernant l'efficacité de celui-ci, nous notons premièrement que le marché UKPN permettra de répondre aux problématiques spécifiques que le chapitre 4 de cette thèse avait soulignées : l'asymétrie d'information et le risque de hold-up.

Dans un premier temps, celui-ci permettra de donner des incitations aux développements de sources de flexibilité localisées dans les zones pour lesquelles elles auront une valeur particulière.

En effet, on observe qu'au sein du marché UKPN, la rémunération des actifs proviendra principalement du paiement de capacité fixe, certain et contractualisé pour plusieurs années. Ce paiement prévisible sur plusieurs années devrait ainsi régler la problématique d'approche face à un unique acheteur. Le « market-design » développé par UKPN permettra également de fournir une rémunération de capacité importante (notamment en comparaison avec les autres outils de marché utilisés tels que le marché de capacité), une contractualisation sur plusieurs années ainsi qu'un possible empilement avec des sources de revenus alternatives. On voit notamment que certaines zones permettront de

supporter des annuités d'investissements (voir même les CAPEXs totaux) d'un actif de flexibilité à l'exemple d'une batterie.

Dans un second temps on observe quelques éléments permettant d'analyser l'efficacité pour la société du point de vue de l'économie de développement du réseau réalisée.

En effet, concernant les points d'intérêts pour l'efficacité du point de vue du système, nous observons que le coût moyen de contractualisation de la capacité est inférieur le plus souvent à la borne fixée comme coût d'une solution alternative par UKPN. Cela étaye le fait que garder de la capacité disponible a, dans la majorité des zones, une efficacité économique en comparaison du renforcement du réseau.

Néanmoins, en comparant la planification des besoins pour chaque zone et chaque période avec la contractualisation réalisée, nous notons une différence fréquente entre la prévision des besoins et la contractualisation finale, complexifiant ainsi une analyse sur l'économie réelle pour chaque zone par rapport à une solution alternative. Ces éléments nous montrent que la planification du gestionnaire de réseau reste complexe, mais surtout que celui-ci n'a encore qu'une vision partielle de la disponibilité de la flexibilité sur la zone (le conduisant à une contractualisation moindre qu'espérée), ou du prix réel du gisement disponible (contractualisation plus chère qu'espérée sur certains points).

Pour les perspectives, les analyses pourront au fil des années, être approfondies. En effet, celles-ci pourront être réalisées sur des marchés émergents présentant des « market-design » différents afin d'analyser quels équilibres peuvent émerger. Des modèles économétriques plus avancés, analysant notamment l'évolution d'année en année peuvent également être développés. La comparaison entre la contractualisation préalable et les activations effectivement réalisées par le gestionnaire de réseau, pourra permettre d'améliorer l'analyse d'efficacité pour la société et la qualité de prévision du gestionnaire de réseau de distribution. Enfin, une analyse plus poussée de la part de la rémunération émanant des marchés nationaux et la superposition réelle avec les marchés locaux de flexibilité pourra également être réalisée. Celle-ci permettra d'approfondir l'interaction réelle « locale-globale ».

5.7. Annexes :

Au sein de cette annexe nous présentons tout d'abord des tableaux qui détaillent des analyses supplémentaires des appels d'offres UKPN. Nous notons par exemple des évolutions sur les technologies concernées au fil des appels d'offres avec une part de plus en plus importante de batteries. Via l'analyse des offres moyennes acceptées selon les zones nous pouvons également notifier une taille de produit assez réduite par rapport aux marchés nationaux avec une grande majorité des zones pour des volumes inférieurs à 1MW. Via l'analyse des prix acceptés pour les appels d'offres sur chaque zone, on note une disparité de la valeur de la capacité flexible.

Ensuite, nous proposons une analyse de sensibilité du coût de la batterie que nous prenons comme exemple comme actif de flexibilité, notamment en faisant varier le taux d'actualisation et la durée de vie de la batterie. Nous montrons que, même en modifiant les paramètres mentionnés selon d'autres sources issues de la littérature, une majorité des zones permettra toujours de couvrir plus de 50% des annuités d'investissement dans une batterie stationnaire.

Enfin nous proposons une description du marché de flexibilité locale court-terme (avec paiement unique de l'énergie activée) développé en Allemagne (ENERA). Cette analyse nous permet notamment de notifier l'activité réelle qui a eu lieu le temps de ce démonstrateur (1 an et demi) et les niveaux de prix qui en sont issus. Grâce à cette analyse nous notons un nombre d'utilisation des flexibilités assez réduit (138 sur près d'un an et demi). Nous notons également l'utilisation principale de flexibilité issue d'écrêtement de productions renouvelables. Enfin, nous notons d'importantes différences sur la taille des produits nécessaires selon chaque nœud de réseau concerné, mais notons également que certains nœuds de réseaux n'ont connu aucune activation.

Analyses complémentaires pour UKPN :

Le tableau ci-joint présente les tailles moyennes des offres pour l'ensemble des appels d'offres UKPN.

<i>Appels d'offres</i>	<i>Moyenne puissance des offres acceptées en MW</i>			<i>Technologies</i>
	<i>Moyenne</i>	<i>Maximum</i>	<i>Minimum</i>	
2018	0,88	8	0,03	Batteries :42% DSR : 14% GENset : 44%
2019	0,18	0,06	0,49	/
2020 - Secure	0,58	/	/	78% Batteries / véhicules électriques 2% DSR 20% GENset
2020-sustain	0,12	0,05	0,39	100% Batteries / véhicules électriques
2021 - Secure	0,49	18,51	0,01	88% Batteries 11% DSR 2% Générateur
2021 - Sustain	0,11	0,52	0,01	100% Batteries

Tableau 19 : Taille des offres acceptées pour l'ensemble des appels d'offre UKPN

Concernant spécifiquement l'appel d'offre « Secure 2021 », le tableau qui suit résume les caractéristiques principales des produits concernés selon la localisation.

Localisations	Nombre de contrat sur la zone	Taille moyenne des offres acceptées (MW)	Années de contrat
Aberdeen Place B	4	0,13	4
Aldreth	10	0,40	5
Bankside D	5	3,70	5
Bankside D-S	5	7,52	5
Beddington	10	0,51	2
Brockenhurst Mill Hill Total	17	0,31	5
Burwell Milton Arbury Histon	27	2,86	5
Carnaby Street	5	0,04	5
Central Harpenden	15	0,31	5
Chartham	12	0,35	4
Chatham West	10	1,25	4
Chatham West-S	10	1,38	4
Cherry Green	8	0,85	4
Churchfields	35	0,13	5
Cockfosters	5	0,28	5
Dymchurch	17	0,09	5
Exning	9	0,39	5
Haverhill	23	0,25	5
Hendon Way	25	0,15	5
Hurstpierpoint	15	0,12	5
Kenardington	13	0,33	5
Kenardington -S	13	0,14	5
Neckinger	18	0,67	3
North Drive	4	0,40	4
Northiam	9	0,46	5
Paternoster	10	0,14	5
Rainham	14	0,20	5
Silvertown	10	0,32	5
Silvertown-S	10	0,32	5
Stickfast Lane	18	0,30	5
Sundon Little Barford	21	0,28	5
Townsend Hook	18	0,19	5
Trowse Grid 33	11	0,47	3
Trowse Grid 33-S	15	0,19	5
Uplands Park	10	0,13	5
Weybridge	20	0,21	5
Wingham	9	1,49	5
Wingham-S	8	1,03	4
Wittersham	4	0,33	4

Tableau 20 : Résumé des produits selon les localisations pour l'appel d'offre « Secure 2021 » de UKPN

Grâce à cette focalisation sur l'appel d'offre 2021 nous pouvons observer plus précisément les spécificités des appels d'offres lancés par UKPN.

Premièrement nous observons que la taille des produits concernés restera réduite pour la majorité de ceux-ci, mais pourra tout de même différer selon les localisations. En effet la capacité réservée pourra varier de manière importante (entre 18,5 MW et 0,01).

Nous présentons également une analyse des résultats des appels d'offres en termes de prix⁴⁶. Comme décrit précédemment, les appels d'offres comportent une part de capacité et une part d'activation.

⁴⁶ Pour plus de clarté nous agrégeons tous les contrats réalisés selon les zones, sans présenter spécifiquement chaque année ni chaque saison

Localisations	Prix moyen des offres de capacités acceptées (£/MW/h)	Prix moyen des offres d'énergies acceptées (£/MWh)
Aberdeen Place B	72,50	380,00
Aldreth	233,50	450,00
Bankside D	28,80	45,00
Bankside D-S	12,40	45,00
Beddington	185,80	359,40
Brockenhurst Mill Hill Total	42,49	161,91
Burwell Milton Arbury Histon	45,52	362,41
Carnaby Street	10,00	400,00
Central Harpenden	64,67	426,67
Chartham	150,17	316,67
Chatham West	24,08	36,60
Chatham West-S	19,50	38,10
Cherry Green	58,13	226,00
Churchfields	329,18	1 445,86
Cockfosters	16,40	96,00
Dymchurch	342,71	434,71
Exning	23,83	450,00
Haverhill	208,16	215,67
Hendon Way	249,70	360,00
Hurstpierpoint	278,38	290,67
Kenardington	15,15	364,62
Kenardington -S	15,15	364,62
Neckinger	17,61	72,93
North Drive	59,25	135,00
Northiam	27,83	422,22
Paternoster	367,00	473,50
Rainham	442,79	432,14
Silvertown	65,97	275,00
Silvertown-S	54,25	275,00
Stickfast Lane	18,28	90,00
Sundon Little Barford	90,55	218,10
Townsend Hook	177,33	338,11
Trowse Grid 33	161,27	160,00
Trowse Grid 33-S	51,20	185,00

Uplands Park	22,90	170,00
Weybridge	319,74	362,25
Wingham	15,22	477,78
Wingham-S	14,88	475,00
Wittersham	20,00	135,00

Tableau 21 : Analyse des prix UKPN pour l'appel d'offre « Secure 2021 ».

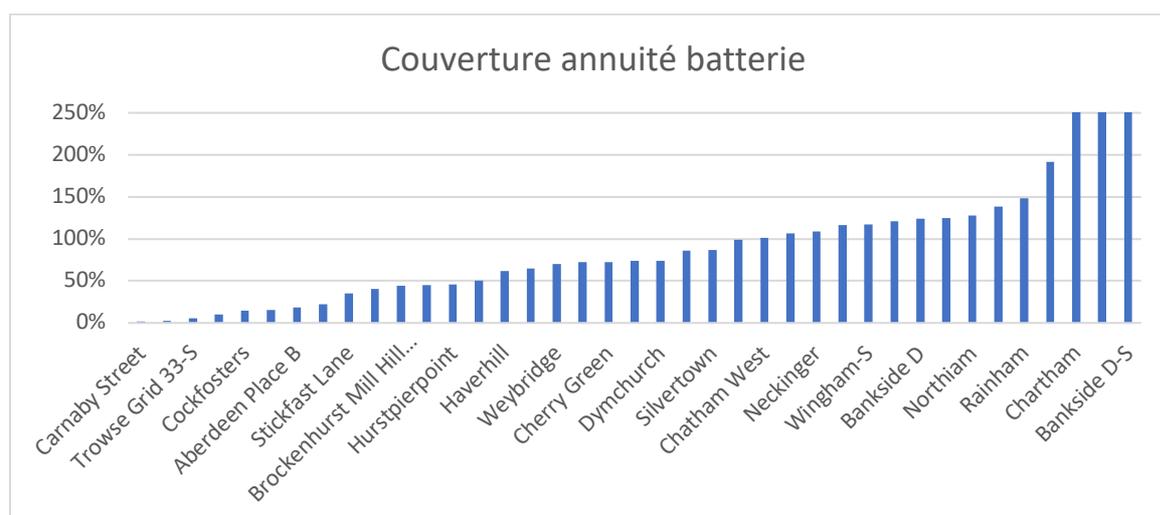
Analyse de sensibilité pour le cas illustratif de la batterie

Pour tester la robustesse de notre analyse aux paramètres considérés pour l'exemple illustratif de la batterie, nous présentons deux autres hypothèses de taux d'actualisation ainsi que deux autres hypothèses de durée de vie pour la batterie.

