



Roadmap pour la région métropolitaine trinationale du Rhin supérieur (TMO/RMT)

Chef de projet : Barbara Koch, Université de Fribourg.



Table des matières

I. Introduction	5
Chapitre 1. Une approche de gouvernance régionale de la transition énergétique avec des concepts, des technologies et des outils clés : Contexte politique de l'UE et analyse documentaire	5
II. Résumé des principaux résultats du bloc technique	15
Chapitre 2. Work Package 2 : Analyse des potentiels de production et de stockage des énergies renouvelables	15
2.1 Analyse et cartographie des potentiels d'énergie renouvelable dans la région du Rhin supérieur	15
2.1.1 Définition des potentiels	15
2.1.2 Avis d'experts	17
2.1.3 Hypothèses	18
2.1.4 Méthodologie	18
2.2 Représentation des distances de connexion des potentiels d'ER précédemment non utilisés	21
2.2.1 Structure générale	21
2.2.2 Conditions réglementaires	21
2.2.3 Procédure de connexion au réseau	22
2.2.4 Le réseau électrique	23
2.2.5 Hypothèses	24
2.2.6 Méthodologie	25
2.2.7 Résultats	30
2.3 Élaboration de scénarios à partir d'études de cas	39
2.3.1 Calcul des ratios A et B	40
2.3.2 La surface utilisable par pays	41
2.3.3 Analyse des potentiels et de leur distribution	42
2.4 Analyse du stockage géologique des énergies renouvelables	43
Chapitre 3. Work Package 3 : Modellierung und Szenarienbildung für das Stromsystem	46
3.1 Scénarios pour le système électrique de TMO jusqu'en 2050	47
3.1.1 Modélisation et hypothèses	47
3.1.2 Résultats	47
3.1.2.1 Développement des énergies renouvelables et du stockage	47
3.1.2.2 La TMO en tant que zone de marché indépendante	49
	1

3.1.2.3 L'autoconsommation dans le TMO	54
3.1.2.4 Analyses de sensibilité	54
3.1.3 Évaluation critique	56
3.1.4 Conclusions	57
3.2 Recherche sur le LEM	58
3.3 Conception d'un réseau électrique flexible	58
3.4 Outil d'aide à la décision et son application dans la mise en œuvre des stratégies énergétiques	60
3.4.1 Algorithme de gestion du stockage et des sources contrôlables REPM	61
3.4.2 Résultats : Génération de scénarios REPM	63
3.4.3 Résultats : Evaluation des coûts des scénarios REPM	65
3.4.3 Résultats : Scénario PERSEUS versus scénarios REPM	68
3.4.4 Conclusions	69
Chapitre 4. Work Package 7 : Sécurité des données dans les réseaux intelligents de TMO	71
4.1 Règles européennes pour la sécurité des données énergétiques	71
4.2 Réponses à l'enquête auprès des gestionnaires de réseaux d'électricité	71
4.3 Modèles prédictifs des vulnérabilités de la sécurité des données dans le TMO	73
4.4 Recommandations sur la protection trinationale contre les cyberattaques pour renforcer la sécurité énergétique	74
III. Résumé des principaux résultats de l'analyse des cadres socioculturels, réglementaires et économiques	77
Chapitre 5. Lot de travaux 4 : Analyse des conditions socioculturelles et intégration des points de vue des parties prenantes	77
Chapitre 6. Paquet de travail 5 : Analyse du cadre réglementaire pour la conception du marché de l'électricité et propositions d'amélioration du cadre juridique du marché de l'électricité	83
6.1 Les défis de la coopération transfrontalière dans le développement des ERs	83
6.1.1 L'importance de la localisation géographique des projets d'énergie renouvelable	83
6.1.2 Le rôle clé des mécanismes de soutien (financier)	84
6.1.3 La complexité et la longueur des procédures administratives	84
6.1.4 La gouvernance européenne sur le bouquet énergétique remise en cause par les prérogatives nationales	85

6.1.5 Absence de dispositions légales pour la coopération transfrontalière dans les cadres nationaux, malgré la stratégie européenne de coopération interétatique	85
6.1.6 La logique descendante des institutions européennes et nationales	87
6.2 Recommandations pour améliorer le cadre réglementaire	87
6.2.1 Renforcement de la dimension transfrontalière	87
Chapitre 7. Work Package 6 : Etude des structures incitatives dans la fourniture d'énergie	90
7.1 Potentiels de la politique énergétique et rôle des coopératives énergétiques et des décideurs politiques	90
7.2 Lignes directrices réglementaires pour la transformation du marché européen de l'énergie	96
7.3 Mise en œuvre des réformes de politique économique	101
7.4 Acceptation des énergies renouvelables et participation des acteurs locaux	106
Chapitre 8. Conclusion	109
Liste des auteurs	111
Liste des abréviations	112
Liste des figures	115
Liste des tableaux	118
Littérature	119

I. Introduction

Chapitre 1. Une approche de gouvernance régionale de la transition énergétique avec des concepts, des technologies et des outils clés : Contexte politique de l'UE et analyse documentaire

Des systèmes énergétiques efficaces en termes de ressources et neutres sur le plan climatique sont au cœur d'une société et d'une économie défofossilisées, conformément aux objectifs politiques internationaux et européens. Le secteur de l'énergie est responsable de plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'UE. Grâce au paquet législatif "Une énergie propre pour tous les Européens" et au cadre de la politique énergétique ainsi révisé, l'Union européenne vise à transformer le secteur énergétique de l'UE vers la durabilité et la neutralité des émissions d'ici 2050 d'une manière socialement juste. Des dispositions révisées prévoient un objectif de réduction nette des émissions de GES d'au moins 55 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici à 2030, un objectif d'efficacité énergétique de 32,5 %, un objectif d'énergies renouvelables de 32 % (tous deux d'ici à 2030 par rapport à une base de référence de 1990), davantage de droits pour les consommateurs, un marché de l'électricité plus intelligent et plus efficace qui contribue à accroître la sécurité de l'approvisionnement en intégrant les sources d'énergie renouvelables (SER), en gérant les risques et en améliorant la coopération transfrontalière (Commission européenne, 2018a, 2018b, 2019, 2022a). Le Green Deal de l'UE avec le plan d'investissement pour l'Europe de 1 000 milliards d'euros pour les investissements durables aidera l'UE à atteindre ces objectifs, tout en soutenant les régions encore dépendantes de la production de combustibles fossiles (principalement le charbon) et en aidant à la reprise après la pandémie de COVID-19. Un tiers des 1 800 milliards d'euros d'investissements du plan de relance NextGenerationEU et du budget septennal de l'UE financera le Green Deal européen (Commission européenne, 2022b).

Selon le dernier rapport sur l'état de l'Union énergétique (Commission européenne, 2021), les principales priorités actuelles consistent à rendre l'UE plus efficace sur le plan énergétique, moins dépendante des combustibles fossiles¹ et plus résiliente, tout en atténuant le changement climatique et en fournissant une énergie propre et abordable aux utilisateurs finaux. À cette fin, il est nécessaire de modifier fondamentalement les modes de consommation et de production d'énergie existants, notamment en s'attaquant aux secteurs difficiles à décarboniser, par exemple grâce à l'hydrogène renouvelable, conformément à la stratégie de l'UE en matière d'hydrogène.² Dans le cadre du mécanisme de redressement et de résilience (RRF) 2021, presque tous les États membres de l'UE utilisent les fonds du RRF pour investir dans les énergies renouvelables, la rénovation des bâtiments et la mobilité durable. Notamment, les bâtiments représentent environ 40 % de la consommation totale d'énergie de l'UE et 36 % des émissions de GES du secteur de l'énergie, alors qu'actuellement 75 % du parc immobilier est classé comme inefficace sur le plan énergétique. Les autres priorités sont le découplage de la croissance économique et de la consommation d'énergie, l'amélioration du couplage des marchés pour une plateforme commune d'échange d'électricité dans l'UE,³ la promotion des communautés d'énergie renouvelable et des communautés

¹ La dépendance nette de l'UE à l'égard des importations d'énergie a atteint 60,6 % en 2019, soit le niveau le plus élevé de ces 30 dernières années (Commission européenne, 2021).

² L'un des principaux objectifs est de fournir une capacité de 40 GW pour les électrolyseurs produisant de l'hydrogène renouvelable d'ici 2030 (Commission européenne, 2021).

³ Le couplage des marchés dans le contexte du marché intérieur de l'électricité (MIE) de l'Union européenne désigne "l'intégration de deux ou plusieurs marchés de l'électricité de zones différentes par le biais d'un mécanisme implicite d'allocation transfrontalière" (<https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/481-market-coupling>). L'objectif est de former un marché européen interconnecté pour l'électricité en reliant les zones de contrôle et les zones de marché, afin d'harmoniser les échanges d'électricité et de réduire les différences de prix. La mise en œuvre du couplage des marchés à travers toutes les frontières intérieures de l'UE est considérée

d'énergie citoyenne ainsi que leur collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), la garantie de la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité, la suppression progressive des subventions aux combustibles fossiles et la rationalisation des processus pour lever les obstacles administratifs et d'investissement à la transition énergétique. En outre, la Commission européenne a proposé un nouvel objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'UE d'ici 2030 (Commission européenne, 2021).