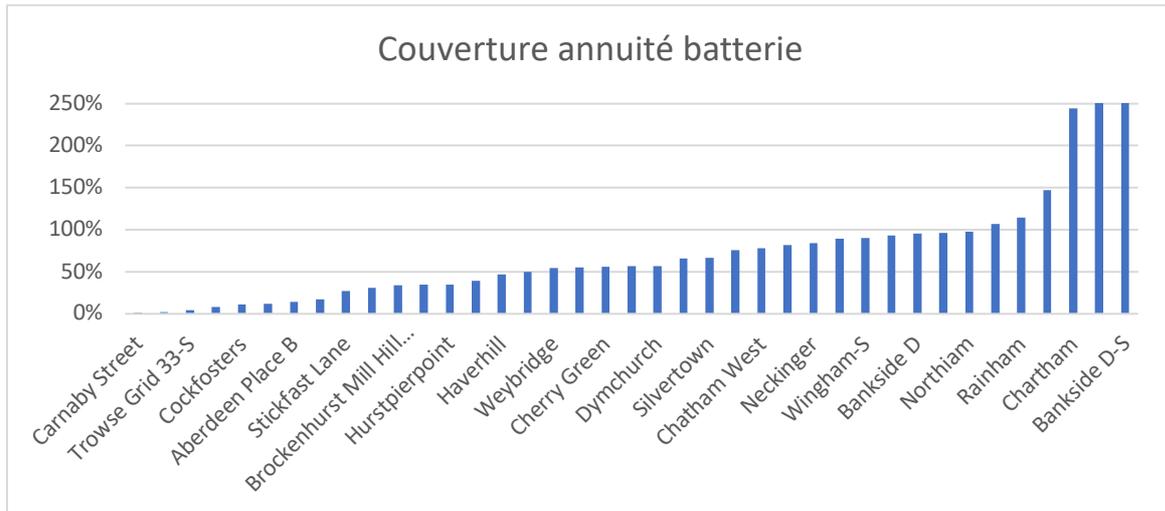
Nous testons donc dans un premier temps avec deux taux d'actualisation différents : 10% & 15% qui correspondent aux taux peu risqués et risqués dans les projets de batterie stationnaires considérés par (International Renewable Energy Agency, 2020b).

Nous trouvons que même en considérant deux niveaux de taux d'actualisation différents, une majorité de zones permettra de couvrir plus de 50% des annuités d'une batterie.

En effet, en considérant un taux d'actualisation de 10% nous trouvons que 26 zones permettront de couvrir à minima 50% des annuités d'une batterie. En considérant 15% de taux d'actualisation nous trouvons que 24 zones permettront de couvrir à minima 50% des annuités d'investissement.

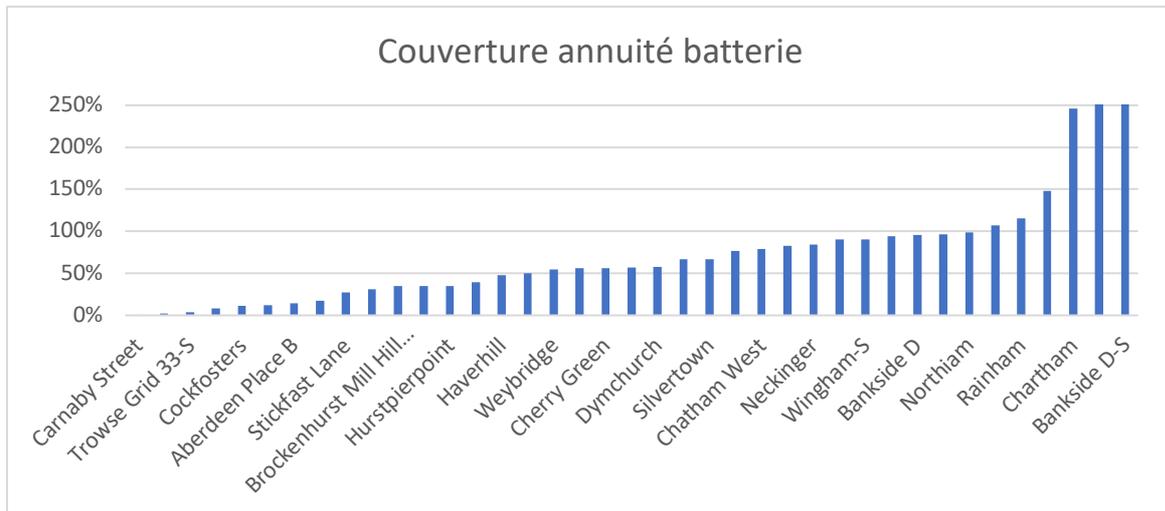


Graphique 22 : couverture annuité batterie avec taux d'actualisation de 10%

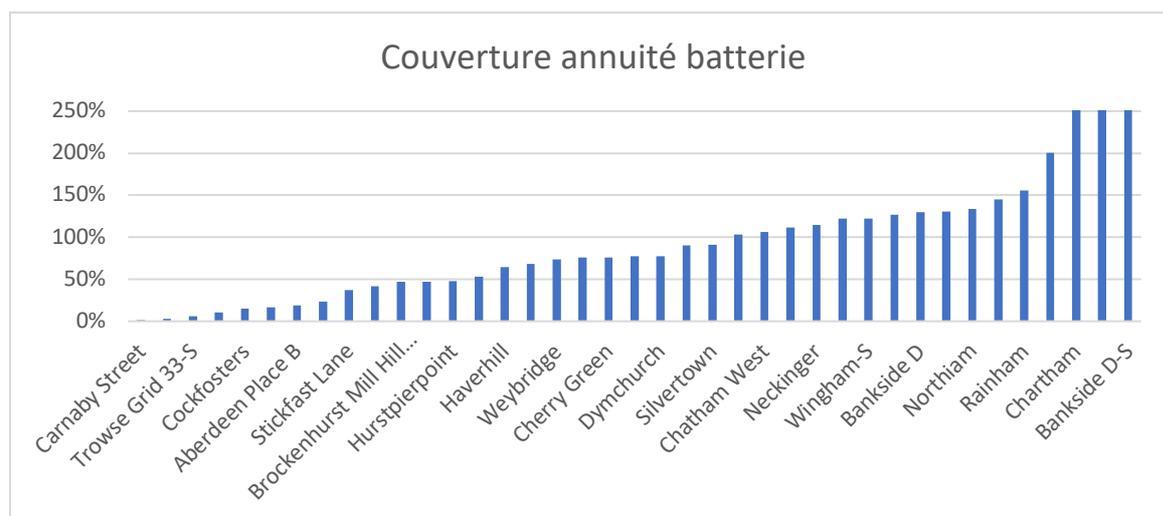


Graphique 23 : couverture annuité batterie avec un taux d'actualisation de 15%.

Dans un second temps nous avons testé les résultats pour deux autres durées de vie considérées au sein de Cole et al., (2021). Nous notons qu'en considérant une durée de vie de 10 ou 20 ans (définis comme les bornes minimales ou maximales à considérer dans leur étude), nous trouvons tout de même qu'une majorité de zones permettent de couvrir plus de 50% des annuités dans les deux cas. En effet, en considérant une durée de vie de 10 ans nous trouvons que 24 zones sur 39 permettent de couvrir à minima 50 % des annuités, et en considérant une durée de vie de 20 ans nous trouvons que 26 zones permettent de couvrir à minima 50% des annuités.



Graphique 24 : Couverture annuité batterie avec une durée de vie de 10 ans.



Graphique 25 : Couverture annuité d'une batterie avec une durée de vie de 20 ans.

Analyse des marchés court -terme : le cas de ENERA (Enera, 2020).

Quel fonctionnement ?

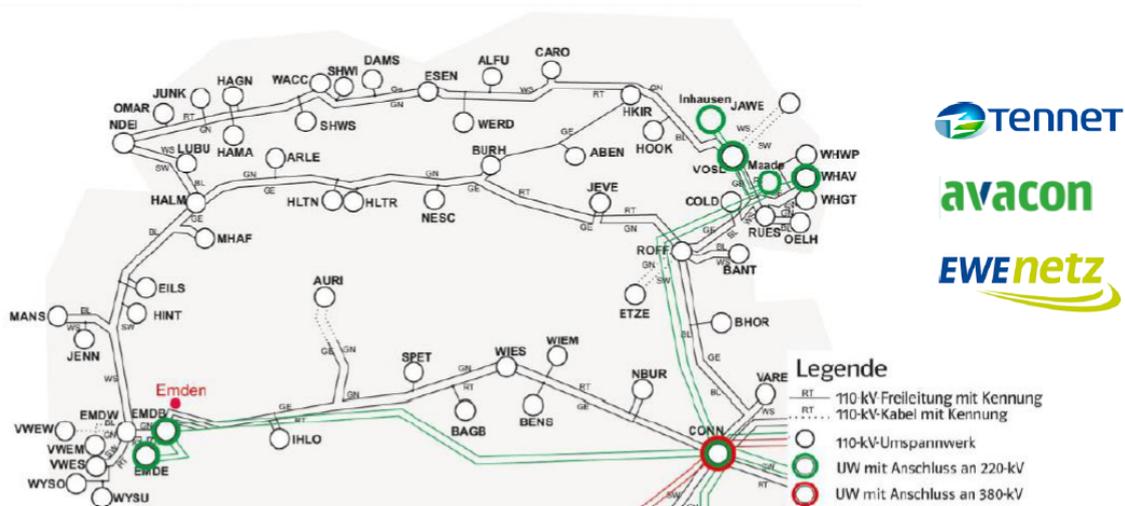
Le marché ENERA fut donc développé comme démonstrateur sur une période de 15 mois. Le fonctionnement est calqué sur le marché infrajournalier allemand, en intégrant une composante de localisation.

Ce marché fonctionnait sur trois départements du nord-ouest de l'Allemagne (Aurich, Frisia, Wittmund) ainsi que sur la ville de Emden. Il s'agit d'une région avec une production importante (notamment éolien, y compris éolien offshore) et une consommation relativement faible. En effet dans cette région, au moment du lancement du projet, la capacité de production renouvelable comptait pour 235% de la consommation totale. C'est pour cette raison que ce marché a été conçu principalement pour gérer des problèmes de congestion créés par un surplus d'énergie (contraintes d'injection). Dans ce cadre les produits de flexibilité ont été développés via des réductions d'injection ou des augmentations de consommation de puissance active (offres de flexibilités à la baisse). Les règles établies sur ce marché, notamment dans le cadre de la pré-sélection, se sont largement inspirées de celles d'ores et déjà utilisées par EPEX SPOT pour le marché infra journalier dont ils ont la charge. Néanmoins ceux-ci ont voulu permettre de valoriser des produits de dimensions plus restreintes et les demandes des gestionnaires de réseau concernent des localisations précises, ce qui n'était pas possible dans le format d'un marché classique (ces détails seront précisés dans la partie « quels produits »). Ce démonstrateur a notamment été développé pour illustrer l'intérêt pour le réseau et la gestion de plus

en plus prééminente des congestions, de services de flexibilité proposés à une maille plus restreinte, notamment à destination de gestionnaires de réseaux de distribution.

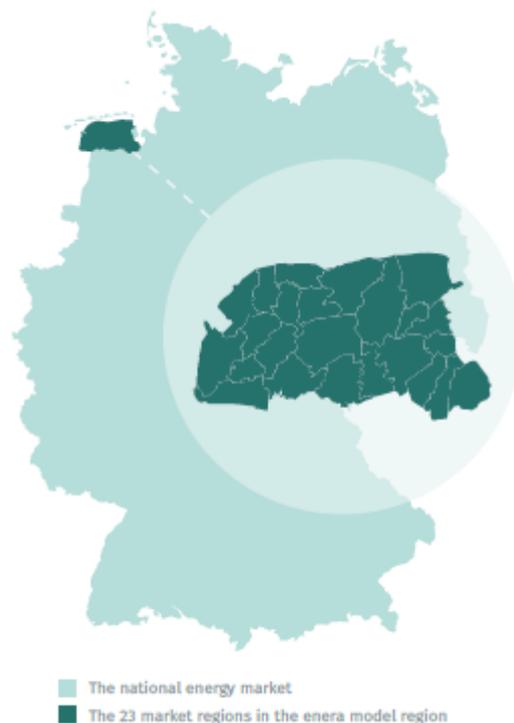
Trois gestionnaires de réseau participent à ce marché :

- Tennet (réseaux 220 et 380 kV)
- Avacon (réseau 110 kV)
- EWE NETZ (sous-stations 110 kV et inférieur)



Graphique 26 : Aperçu des points de réseau compris dans ENERA (Enera, 2021)

La région ENERA a été découpée en 23 localisations pour définir les produits de flexibilité. Les gestionnaires de réseau peuvent notifier à la plate-forme des demandes d'énergie flexible pour des régions qui couvrent moins de 20 Km².



Graphique 27 : Illustration des différentes zones définies sur le marché de flexibilité (Enera, 2021)

Les flexibilités sont préalablement certifiées par les gestionnaires de réseau. Le processus de certification s’inspire en partie du fonctionnement existant sur le marché infra-journalier. Comme décrit précédemment, trois gestionnaires de réseau participent à ENERA : 2 gestionnaires de réseau de distribution (Avacon et EWE NETZ) et un gestionnaire de réseau de transport (Tennet). A cela s’ajoutent 6 responsables d’équilibres (Alpiq, Baywa re, EWE trading, Quadra Energy, Statkraft et Volkswagen). On trouve au sein du marché ENERA 6 catégories d’actifs certifiés sur ENERA : la biomasse, le PV, le stockage, les éoliennes, la consommation et enfin une catégorie « autre ». On dénombre 229 actifs certifiés pour un total de 314 MW de capacité disponible. La répartition des capacités selon les technologies est décrite dans le tableau ci-dessous.

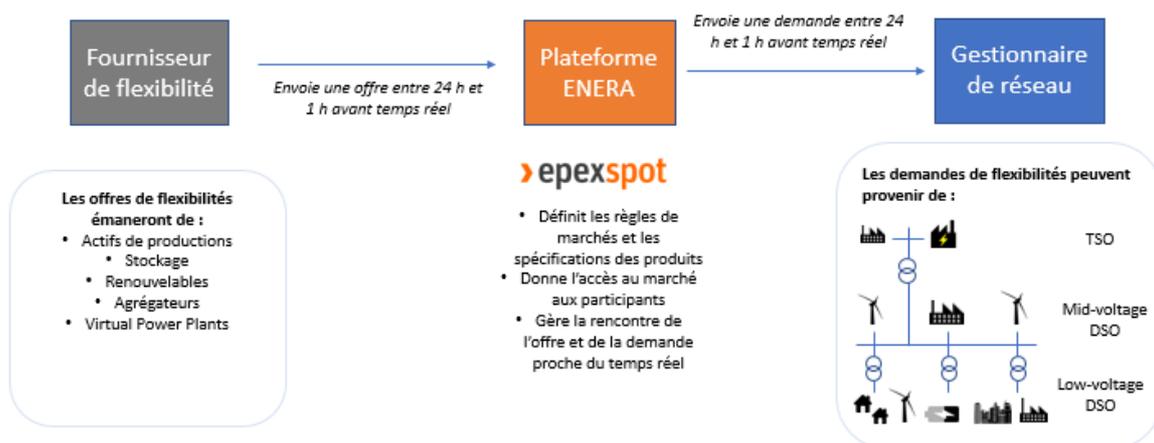
	<i>Biomass</i>	<i>PV</i>	<i>Autres</i>	<i>Stockage</i>	<i>Éolien</i>	<i>Demande flexible</i>	<i>Total</i>
Capacité (MW)	51	3	6	12	222	20	314
Nombre d’actifs	107	2	1	1	117	1	229

Tableau 22 : Catégories d’actifs certifiés dans ENERA

On voit ainsi que la majorité de la flexibilité disponible en termes de capacité (71%) provient des parcs éoliens raccordés et de l’écêtement possible de ceux-ci en cas de congestion sur le réseau.

Les actifs proposent des offres de flexibilité toujours à la baisse (i.e., augmentation du soutirage ou baisse de l'injection) à un prix négatif. Un prix négatif implique que le fournisseur de flexibilité est rémunéré et que le gestionnaire de réseau paie pour cette flexibilité. Pour un écrêtement de production par exemple, le producteur propose d'injecter moins d'énergie que planifié et en contrepartie il demande une compensation de X € par MWh non injecté. Un consommateur industriel qui propose une flexibilité en consommant plus que ce qu'il avait prévu de consommer, demande également une compensation de X € par MWh supplémentaire consommé. La responsabilité d'équilibre restera du côté fournisseur de flexibilité, qui devra donc se rééquilibrer sur l'ensemble de son périmètre ou payer les écarts correspondants (e.g., pour un producteur, l'écart est dû à l'énergie vendue mais non injectée en raison de l'activation de la flexibilité locale ; pour un consommateur, l'écart est dû à l'énergie soutirée par l'activation de la flexibilité locale mais non achetée). Aucune compensation n'a été envisagée dans le cadre de ce démonstrateur, ce qui peut ajouter une complexité supplémentaire et un coût au fournisseur de flexibilité.

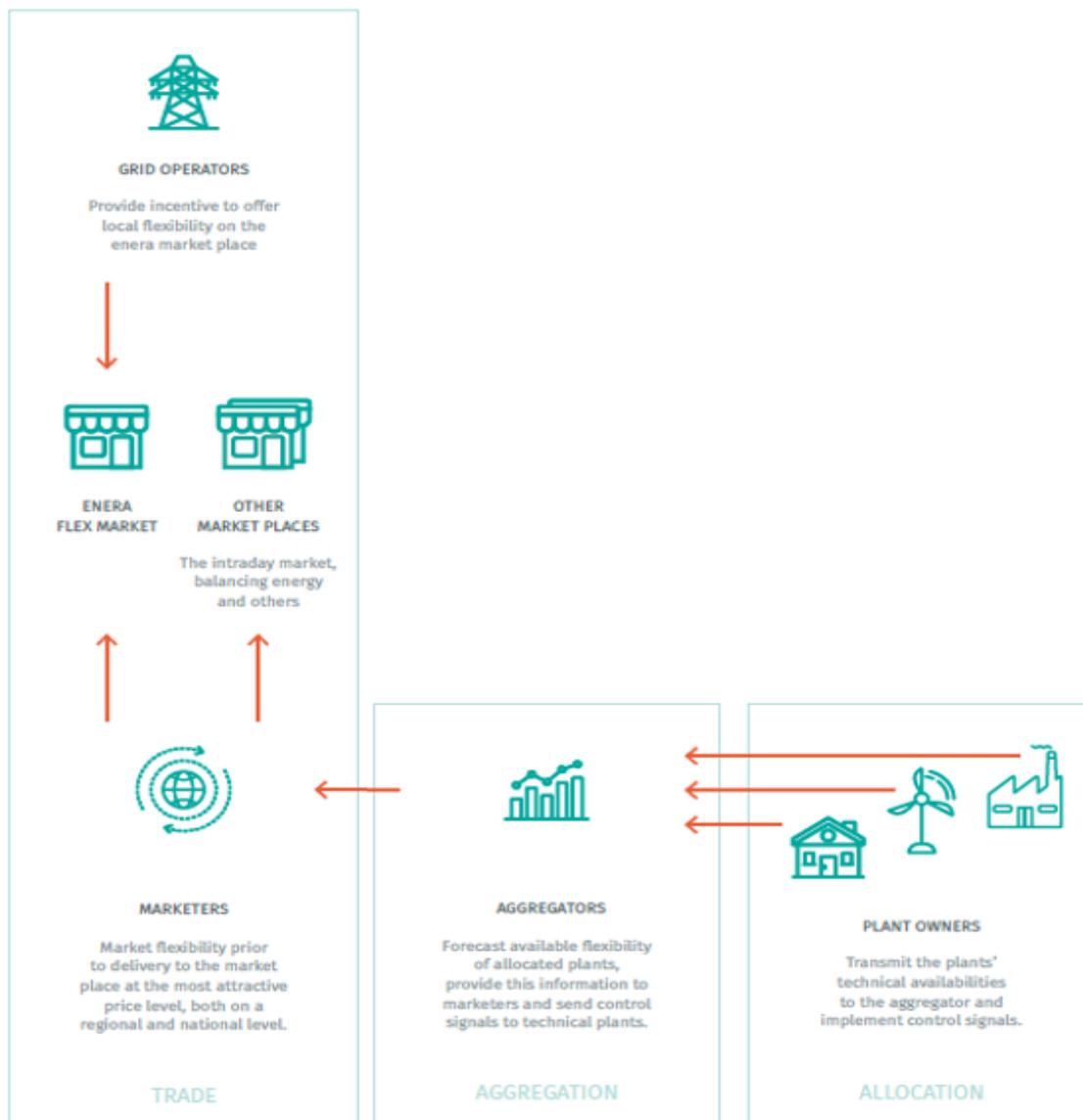
Les offres pouvaient provenir directement des fournisseurs de flexibilité ou en réponse à une demande d'un opérateur de réseau pour solutionner des congestions sur sa zone. Les produits pouvaient être horaires ou quart-horaire et nécessitaient une puissance minimum de 100 kW. La demande était formulée par les gestionnaires de réseau directement et la plateforme ENERA administrée par EPEX était chargée de la gestion de la plateforme avec rencontre de l'offre et de la demande, ainsi que de la pré-sélection des potentiels offreurs (voir la figure suivante).