En fin de compte, cependant, ces politiques à l'échelle de l'UE et les politiques nationales correspondantes sont mises en œuvre aux niveaux de gouvernance régionaux et locaux. Ce sont, en effet, les niveaux de gouvernance les plus proches des citoyens et, de ce fait, les mieux à même d'adapter les politiques globales aux spécificités territoriales (Gerbelová et al., 2021 ; Comité européen des régions, 2019). La Commission européenne a mis en évidence le fait que les villes et leurs régions sont des sites clés pour la transition vers une Europe décarbonée, et que les niveaux locaux et régionaux possèdent une capacité bien plus grande à adopter et à traduire en action des objectifs ambitieux en matière d'énergie à faible teneur en carbone (Commission européenne, 2020). Le paquet législatif "Une énergie propre pour tous les Européens" souligne également le potentiel d'une approche régionale de la transition énergétique. Il encourage à la fois les systèmes énergétiques régionaux avec des marchés de l'énergie intégrés et les solutions régionales avec des mécanismes de capacité viables pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la rentabilité dans le contexte de la production décentralisée à partir de SER (Commission européenne, 2019).

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2019), l'intégration transfrontalière des systèmes électriques est une solution clé pour augmenter la part des énergies renouvelables (ER) et la sécurité de l'approvisionnement de manière rentable. La diversité accrue des SER et des profils de charge étend les marges de sécurité, en exigeant moins de ressources pour satisfaire les demandes en période de pointe et en permettant une gestion du partage des réserves. En outre, les grandes zones peuvent mieux faire face au comportement intermittent des SER. Le système électrique transfrontalier idéal nécessite une collaboration efficace entre les gestionnaires de réseau, une planification à long terme et la participation des institutions régionales. Les difficultés sont liées au partage non harmonisé des bénéfices, au manque de coordination qui accroît le risque de black-out, et à la gestion des flux en boucle ou de transit, notamment dans les régions où la part des SER est élevée. Ces défis pourraient être relevés en augmentant la coordination en temps réel par la gouvernance des cadres et des institutions du marché, en construisant des systèmes énergétiques plus stables et en améliorant les structures pour les échanges transfrontaliers d'énergie (AIE, 2019).

Il est donc important de considérer les approches régionales et transfrontalières de la transition énergétique. Les travaux de recherche et d'innovation menés dans le cadre du projet RES-TMO visent à contribuer à la mise en œuvre des objectifs de transition énergétique de la région transfrontalière du Rhin supérieur, qui comprend certaines parties de la région Grand Est (France), le sud du Palatinat et du Bade (Allemagne), et le nord-ouest de la Suisse. Le principal défi à cet égard est que ces pays présentent des systèmes sociaux et réglementaires différents. Leurs mix énergétiques, leurs approches des énergies renouvelables et leurs plans de décarbonisation diffèrent également. Dans le même temps, nos résultats indiquent que la coopération transfrontalière pourrait effectivement accélérer la transition vers des systèmes énergétiques basés sur les énergies renouvelables. Les autres objectifs du projet RES-TMO sont l'évaluation des potentiels d'énergie renouvelable et une analyse des voies de décarbonisation de l'énergie pour la région TMO. Au niveau de la région du Rhin supérieur,

comme générant d'importants avantages en termes de bien-être et réduisant le besoin de capacités de secours (centrales à combustible fossile), réduisant ainsi les émissions de GES (Commission européenne, 2021).

dans le cadre du Traité d'Aix-la-Chapelle⁴ et du projet de territoire de Fessenheim⁵Le Conseil des ministres franco-allemand s'est mis d'accord sur le développement commun de la zone entourant la centrale nucléaire de Fessenheim après sa mise hors service en 2020. L'un des principaux objectifs est de transformer la zone en une région pilote - une région économique innovante sans émission de gaz à effet de serre (GES) - avec un concept d'énergie et de transport durable basé sur un approvisionnement en énergie renouvelable, tout en favorisant la valeur économique locale et la création d'emplois. Les résultats du projet RES-TMO peuvent être utilisés pour contribuer à ce processus, dans le cadre de la transformation énergétique durable de la région élargie du Rhin supérieur.