Graphique 28 : Résumé du fonctionnement de la plateforme ENERA

Au sein de Dronne et al., (2021) nous avons notifié le fait qu'un « market-design » comme celui de ENERA permettrait d'optimiser la programmation des ressources déjà existantes, tel que l'écrêtement de production issues de sources de productions renouvelables, mais également de faire émerger de

nouveaux produits de flexibilité. Ces produits vont concerner plus fréquemment des produits de taille plus réduite. En effet même si les caractéristiques de participation des actifs au marché infra-journalier historique permettaient de développer le même type de produit que ceux échangés sur ENERA, la participation des gestionnaires de réseau de distribution ainsi que la possibilité de définir une localisation précise sur le réseau, font émerger une nouvelle demande pour des produits de cette taille. Nous souhaiterions donc analyser les produits en les comparant au marché historique de gestion des congestions pour le GRT (le marché de reprogrammation).



Graphique 29 : Fonctionnement du marché ENERA (Enera, 2021)

Quels produits échangés ? Des produits plus petits et plus courts que sur les marchés historiques.

Zones de marché	23
Procédure de transaction	continue
Produits échangeables	15 mn ou 1 heure
Ouverture des transactions	J-1 à 15:00
Fermeture des transactions	5 mn avant
Prix minimum pour entrer sur le marché	0.1€/MWh
Prix minimum	Sources de production renouvelables : - 9999.9€/MWh Sources de productions non renouvelables -50€/MWh
Prix maximum	Sources de production renouvelables : +9999.9€/MWh Sources de productions non renouvelables : +9999.9€/MWh
Volume minimum de transaction	0.1 MW

Tableau 23 : Récapitulatif des spécificités des contrats possible dans ENERA.

Le démonstrateur ENERA a ainsi connu plus de 4000 offres, entraînant 137 activations réparties sur 34 jours différents sur une période de 15 mois. Ce nombre d'activations correspond à une activation de 0,7% des créneaux quart-horaires disponibles sur la période, c'est-à-dire un niveau d'activation extrêmement faible. Les offres ont été uniquement activées sur 19 des 23 localisations possibles ; sur 4 zones il n'y a pas eu d'activation. Une activation correspond ainsi à la réduction d'une puissance injectée par rapport à une base définie par un actif, ou à une augmentation de consommation également par rapport à une base, sur un nœud de réseau déterminé.

Nous avons réalisé une première caractérisation des produits échangés sur le marché ENERA. Les flexibilités ont toutes été activées à la baisse et pour caractériser le produit « type » de flexibilité, nous présenterons également la puissance moyenne, le prix, la technologie concernée et le temps de réponse (voir tableau).

Localisation	Nombre d'activations		Volume activé		Prix par activation			Volume par activation			Durée par activation			Délais de mobilisation		
	Nombre total d'activations	Activations par mois	Volume total (MWh)	Volume par mois (MWh/mois)	Prix moyen (€/MWh)	Prix minimal (€/MWh)	Prix maximal (€/MWh)	Volume moyen (MWh)	Volume minimum (MWh)	Volume maximum (MWh)	Durée moyenne (HH:MM)	Durée minimale (HH:MM)	Durée maximale (HH:MM)	Délais moyen (HH:MM)	Délais minimal (HH:MM)	Délais maximal (HH:MM)
1	19	1,3	9,00	0,60	-58,2	-80	-35	0,47	0,05	1,40	0:31	0:15	1:00	2:36	0:54	4:26
2	7	0,5	3,58	0,24	-64,3	-100	-40	0,51	0,15	1,00	0:34	0:15	1:00	2:40	1:31	4:06
3	6	0,4	5,20	0,35	-50,0	-60	-40	0,87	0,28	2,00	0:30	0:15	1:00	2:45	1:31	4:05
4	1	0,1	0,03	0,00	-50,0	-50	-50	0,03	0,03	0,03	0:15	0:15	0:15	1:31	1:31	1:31
5	8	0,5	6,50	0,43	-61,0	-75	-59	0,81	0,50	3,00	0:20	0:15	1:00	4:51	2:00	6:00
6	3	0,2	0,38	0,03	-50,0	-60	-40	0,13	0,13	0,13	0:15	0:15	0:15	3:09	1:28	4:05
7	2	0,1	0,05	0,00	-50,0	-60	-40	0,03	0,03	0,03	0:15	0:15	0:15	4:00	3:56	4:04
8	6	0,4	2,00	0,13	-50,0	-60	-40	0,33	0,10	1,00	0:30	0:15	1:00	2:44	1:30	4:04
9	14	0,9	33,6	2,24	-112,9	-150	-50	2,40	0,50	5,00	1:00	1:00	1:00	3:58	1:51	14:45
10	1	0,1	0,05	0,00	-50,0	-50	-50	0,05	0,05	0,05	0:15	0:15	0:15	1:25	1:25	1:25
11	5	0,3	1,40	0,09	-50,0	-60	-40	0,28	0,05	0,70	0:33	0:15	1:00	3:02	2:15	4:03
12	21	1,4	3,25	0,22	-75,5	-150	-40	0,15	0,05	1,50	0:27	0:15	1:00	3:29	0:49	9:29
13	2	0,1	0,25	0,02	-50,0	-60	-40	0,13	0,13	0,13	0:15	0:15	0:15	3:59	3:55	4:03
14	12	0,8	9,43	0,63	-50,8	-115	-30	0,79	0,13	2,00	0:37	0:15	1:00	2:21	0:23	4:02
15	4	0,3	1,18	0,08	-79,8	-90	-75	0,29	0,13	0,50	0:37	0:15	1:00	3:23	2:01	4:02
16	10	0,7	25,7	1,71	-34,0	-50	0	2,57	1,00	5,00	1:00	1:00	1:00	2:35	1:33	6:45
17	4	0,3	0,40	0,03	-47,5	-60	-40	0,10	0,05	0,15	0:15	0:15	0:15	3:20	1:30	4:01
18	6	0,4	0,65	0,04	-50,0	-60	-40	0,11	0,05	0,20	0:30	0:15	1:00	2:41	1:30	4:01
19	6	0,4	0,60	0,04	-50,0	-60	-40	0,10	0,05	0,20	0:30	0:15	1:00	2:41	1:30	4:01
Total	137	9,1	103,23	6,88	-62,5	-150	0	0,75	0,03	5,00	0:34	0:15	1:00	3:38	0:23	14:45

Tableau 24 : Produits ENERA

Pour donner une vision plus précise des différences possibles entre les produits échangés sur les marchés locaux de flexibilité et les marchés historiques utilisés pour la gestion unique des congestions du gestionnaire de réseau de transport, nous avons réalisé la même analyse pour le marché de « redispatching » ou de « reprogrammation » allemand sur la même période. Le marché de « reprogrammation » allemand concerne ici, les actifs conventionnels historiques et ne comprend pas les actifs renouvelables.

Ceux-ci sont compris dans un mécanisme nommé « feed-in management ». Ce mécanisme permet (via l'article 14 de la loi EEG) la réduction de la puissance injectée sur le réseau des sources de production renouvelables par les gestionnaires de réseau proche du temps réel, avec une rémunération à 95% de leurs prix d'achat garantis. Néanmoins le mécanisme de « feed-in management » n'est pas un

mécanisme de marché à proprement parlé, puisque les actifs sont écartés sans comparaison préalable de leurs coûts ainsi que de leurs rapports coûts/bénéfices via un mécanisme de concurrence directe, mais uniquement en fonction des besoins directs du gestionnaire de réseau, proches du temps réel (Schermeyer et al., 2018).

En se focalisant sur les heures concernées par des activations pour ENERA sur sa période de développement, le marché de « reprogrammation » du gestionnaire de réseau de transport TENNET (zone sur laquelle se trouve ENERA), a connu 170 activations.

Moyenne puissance	Moyenne durée	Technologies
309,8	15:59:55	<i>Bourse (non déterminée) : 51%</i> <i>Nucléaire : 19%</i> <i>Charbon : 24%</i> <i>Hydraulique : 9%</i> <i>Fuel : 1%</i>

Tableau 25 : Résumé produits échangés sur le marché de « redispatching » pour les dates de ENERA

En comparaison nous notons d’abord que les produits échangés sur le marché ENERA sont donc spécifiques sous différents aspects en comparaison des marchés nationaux. On voit ainsi que, comme identifié dans les assertions mises en avant dans les chapitres précédents, le marché local de flexibilité peut permettre de faire émerger des produits à destination des GRDs et ayant ainsi des caractéristiques différentes. Au sein du marché ENERA on observera que ceux-ci sont de taille relativement réduite puisque, plus de la moitié des échanges concernent des volumes inférieurs à 2 MW alors qu’en comparaison la moyenne de puissance des offres sur le marché de « reprogrammation » est de près de 310 MW. Leurs durées sont également plus courtes puisqu’ils sont d’une heure maximum. Une majorité d’entre elles ne sont contractualisées que pour 15 minutes alors que la durée moyenne sur le marché de « reprogrammation » est de presque 16 heures. Néanmoins, nous notons qu’une partie des activations sur ce marché (31 au totale) ont été réalisées directement à la suite de précédentes activations, augmentant ainsi la mobilisation effective des actifs sur ces zones.

Enfin nous constatons qu’une grande partie de la flexibilité du marché ENERA émergera de l’écrêtement de production renouvelable. En effet, près de 85% des offres émergeront de l’écrêtement de productions renouvelables, alors que seulement 9% des offres sélectionnées sur le marché de « reprogrammation » proviendront directement de sources renouvelables. Cela fait sens avec notre

analyse du chapitre 3 puisque, comme notifié, le marché ENERA sera principalement conçu pour intégrer un ordre de mérite économique sur l'écrêtement de production renouvelable afin de solutionner les congestions. En effet, comme expliqué précédemment, la flexibilité issue des actifs renouvelables est historiquement traitée via le « feed-in management » et relève donc d'un fonctionnement « hors marché ».

6. Conclusion générale et perspectives

La décentralisation des ressources électriques nécessitera de nombreuses adaptations pour intégrer un nombre important de sources de production renouvelables, mais également permettre l'électrification des usages des consommateurs, deux piliers de la transition énergétique.

Parmi ces adaptations, on notera un besoin d'évolution du « market-design » historique. En effet, lors de la libéralisation du marché électrique, celui-ci fût bâti autour d'actifs centralisés, raccordés au réseau de transport et de fortes capacités, qui composaient à ce moment-là la majeure partie des sources de production. L'évolution du paysage électrique nécessitera donc une adaptation du « market-design » pour correspondre aux nouvelles réalités.

Celle-ci peut prendre plusieurs formes. Au sein de cette thèse nous avons exploré une solution marché pour répondre aux congestions croissantes sur le réseau de distribution : le marché de flexibilité locale.

Les travaux effectués lors de cette thèse ont permis d'organiser les champs de recherche autour d'une problématique récente, complexe et multidimensionnelle : comment gérer efficacement les congestions dans les réseaux de distribution dans le contexte de la décentralisation et la transition énergétique. Parmi les différentes questions et dimensions, nous nous sommes focalisés sur le design des marchés de flexibilité locale et en particulier sur la coordination des investissements de réseau et des investissements dans des actifs de flexibilité locale, d'abord sur un plan théorique puis sur un plan pratique.

Trois grandes questions de recherche autour du marché de flexibilité locale ont été abordées dans cette thèse :

Quel « market-design » est le plus approprié selon les spécificités rencontrées localement ?

Au sein du chapitre 3 de cette thèse nous avons développé une analyse fondée sur des études de cas portant sur quatre initiatives de marché de flexibilité locale dans quatre pays européens.

Cette analyse a permis de mettre en lumière le lien entre spécificités locales et choix de « market-design » particuliers, qui n'avait pas encore été approché par la littérature.

Nous avons tout d'abord construit une grille permettant d'analyser les caractéristiques locales, de mesurer et de jauger chaque situation rencontrée sur des localisations selon des critères précis. Cette analyse a permis d'apporter un éclairage sur la pluralité de situations engendrées par la décentralisation des ressources électriques et nous a permis de souligner la diversité des cas d'usages auxquels les marchés de flexibilité locale seront amenés à répondre.

Dans un second temps, nous avons également apporté une analyse novatrice sur les caractéristiques de « market-design » développées sur plusieurs marchés émergents en Europe, mettant en avant leurs différences et leurs objectifs. Cette analyse nous a notamment permis d'apporter des subtilités dans la diversité des possibilités regroupées sous l'étiquette de « marchés de flexibilité locale ».

Ces deux éléments nous ont permis de dégager des grands axes généralisables pour déterminer le design pertinent d'un marché local pour chaque situation. L'analyse croisée entre spécificités locales et designs du marché de flexibilité locale nous a permis de mettre en évidence les quatre designs de marchés principaux, qui éclairent différentes situations en Europe mais qui peuvent également faire écho à d'autres zones. Ces enseignements permettent notamment de conclure qu'il n'existe pas un seul design qui serait généralisable à toutes les problématiques, ce qui peut donc guider les politiques publiques dans un avenir où les régulateurs auront de plus en plus à composer avec la décentralisation des ressources et ses conséquences.

Lors de ce chapitre, nous avons donc souligné plusieurs situations dont la nécessité d'un marché long-terme pour inciter aux investissements, qui a été approfondie au sein du chapitre suivant.

En effet, au sein du chapitre 4 nous avons approfondi la problématique de l'investissement en sources de flexibilité pour les besoins spécifiques du gestionnaire dans les zones qui n'ont pas intrinsèquement les capacités de flexibilité nécessaires. Nous répondons ici à la question :

Quel « market-design » est le plus approprié pour les besoins d'investissement en sources de flexibilité en coordination avec le renforcement du réseau ?

Au sein de ce chapitre, nous étudions pour la première fois les problématiques spécifiques d'investissement dans des sources de flexibilité localisées pour le réseau de distribution dans un cadre dynamique. Grâce à cette analyse, nous mettons en évidence le fait qu'un design de marché local basé sur le court terme avec une rémunération uniquement en fonction de l'activation poserait d'importants problèmes pour l'investissement en sources de flexibilités localisées et pour la coordination avec les investissements du réseau. En utilisant une grille d'analyse inspirée de l'économie industrielle, nous mettons notamment en évidence la problématique d'asymétrie d'information entre les acteurs, qui fera notamment peser le risque de « hold-up » sur les investissements en sources de flexibilités.

Le point principal sera l'asymétrie d'information entre le GRD et l'investisseur via l'absence de visibilité et d'engagement sur la stratégie de développement du réseau par le gestionnaire de réseau.

En effet, l'absence de visibilité et de contrôle sur la stratégie de renforcement du gestionnaire de réseau, notamment dans un « market-design » basé sur une rémunération unique de l'énergie, rendra

possible une disparition totale ou partielle des revenus des investisseurs en sources de flexibilité en cas de décision de renforcement de réseau réalisé à posteriori de l'investissement en sources de flexibilité. Cette stratégie sera déterminante pour l'investisseur en flexibilité locale étant donné que le service qu'il fournira pour solutionner des congestions viendra directement en alternative à d'autres solutions telles que le renforcement réseau directement décidé par le gestionnaire de réseau. Or, la planification reste à la main unique du gestionnaire de réseau et l'investisseur a peu de visibilité et de contrôle sur celle-ci. Avec une rémunération de l'activation proche du temps réel, l'investisseur s'expose à un éventuel renforcement du réseau et par conséquent à la disparition des congestions et de possibilités de valorisation.

Deuxièmement, les investisseurs auront à craindre un possible opportunisme de la part des gestionnaires de réseau, compte tenu de la possible spécificité des actifs. En effet, dans les zones où il existe un besoin structurel d'investissement dans de nouvelles sources de flexibilité localisées, les actifs feront un choix spécifique de développement pour obtenir une rémunération en solutionnant des congestions sur le réseau de distribution. Or, dans un monde dans lequel les acteurs peuvent avoir une rationalité et une information limitées, sans engagement comme cela se produit dans le cadre d'un marché de la flexibilité fondé sur la rémunération de l'énergie proche du temps réel, les investisseurs pourront craindre un comportement opportuniste de la part du gestionnaire de réseau (acheteur unique) sur leur actif spécifique.

Grâce à ce cheminement nous proposons des éléments de « market-design » plus adaptés aux besoins d'investissement spécifiques en flexibilité. Nous proposons notamment le développement de rémunération de capacité sur le long-terme afin de pallier les deux problématiques mises en exergue. Nous discutons de la possibilité d'ajouter un élément à ce design de marché pour résoudre les problèmes identifiés : une enchère ou appel d'offre local de capacité à moyen-long terme. Les appels d'offres de capacité à long terme réduiront le risque du marché, en révélant des informations sur la stratégie de l'agent (le gestionnaire de réseau de distribution) telle que la valeur de la capacité flexible pour le gestionnaire de réseau, mais aussi sur sa stratégie de renforcement dans le temps et leur structure de coûts. Elle fournira également un engagement solide pour limiter le risque de disparition des revenus lié à l'activation des flexibilités à la suite d'une évolution possible de la stratégie d'investissement du gestionnaire de réseau, et donc sur la rentabilité de l'actif. La mise en place des appels d'offres de capacité à long terme devrait être réalisée par le gestionnaire de réseau, en combinaison avec le marché d'activation de l'énergie pour assurer la concurrence autant que possible. Néanmoins un équilibre reste à conserver entre une durée de contractualisation suffisante pour donner une visibilité à l'investisseur en sources de flexibilité tout en n'enfermant pas le gestionnaire

de réseau dans une stratégie fixe, ce qui l'empêcherait de s'adapter aux nombreuses évolutions exogènes.

Enfin au sein du chapitre 5 nous approfondissons l'analyse des « market-design » fondés sur le long terme via une analyse comparative spécifique. Nous répondons ici à la question :

Quelle est l'efficacité réelle du développement des marchés locaux, notamment via les incitations qu'ils produisent pour les investissements mais également les économies qu'ils peuvent générer sur les coûts totaux du système ?

Au sein de ce chapitre, nous proposons une première analyse de l'efficacité de ces marchés en abordant le fonctionnement réel des marchés locaux de flexibilité basés sur un design long-terme avec rémunération de capacités grâce à une analyse empirique. Nous avons tout d'abord mis en exergue l'évolution du design au fil du temps via une accessibilité facilitée pour les ressources distribuées ainsi qu'une meilleure visibilité de leurs revenus futurs. Ces évolutions ont participé à une maturité accrue via une augmentation du nombre de participants mais aussi des volumes capacitaires et financiers plus importants.

L'analyse empirique nous permet également de tirer des premiers enseignements (en lien avec le chapitre précédent notamment) sur deux dimensions de l'efficacité des marchés de flexibilité locale : la capacité de fournir des incitations pour l'investisseur (en lien avec les deux points importants notifiés dans le chapitre précédent) et le possible gain pour la société via l'économie réalisée pour le développement du réseau.

Nous démontrons empiriquement comment les marchés locaux de flexibilité avec un « market-design » fondé sur des appels d'offres de capacités, répondent aux problématiques soulevées lors du chapitre précédent et donnent des incitations robustes à l'investissement. Nous démontrons ainsi comment ce marché peut répondre à la crainte de « hold-up » mentionnée précédemment via une rémunération majoritairement capacitaire fixée sur plusieurs années. Nous proposons également une analyse novatrice dans la littérature qui permet ici de quantifier les gains que peut obtenir un actif de flexibilité (en prenant par exemple ici les caractéristiques d'une batterie lithium-ion), mais également de jauger la rentabilité possible d'un actif au regard des annuités ou des coûts totaux d'investissement. Nous notons également que ce marché propose une durée de contractualisation à moyen-long terme autour de 5 ans pour la plupart des actifs, qui permettra de faire face aux annuités d'investissement sur une bonne partie de la durée de vie d'un actif de flexibilité comme une batterie, sans contraindre l'évolution de la stratégie du GRD sur un trop long terme. Enfin nous montrons la possibilité de coordonner ce mécanisme avec d'autres marchés parallèles afin de permettre un empilement des revenus. Grâce à ce travail, un encrage réaliste sur les perspectives des actifs via le développement de

marchés de flexibilité locale avec un « market-design » particulier a pu être développé pour la première fois.

Nous proposons également un premier aperçu des gains inhérents pour la société, via l'économie de renforcement réseau, première motivation du développement de ce type de marchés.

Pour analyser les gains éventuels pour la société via l'économie réalisée pour le développement du réseau, nous avons également analysé le coût réel de contractualisation des actifs de flexibilité, en comparaison notamment avec le développement de solutions conventionnelles (i.e., le renforcement de réseau). Dans un premier temps, nous notons notamment que le coût moyen de contractualisation de la capacité disponible est inférieur, dans la grande majorité des zones, au coût maximum défini comme le coût d'une solution alternative. Nous notons également que de nombreuses zones démontrent des gains par rapport au budget prévisionnel développé par l'opérateur de réseau.

Néanmoins, certaines zones n'ont pas permis de contractualiser le niveau attendu de flexibilité ou pour des prix supérieurs à ceux espérés. Ces deux points montrent que l'opérateur de réseau n'a encore qu'une vision partielle du gisement disponible sur son périmètre.

Perspectives et travaux futurs

Les travaux initiés dans cette thèse ouvrent des nombreuses perspectives. Ils pourront être approfondis à l'avenir sur différents aspects grâce à la maturité accrue des connaissances sur les marchés de flexibilité locale et à la disponibilité grandissante de données empiriques.

Tout d'abord, la problématique étant comme évoqué, très actuelle, de nombreux marchés locaux se développent au fil du temps et pourront venir compléter l'analyse liée aux différences locales et aux possibilités de « market-design ». D'autres zones pourront donc être analysées et aideront encore un peu plus à la généralisation de nos résultats. De plus, de nombreuses données spécifiques au traitement des congestions sur les réseaux de distribution commencent à être disponibles, via l'évolution des régulations et permettront de comparer plus amplement l'ensemble des modes de gestion possibles.

Maintenant que nous avons évalué grâce à une structure théorique les principales problématiques inhérentes aux investissements en flexibilités locales, des analyses structurées à l'aide de modèles analytiques peuvent être renforcées et réalisées, notamment en lien avec des données issues de démonstrateurs ou de marchés en activité. L'utilisation de modèles de réseaux de distribution réels pourrait également être un apport pour évaluer l'utilisation d'une source de flexibilité au fil des années

ainsi que la complexité et les subtilités de la planification des réseaux en présence de sources de flexibilité.

Enfin, l'étude de nouvelles données qui vont émerger de plus en plus au fil du temps, permettra également de renforcer notre analyse sur l'efficacité de ces marchés, notamment du point de vue de l'économie réelle pour le réseau, mais également du gain final des actifs grâce aux retours des activations en temps réel. Si des premières réponses ont été apportées concernant la durée nécessaire des contrats, un retour empirique sur les besoins d'évolutions au fil du temps de la part du GRD pourra également constituer un apport.

7. Bibliographie

- Abdelmottaleb, I., 2018. Designing Electricity Distribution Network Charges for an Efficient Integration of Distributed Energy Resources and Customer Response. Universidad Pontificia Comillas.
- Acha, S., Green, T.C., Shah, N., 2010. Effects of optimised plug-in hybrid vehicle charging strategies on electric distribution network losses. 2010 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Smart Solut. a Chang. World.
- ADEME, E-CUBE Strategy Consultants, CEREN, 2017. L'effacement de consommation électrique en France: rapport final. Paris.
- Ahlqvist, V., Holmberg, P., Tangerås, T., 2018. Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets (No. 1902), EPRG - Cambridge Working Paper in Economics.
- Ampatzis, M., Nguyen, P.H., Kling, W., 2015. Local electricity market design for the coordination of distributed energy resources at district level. IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. 2015-Janua, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2014.7028888>
- Anaya, K.L., Pollitt, M.G., 2020. Milestone 2 : A review of International Experience in the use of smart electricity platforms for the procurement of flexibility services (Part 2- Main Findings).
- Arrow, K.J., 1969. The Organization of economic activities : Issues pertinent to the Choice of Market versus Nonmarket Allocation", in: U.S Joint (Ed.), The Analysis and Evaluation of Public Expenditure : The PPB System. pp. 47–64.
- Atkinson, J., 2020. Cornwell Local Energy Market: LEM Flexibility Market Platform Design and Trials Report Author.
- AURORA, 2021. Local Flexibility Markets Analysis.
- Bayer, B., Matschoss, P., Thomas, H., Marian, A., 2018. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. *Renew. Energy* 119, 129–141. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.045>
- BNetzA, 2019. Rapport de l' Agence fédérale des réseaux (Bundesnetzagentur) sur la production minimale en 2019. Berlin.
- BNetzA, 2016. Monitoringbericht 2016.
- Boisseleau, F., 2004. The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation. Université Paris IX Dauphine.

- Bouloumpasis, I., Mirzaei Alavijeh, N., Steen, D., Le, A.T., 2021. Local flexibility market framework for grid support services to distribution networks. *Electr. Eng.* <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01248-y>
- Brunekreeft, G., Buchmann, M., Meyer, R., 2016. New developments in electricity markets following large-scale integration of renewable energy, in: Finger, M., Jaag, C. (Eds.), *The Routledge Companion to Network Industries*. Routledge Companions, pp. 37–51. <https://doi.org/10.4324/9781315768984>
- Brunekreeft, G., Kuznir, J., Meyer, R., Sawabe, M., Hattori, T., 2020. Incentive regulation of electricity networks under large penetration of distributed energy resources - selected issues (No. 33), *Bremen Energy Working Papers*. Bremen.
- Brunekreeft, G., Rammerstorfer, M., 2020. OPEX - risk as source of CAPEX-bias in monopoly regulation, *Bremen Energy Working Papers*.
- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., Fichtner, W., 2019. A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Econ.* 80, 1059–1078. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>
- Buchmann, M., 2020. How decentralization drives a change of the institutional framework on the distribution grid level in the electricity sector – The case of local congestion markets. *Energy Policy* 145, 111725. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111725>
- Buchmann, M., 2019. How decentralization drives a change of the institutional framework on the distribution grid level in the electricity sector - the case of local congestion markets, *Bremen Energy Working Papers*.
- Burger, C., Frogatt, A., Mitchell, C., Weinmann, J., 2018. *Decentralised Energy a Global Game Changer* a Global Game Changer.
- Carbon Trust and Imperial College, 2021. *Flexibility in Great Britain*, Imperial College London Consultant and The Carbon Trust.
- Carbon Trust and Imperial College, 2016. *An analysis of electricity system flexibility for Great Britain*. London.
- Casey, K., 2011. *Keith Casey Memorandum to ISO Board of Governors: Briefing on Renewable Integration*.
- CEER, 2020. *Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility*.

CEER, 2018. Flexibility Use at Distribution Level.

Chao, H. po, Huntington, H.G., 1998. Designing Competitive Electricity Markets. Kluwer Academic Publisher.

Chao, H. po, Wilson, R., 2020. Coordination of electricity transmission and generation investments. *Energy Econ.* 86, 104623. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104623>

Chao, H.P., Peck, S.C., Oren, S.S., Wilson, R.B., 2000. Flow-based transmission rights and congestion management. *Electr. J.* 13, 38–58. [https://doi.org/10.1016/S1040-6190\(00\)00146-9](https://doi.org/10.1016/S1040-6190(00)00146-9)

Cole, W., Frazier, A.W., Augustine, C., 2021. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update. *Natl. Renew. Energy Lab.* 21.

Commission de Régulation de l’Energie, 2020. Délibération de la Commission de régulation de l’ énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019.

Commission Européenne, 1996. Directive 96/92/CE du Parlement Européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité.

Conejo, A.J., Baringo, L., Jalal Kazempour, S., Siddiqui, A.S., 2016. Investment in electricity generation and transmission: Decision making under uncertainty, *Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making Under Uncertainty.* <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29501-5>

Conejo, A.J., Sioshansi, R., 2018. Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 98, 520–530. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.014>

Cornière, B., Martin, L., Vitet, S., Hadjsaid, N., Phadke, A.G., 2000. Assessment of the congestion cost and the risk of curtailment: Associated with available transfer capability (ATC). 2000 IEEE Power Eng. Soc. Conf. Proc. 3, 1630. <https://doi.org/10.1109/PESW.2000.847588>

Cornwall Energy, 2016. A Review of the Embedded Benefits accruing to Distribution Connected Generation in GB.

Cossent, R., Gómez, T., Frías, P., 2009. Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy* 37, 1145–1155. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.011>

Cramton, P., 2019. Local Flexibility Market.

- Cramton, P., 2017a. Electricity market design. *Oxford Rev. Econ. Policy* 33, 589–612.
<https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041>
- Cramton, P., 2017b. Electricity market design. *Oxford Rev. Econ. Policy* 33, 589–612.
<https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041>
- Curry, C., 2017. Lithium-ion Battery Costs and Market, Bloomberg Technology.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2017.07.044>
- de Joode, J., Jansen, J.C., van der Welle, A.J., Scheepers, M.J.J., 2009. Increasing penetration of renewable and distributed electricity generation and the need for different network regulation. *Energy Policy* 37, 2907–2915. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.014>
- de Maere d’Aertrycke, G., Ehrenmann, A., Smeers, Y., 2017. Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts. *Energy Policy* 105, 571–583.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.029>
- De Vries, L.J., 2007. Generation adequacy: Helping the market do its job. *Util. Policy* 15, 20–35.
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2006.08.001>
- Declercq, C., Vincent, A., 2000. L’ouverture du marché de l’électricité. *Courr. Hebd. du Cris.* n° 1684, 1.
<https://doi.org/10.3917/cris.1684.0001>
- Defeuilley, C., 2011. Choix des consommateurs et libéralisation des marchés de l’électricité). *Flux* 31–41. <https://doi.org/10.3917/flux.084.0031>
- Deng, S.J., Oren, S.S., 2006. Electricity derivatives and risk management. *Energy* 31, 940–953.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.015>
- Department for Business Energy & Industrial Strategy, 2019. Capacity Market: Five-year Review (2014 to 2019).
- Do Sam, Ahmadi, A., McDonald, L., Morkas, E., Georgiopoulos, S., 2019. UK Power Network ‘S Flexibility Market Offers New Revenue Stream For Customers & Enhances Active Operation of the Distribution. 25 th Int. Conf. Electr. Distrib.
- Dronne, T., Roques, F., Saguan, M., 2021. Local Flexibility Markets for Distribution Network Congestion-Management in Center-Western Europe: Which Design for Which Needs? *Energies* 14.
<https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en14144113>
- Dronne, T., Roques, F., Saguan, M., 2020. Local Flexibility Markets for Distribution Network Congestion-Management: Which Design for Which Needs? (No. 47).

- Dudjak, V., Neves, D., Alskaf, T., Khadem, S., Pena-Bello, A., Saggese, P., Bowler, B., Andoni, M., Bertolini, M., Zhou, Y., Lormeteau, B., Mustafa, M.A., Wang, Y., Francis, C., Zobiri, F., Parra, D., Papaemmanouil, A., 2021. Impact of local energy markets integration in power systems layer: A comprehensive review. *Appl. Energy* 301, 117434. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117434>
- Dutrieux, H., 2015. Méthode pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Ecole Centrale de Lille.
- Dutrieux, H., Delille, G., Francois, B., 2015. Assessing the impacts of distribution grid planning rules on the integration of renewable energy sources. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232727>
- ECUBE, 2017. Etude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité. Paris.
- Eicke, A., Khanna, T., Hirth, L., 2020. Locational Investment Signals: How to Steer the Siting of New Generation Capacity in Power Systems? *Energy J.* 41, 281–304. <https://doi.org/10.5547/01956574.41.6.aeic>
- Eid, C., Grosveld, J., Hakvoort, R., 2019. Assessing the costs of electric flexibility from distributed energy resources: A case from the Netherlands. *Sustain. Energy Technol. Assessments* 31, 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.009>
- Emons, W., 1988. Warranties, moral hazard, and the lemons problem. *J. Econ. Theory* 46, 16–33. [https://doi.org/10.1016/0022-0531\(88\)90147-0](https://doi.org/10.1016/0022-0531(88)90147-0)
- Enedis, 2019. Synthèse Appel à Contributions – Les flexibilités locales sur le RPD. Paris.
- Enedis, ADEeF, 2017. Valorisation économique des Smart Grids: Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution.
- Enera, 2021. Enera Project Magazine.
- Enera, 2020. Improving redispatch thanks to flexibility platform experience.
- Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), 2016. The demand for flexibility of the power system in the Netherlands , 2015-2050. Amsterdam.
- ENTSO-E, CEDEC, E.DSO, Eurelectric, GEODE, 2021. Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility. Bruxelles.

- ENTSOE, E.DSO, CEDEC, Eurelectric, GEODE, 2019. TSO-DSO Report: An Integrated Approach to Active System Management. Bruxelles. <https://doi.org/10.4219/gct-2005-161>
- EPRI, 2013. Cost-effectiveness of energy storage in california, Application of the EPRI energy storage valuation tool to inform the California public utility commission proceeding R-10-12-007. <https://doi.org/3002001162>
- Esmat, A., Usaola, J., Moreno, M.Á., 2018a. Distribution-level flexibility market for congestion management. *Energies* 11. <https://doi.org/10.3390/en11051056>
- Esmat, A., Usaola, J., Moreno, M.Á., 2018b. A Decentralized Local Flexibility Market Considering the Uncertainty of Demand. *Energies* 11, 2078. <https://doi.org/10.3390/en11082078>
- Eurelectric, 2021. A flexible power system in Europe.
- Eurelectric, 2020. Recommendations on the Use of flexibility in distribution networks. <https://doi.org/10.1002/hep.29293>
- European Commission, 2019. Clean Energy Package : Ensure wholesale-retail integration Electricity directive Article 32.
- European Parliament, 2021. “Fit for 55” package: Revision of the Effort-Sharing Regulation.
- Finon, D., 2017. Mythe du Paradigme Electrique Decentralise. *La Rev. l’Energie* 635, 20–34.
- Finon, D., 2008. Investment risk allocation in decentralised electricity markets. The need of long-term contracts and vertical integration. *OPEC Energy Rev.* 32, 150–183. <https://doi.org/10.1111/j.1753-0237.2008.00148.x>
- Finon, D., Pignon, V., 2008. Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Util. Policy* 16, 143–158. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2008.01.002>
- France Strategie, 2017. Énergie centralisée ou décentralisée ?
- Funcke, S., Bauknecht, D., 2016. Typology of centralised and decentralised visions for electricity infrastructure. *Util. Policy* 40, 67–74. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.005>
- Funcke, S., Ruppert-winkel, C., 2020. Storylines of (de) centralisation : Exploring infrastructure dimensions in the German electricity system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 121, 109652. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109652>
- Gerard, H., Rivero, E., Six, D., 2016. Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services

provision.

Gerard, H., Rivero Puente, E.I., Six, D., 2018. Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework. *Util. Policy* 50, 40–48. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.09.011>

Ghazvini, M.A.F., Lipari, G., Pau, M., Ponci, F., Soares, J., Castro, R., Monti, A., Vale, Z., 2019. Congestion management in active distribution networks through demand response implementation. *Sustain. Energy, Grids Networks* 17, 100185. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.100185>

Glachant, J.M., 2000. Les réformes de l'industrie électrique en Europe.

Gonzalez Venegas, F., Petit, M., Perez, Y., 2021. Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 145, 111060. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111060>

Gonzalez Venegas, F., Petit, M., Perez, Y., 2020. Participation of electric vehicle fleets in local flexibility tenders: Analyzing barriers to entry and workable solutions (No. 2021/12).

GOPACS, 2019. Press release: Dutch grid operators launch GOPACS: a smart solution to reduce congestion in the electricity grid.

GRID4EU, 2016. Technical Committee :Innovation for Energy Networks.

Grossman, S.J., Hart, O.D., 1983. AN ANALYSIS OF THE PRINCIPAL-AGENT PROBLEM. *Econometrica* 51.

Gürtler, M., Paulsen, T., 2018. The effect of wind and solar power forecasts on day-ahead and intraday electricity prices in Germany. *Energy Econ.* 75, 150–162. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.07.006>

Hable, M., Knoll, R., Darda, T., Schmidt, M., Schegner, P., Lassig, J., 2019. Providing Flexibility in the Distribution Network – Challenges and Solutions. 25 th Int. Conf. Electr. Distrib.

Hansen, J.-P., Percebois, J., 2010a. Microéconomie et marchés de l'énergie, in: *Energie : Economie et Politiques. de boeck*, pp. 56–118.

Hansen, J.-P., Percebois, J., 2010b. *Energie: Economie et politiques.*

Hansen, J.-P., Percebois, J., 2010c. Microéconomie et marchés de l'énergie : Marché et concurrence: pratiques et limites, in: *Energie : Economie et Politiques.* pp. 62–65.

Haque, A.N.M.M., Nguyen, P.H., Bliiek, F.W., Sloomweg, J.G., 2017. Demand response for real-time congestion management incorporating dynamic thermal overloading cost. *Sustain. Energy, Grids*

- Networks 10, 65–74. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2017.03.002>
- Haque, A.N.M.M., Nguyen, P.H., Kling, W.L., Blik, F.W., 2014. Congestion management in smart distribution network. Proc. Univ. Power Eng. Conf. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2014.6934751>
- Heinrich, C., Ziras, C., Syrri, A.L.A., Bindner, H.W., 2020. EcoGrid 2.0: A large-scale field trial of a local flexibility market. Appl. Energy 261, 114399. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114399>
- Henriot, A., Glachant, J., 2014. Design des marchés de l'électricité pour l'intégration des renouvelables. Rev. d'Economie Ind. 148, 31.
- Hirth, L., Glismann, S., 2018. Congestion Management: From Physics to Regulatory Instruments, ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg. Hamburg.
- Höfer, T., Madlener, R., 2018. Locational (In-)Efficiency of Renewable Power Generation Feeding in the Electricity Grid: A Spatial Regression Analysis Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN).
- Hogan, W.W., 1998. Nodes and zones in electricity markets: seeking simplified congestion pricing, in: Designing Competitive Electricity Markets. pp. 33–62.
- Hogan, W.W., 1995. Coordination for competition in an electricity market (No. 02138), Response to an Inquiry Concerning Alternative Power Pooling Institutions Under the Federal Power Act. Cambridge, Massachusetts.
- Holmberg, P., Lazarczyk, E., 2012. Congestion Management in Electricity Networks: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing, Cambridge Working Paper in Economics. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2055655>
- IEA, 2020. Energy Storage [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/reports/energy-storage>
- IEA, 2019. World Energy Investment 2019.
- InterFlex, 2017. Deliverable D9.1.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development., Special Report, Intergovernmental Panel on Climate Change.
- International Energy Agency (IEA), 2021. Net Zero by 2050 : A Roadmap for the Global Energy Sector. Paris.
- International Energy Agency (IEA), 2020. Global EV Outlook 2020, Global EV Outlook 2020.

<https://doi.org/10.1787/d394399e-en>

International Energy Agency (IEA), 2016. Re-powering Markets : Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems.

International Renewable Energy Agency, 2020a. Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency.

International Renewable Energy Agency, 2020b. Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability.

Jin, X., Wu, Q., Jia, H., 2020. Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods. *Appl. Energy* 261, 114387. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387>

Joos, M., Staffell, I., 2018. Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 86, 45–65. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.009>

Joskow, P., 2008. Lessons learned from electricity market liberalization. *Energy J.* 29, 9–42. <https://doi.org/10.5547/issn0195-6574-ej-vol29-nosi2-3>

Joskow, P., 2006a. Incentive regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks.

Joskow, P., 2006b. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity.

Joskow, P., Tirole, J., 2005. Merchant transmission investment. *J. Ind. Econ.* 53, 233–264. <https://doi.org/10.1111/j.0022-1821.2005.00253.x>

JRC, 2019. Distribution System Operators Observatory 2018. <https://doi.org/10.2760/2690>

Keppler, J.H., 2017. Rationales for capacity remuneration mechanisms: Security of supply externalities and asymmetric investment incentives. *Energy Policy* 105, 562–570. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.008>

Keppler, J.H., Quemin, S., Sagan, M., 2021. Why the Sustainable Provision of Low- Carbon Electricity Needs Hybrid Markets : The Conceptual Basics (No. 50). Paris.

Klein, B., Crawford, R.G., Alchian, A.A., 1978. Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process Author (s): Benjamin Klein , Robert G . Crawford and Armen A . Alchian Published by : The University of Chicago Press for The Booth School of Business , University of Chic. *J. Law Econ.* 21, 297–326.

- Kydland, F.E., Prescott, E.C., 1977. Rules Rather than Discretion : The Inconsistency of Optimal Plans. *J. Polit. Econ.* 85, 473–492.
- Laffont, J.-J., Tirole, J., 1991. Privatization and Incentives. *J. Law, Econ. Organ.* 7, 84–105.
- Laffont, J.-J., Tirole, J., 1988. The Dynamics of Incentive Contracts. *Econometrica* 56, 1153–1175.
<https://doi.org/10.1016/j.jaci.2012.05.050>
- Le Cadre, H., 2019. On the efficiency of local electricity markets under decentralized and centralized designs: a multi-leader Stackelberg game analysis, *Central European Journal of Operations Research*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/s10100-018-0521-3>
- Lévêque, F., 2003. Transport Pricing of Electricity Networks.
- Li, B., Shen, J., Wang, X., Jiang, C., 2016. From controllable loads to generalized demand-side resources: A review on developments of demand-side resources. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 53, 936–944.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.064>
- LO3 Energy, 2019. Transactive Energy: A New Approach for Future Power Systems.
- Lopes, J.A.P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N., 2007. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electr. Power Syst. Res.* 77, 1189–1203. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>
- Lund, P.D., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J., 2015. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 45, 785–807.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
- Madina, C., Riano, S., Gomez, I., Al., E., 2019. Cost-Benefit Analysis of TSO-DSO Coordination to Operate Flex markets. 25 th Int. Conf. Electr. Distrib.
- Mayer, K., Trück, S., 2018. Electricity markets around the world. *J. Commod. Mark.* 9, 77–100.
<https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.02.001>
- Meeus, L., Govaerts, N., Schittekatte, T., 2020. Cost-reflective network tariffs: experiences with forward looking cost models to design electricity distribution charges (No. RSCAS PP 2020/04), RSCAS Policy Papers.
- Minniti, S., Haque, N., Nguyen, P., Pemen, G., 2018. Local Markets for Flexibility Trading: Key Stages and Enablers. *Energies* 11, 3074. <https://doi.org/10.3390/en11113074>
- MIT, 2016. Utility of the Future : An MIT Energy Initiative response to an industry in

transition. <http://energy.mit.edu/uof>

- Moreno, R., Barroso, L.A., Rudnick, H., Mocarquer, S., Bezerra, B., 2010. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy* 38, 5758–5769. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.026>
- Mosca, M., 2008. On the origins of the concept of natural monopoly: Economies of scale and competition, *European Journal of the History of Economic Thought*. <https://doi.org/10.1080/09672560802037623>
- Neon, Consentec, 2019. Cost- or market-based ? Future redispatch procurement in Germany.
- Neuhoff, K., De Vries, L., 2004. Insufficient incentives for investment in electricity generations. *Util. Policy* 12, 253–267. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.06.002>
- Newbery, D., 2016. Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy* 94, 401–410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>
- Newbery, D., 2003. Network capacity auctions: Promise and problems. *Util. Policy* 11, 27–32. [https://doi.org/10.1016/S0957-1787\(02\)00038-3](https://doi.org/10.1016/S0957-1787(02)00038-3)
- Newbery, D., Pollitt, M.G., Reiner, D., Taylor, S., 2019. Financing low-carbon generation in the UK : The hybrid RAB model (No. 1969), Cambridge Working Paper in Economics.
- Newbery, D., Pollitt, M.G., Ritz, R.A., Strielkowski, W., 2018. Market design for a high-renewables European electricity system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 91, 695–707. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>
- OFATE, 2020. L' énergie solaire photovoltaïque en Allemagne État des lieux : avril 2020.
- Oliveira, F., 2008. The value of information in electricity investment games. *Energy Policy* 36, 2364–2375. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.005>
- Oren, S.S., 2003. Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets, *Electricity Deregulation*. <https://doi.org/10.7208/chicago/9780226308586.003.0011>
- Origami, Scottish & Southern Electricity Networks, 2019. Analysis of relevant international experience of DSO flexibility markets.
- Pape, C., Hagemann, S., Weber, C., 2016. Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. *Energy Econ.* 54, 376–387.

<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.013>

Paterakis, N.G., Erdinç, O., Catalão, J.P.S., 2017. An overview of Demand Response: Key-elements and international experience. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 69, 871–891. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.167>

Peluchon, B., 2019. Market design and the cost of capital for generation capacity investment, Working Paper #41.

Pérez-Arriaga, I.J., Olmos, L., 2005. A plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the European Union. *Util. Policy* 13, 117–134. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.12.003>

Piao, L., de Vries, L., de Weerd, M., Yorke-Smith, N., 2021. Electricity markets for DC distribution systems: Locational pricing trumps wholesale pricing. *Energy* 214, 118876. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118876>

Piclo, 2020. Modelling the GB flexibility market: Part 2: The Value of Centralised and Distributed Storage.

Piclo, 2019a. Energy On Trial.

Piclo, 2019b. Flexibility & Visibility.

Radecke, J., Hefele, J., Hirth, L., 2019. Markets for Local Flexibility in Distribution Networks. Hamburg.

Ramos, A., De Jonghe, C., Gómez, V., Belmans, R., 2016a. Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. *Util. Policy* 40, 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.006>

Ramos, A., De Jonghe, C., Gómez, V., Belmans, R., 2016b. Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. *Util. Policy* 40, 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.03.006>

Reihani, E., Motalleb, M., Thornton, M., Ghorbani, R., 2016. A novel approach using flexible scheduling and aggregation to optimize demand response in the developing interactive grid market architecture. *Appl. Energy* 183, 445–455. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.170>

Richardson, P., Flynn, D., 2011. Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems. *Power Syst. IEEE* 27, 268–279.

Richardson, P., Flynn, D., Keane, A., 2012. Local versus centralized charging strategies for electric vehicles in low voltage distribution systems, in: *IEEE Transactions on Smart Grid*. pp. 1020–1028. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2185523>

- Richardson, P., Flynn, D., Keane, A., 2010. Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems, in: IEEE PES General Meeting, PES 2010. IEEE, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589940>
- Rios-Festner, D., Blanco, G., Olsina, F., 2020. Long-term assessment of power capacity incentives by modeling generation investment dynamics under irreversibility and uncertainty. *Energy Policy* 137, 111185. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111185>
- Rious, V., 2007. Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production. Supélec; Université Paris-Sud 11.
- Rogerson, W.P., 1992. Contractual Solutions to the Hold-Up Problem. *Rev. Econ. Stud.* 59, 777–794. <https://doi.org/10.2307/2297997>
- Roos, A., 2017. Designing a joint market for procurement of transmission and distribution system services from demand flexibility. *Renew. Energy Focus* 21, 16–24. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2017.06.004>
- Roques, F., 2020. The European Target Model for Electricity Markets – Achievements to Date and key Enablers for the Emergence of a New Model The European Target Model for Electricity Markets.
- Roques, F., Finon, D., 2017. Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? *Energy Policy* 105, 584–596. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.035>
- Roth, A.E., 2002. The economist as engineer: Game theory, experimentation, and computation as tools for design economics. *Econometrica* 70, 1341–1378. <https://doi.org/10.1111/1468-0262.00335>
- RTE, 2019. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique.
- RTE, 2017. Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble.
- RTE, 2010. Plaquette Mécanisme d'Ajustement.
- Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., Pérez-Arriaga, I., 2014. From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. *Util. Policy* 31, 229–237. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>
- Ruz, F.C., Pollitt, M.G., 2016. Overcoming barriers to electrical energy storage: Comparing California and Europe, Cambridge Working Paper in Economics. <https://doi.org/10.1177/178359171601700202>

- Saguan, M., 2007. L'Analyse économique des architectures de marché électrique. L'application au market design du temps réel. Université Paris Sud - Paris XI.
- Saguan, M., Perez, Y., Glachant, J., 2009. L'architecture de marchés électriques : l'indispensable marché du temps réel de l'électricité. *Rev. d'Economie Ind.* 127, 69–88. <https://doi.org/10.4000/rei.4053>
- Sappington, D.E.M., 1991. Incentives in Principal-Agent Relationships. *J. Econ. Perspect.* 5, 45–66.
- Schermeyer, H., Studer, M., Ruppert, M., Fichtner, W., 2017. Understanding distribution grid congestion caused by electricity generation from renewables, in: *IFIP Advances in Information and Communication Technology*. pp. 78–89. https://doi.org/10.1007/978-3-319-66553-5_6
- Schermeyer, H., Vergara, C., Fichtner, W., 2018. Renewable energy curtailment: A case study on today's and tomorrow's congestion management. *Energy Policy* 112, 427–436. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.037>
- Schill, W.P., Zerrahn, A., Kunz, F., 2017. Prosumage of solar electricity: Pros, cons, and the system perspective. *Econ. Energy Environ. Policy* 6, 7–31. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.6.1.wsch>
- Schittekatte, T., Meeus, L., 2020. Flexibility markets: Q&A with project pioneers. *Util. Policy* 63, 101017. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017>
- Schmitt, C., Gaumnitz, F., Blank, A., Rebenaque, O., Dronne, T., Martin, A., Vassilopoulos, P., Moser, A., Roques, F., 2021. Framework for deterministic assessment of risk-averse participation in local flexibility markets. *Energies* 14, 1–34. <https://doi.org/10.3390/en14113012>
- SmartNet, 2017. SmartNet project: TSO-DSO interaction architectures to enable DER participation in ancillary services markets.
- Spiliotis, K., Ramos, A.I., Belmans, R., 2016. Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. *Appl. Energy* 182, 613–624. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.145>
- Staropoli, C., 2011. Choix Publics en Environnements Concurrentiels et Réglementés.
- Stoft, S., 2006. Markets and sustainability. *Sci. Total Environ.* [https://doi.org/10.1016/S0048-9697\(99\)00314-9](https://doi.org/10.1016/S0048-9697(99)00314-9)
- Stoft, S., 2002a. Power System Economics: Designing Markets for Electricity, *IEEE Power and Energy Magazine*. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2003.1180363>
- Stoft, S., 2002b. Power Market Fundamentals, in: *Power System Economics: Designing Markets for*

- Electricity. <https://doi.org/10.1109/9780470545584.part1>
- Tashpulatov, S.N., 2013. Estimating the volatility of electricity prices: The case of the England and Wales wholesale electricity market. *Energy Policy* 60, 81–90. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.045>
- Tavares, B., Soares, F.J., 2020. An innovative approach for distribution network reinforcement planning: Using DER flexibility to minimize investment under uncertainty. *Electr. Power Syst. Res.* 183, 106272. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106272>
- Tennet, 2019. Press Release enera project : EWE and EPEX SPOT to create local market platform to relieve grid congestions.
- UKPN, 2020. Invitation to Tender (ITT) Flexibility Services Tender Apr-20 High Voltage Zones.
- UKPN, 2018. Flexibility Roadmap.
- UKPN, 2015. South Eastern Power Networks Business plan (2015 to 2023).
- Vassilopoulos, P., 2010. Price signals in “Energy-only” wholesale electricity markets: An empirical analysis of the price signal in France. *Energy J.* 31, 83–107. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-No3-5>
- Vassilopoulos, P., 2007. Les prix des marchés de gros de l ’ électricité donnent-ils les bons signaux et les bonnes incitations pour l ’ investissement en capacité de production électrique ? Paris Dauphine.
- Verhaeghe, C., Perekhodtsev, D., Gérard, A., Roques, F., 2018. Système de prix nodaux : expérience américaine et perspectives pour l ’ Europe. Paris.
- Villafafila-Robles, R., Bremdal, B., Sumper, A., Rajasekharan, J., Olivella-Rosell, P., Ottessen, S., Munné-Collado, Í., Lloret-Gallego, P., 2018. Local Flexibility Market Design for Aggregators Providing Multiple Flexibility Services at Distribution Network Level. *Energies* 11, 822. <https://doi.org/10.3390/en11040822>
- Villar, J., Bessa, R., Matos, M., 2018. Flexibility products and markets: Literature review. *Electr. Power Syst. Res.* 154, 329–340. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005>
- Vogel, P., 2009. Efficient investment signals for distributed generation. *Energy Policy* 37, 3665–3672. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.053>
- Weale, G., 2022. Can an Energy-only market fully remunerate investment ? Empirical evidence since

2005. (No. 59). Paris.

Wiechmann, H., 2017. The grid-friendly integration of shiftable loads – the approaches from the EnBW pilot project ‘Flexible Power-to-Heat’ also suitable for electric vehicles, in: Springer Vieweg (Ed.), Grid Integration of Electric Mobility. Wiesbaden., p. 299. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-15443-1>

Wiersma, F., 2019. Conference CEEM- GOPACS Joint TSO-DSO platform for Market-Based Congestion Management. Paris.

Williamson, O.E., 1981. The Economics of Organization : The Transaction Cost Approach. *Am. J. Sociol.* 87, 548–577.

Williamson, O.E., 1979. Transaction-Cost Economics : The Governance of Contractual Relations. *J. Law Econ.* 22, 233–261.

Wilson, R., 1998. Design principles, in: *Designing Competitive Electricity Markets*. pp. 159–183.

Zareipour, H., Bhattacharya, K., Cañizares, C.A., 2007. Electricity market price volatility: The case of Ontario. *Energy Policy* 35, 4739–4748. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.006>

Zhang, C., Ding, Y., Østergaard, J., Bindner, H.W., Nordentoft, N.C., Hansen, L.H., Brath, P., Cajar, P.D., 2013. A flex-market design for flexibility services through DERs. 2013 4th IEEE/PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. ISGT Eur. 2013. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695286>

Zhang, C., Wu, J., Long, C., Cheng, M., 2017. Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. *Energy Procedia* 105, 2563–2568. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.737>

RÉSUMÉ

Cette thèse a permis d'appréhender l'évolution du market-design des marchés électriques liée au développement de nombreuses ressources décentralisées, notamment pour la gestion des congestions sur le réseau de distribution. Celle-ci a particulièrement analysé le développement de nouveaux marchés locaux destinés au gestionnaire de réseau de distribution. Après une revue de quatre types de designs différents développés dans 4 pays européens au sein du chapitre 3, nous nous sommes particulièrement focalisés dans les chapitres 4 et 5, sur les besoins d'investissement en sources de flexibilité, et sur les designs qui peuvent permettre de donner les incitations appropriées, en prenant en compte la coordination avec le réseau. Dans le chapitre 5 nous avons fourni une première analyse comparative empirique du marché le plus important (en terme de volume) développé jusqu'alors.

MOTS CLÉS

Marchés de l'électricité ; décentralisation ; réseaux de distribution

ABSTRACT

This thesis has allowed us to understand the evolution of the market design of electricity markets linked to the development of numerous decentralised resources, particularly for the management of congestion on the distribution network.

It particularly analysed the development of new local markets for the distribution system operator. After a review of four different types of designs developed in four European countries in chapter 3, we focused in particular in chapters 4 and 5 on the investment needs for flexibility sources and on the designs that can provide the appropriate incentives, taking into account the coordination with the grid. In chapter 5 we provided a first empirical comparative analysis of the largest (in terms of volume) market developed so far.

KEYWORDS

Electricity markets ; market-design ; distribution network