De nombreuses études ont traité du **processus de mise en œuvre de la transition énergétique au niveau de la gouvernance régionale et locale**, en s'intéressant spécifiquement à la gouvernance de la transition, aux technologies, concepts et outils clés, ainsi qu'aux facteurs clés de succès. Une étude récente (Goers et al., 2021) identifiant les forces, les faiblesses, les opportunités et les menaces (SWOT) du déploiement des énergies renouvelables dans les régions du Regional Leaders Summit (RLS) est arrivée à la conclusion que les gouvernements régionaux, dans le cadre plus large des politiques nationales et supranationales, jouent un rôle clé dans la transformation des systèmes énergétiques mondiaux en permettant aux régions de développer des systèmes énergétiques partiellement distribués et décentralisés basés sur les énergies renouvelables avec stockage d'énergie intégré, gestion de la demande et technologies intelligentes. Dans ce processus, les décideurs politiques doivent tenir compte des spécificités régionales, des conditions du marché et des effets possibles sur la société et l'économie, et il convient de favoriser une large participation et coopération des parties prenantes. Si des facteurs internes tels que le potentiel des énergies renouvelables et des cadres juridiques solides peuvent renforcer le rôle des énergies renouvelables dans les transitions énergétiques régionales, la dépendance à l'égard des combustibles fossiles, qui sont toujours subventionnés, et les structures industrielles à forte intensité énergétique qui y sont associées sont considérées comme des points faibles. En ce qui concerne les facteurs externes, le déploiement des ER peut conduire à des opportunités liées à la création d'emplois et à l'économie verte, en plus de l'action climatique, tandis que des facteurs tels que le manque d'acceptation sociale et la volatilité des ER peuvent menacer l'importance des ER dans la mise en œuvre des transitions énergétiques régionales. En outre, des approches alternatives telles que l'économie verte, le découplage de la croissance économique de la consommation d'énergie fossile, et des stratégies régionales connexes sont nécessaires pour décarboniser et défossiliser la société et l'économie. Pour mesurer et suivre les progrès, des données de haute qualité sur tous les aspects de la transition énergétique jouent un rôle crucial, comme cela est également apparu clairement dans la recherche et le développement menés dans le cadre du projet RES-TMO. Sur la base de ces données et d'indicateurs fiables (issus par exemple des recommandations de l'OCDE), les gouvernements régionaux peuvent mesurer les progrès réalisés par rapport aux objectifs de leurs stratégies d'économie verte (Goers et al., 2021).

⁴ Vertrag von Aachen v. 22.01.2019:

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/997532/1570126/fe6f6dd0ab3f06740e9c693849b72077/2019-01-19-vertrag-von-aachen-data.pdf?download=1>

⁵ Projet de territoire de Fessenheim / Raumprojekt Fessenheim : <http://www.haut-rhin.gouv.fr/Politiques-publiques/Avenir-du-territoire-de-Fessenheim/Zukunft-des-Raumes-Fessenheim-Avenir-du-territoire-de-Fessenheim>

Internal Strengths	Internal Weaknesses
<ul style="list-style-type: none"> • Usage of RE for electricity, heat and fuels • RE potentials • Sound legal RE frameworks and instruments • RE research and development • Expertise in RE conversion and storage 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependence on fossil energy • Energy-intensive industrial structures (which require stable energy supply historically supported by fossil fuels) • Limited grid access for RE
External Opportunities	External Threats
<ul style="list-style-type: none"> • Green economy • Employment (green jobs) • Economic growth • Contributions to climate protection • Technological innovation and Industry 4.0 	<ul style="list-style-type: none"> • Demographic developments • Lack of social acceptance • Volatility of RE resources

RE: renewable energy.

Figure 1.1 : Analyse SWOT pour le soutien des énergies renouvelables dans les transitions énergétiques des régions du Regional Leaders' Summit (RLS) (Goers et al., 2021)

Dans une étude (Cooke, 2011) analysant l'interaction entre les moteurs régionaux et nationaux de la transition vers des systèmes énergétiques neutres sur le plan climatique, les régions en transition sont définies comme des "territoires infranationaux, généralement dotés d'un certain degré de gouvernance décentralisée dans les domaines de l'innovation, du développement économique et de l'énergie qui, pour des raisons à démontrer, agissent comme des "phares" régionaux pour l'éco-innovation à la fois vers d'autres régions et pays." Il s'avère que ces régions peuvent être soit stimulées, soit entravées dans leur transition par les systèmes socio-techniques (nationaux) dominants. On constate également que les petites administrations locales peuvent jouer un rôle important dans la modification du bouquet énergétique national, comme le montre une étude de cas au Danemark, où l'on a opté pour des centrales de cogénération décentralisées, et que les marchés publics peuvent contribuer à "développer des "niches stratégiques" et à stimuler l'éco-innovation par la "préadaptation" ou la recherche de la "parenté" et du "possible adjacent" en stimulant les "interdépendances de parcours" régionales" (Cooke, 2011).

Une autre étude, axée sur un mécanisme de gouvernance visant à garantir la résilience des systèmes électriques, y compris la production, la transmission et la distribution, des régions autrichiennes du modèle climatique et énergétique (CEM), arrive à la conclusion qu'une perspective de gouvernance multirisque pourrait renforcer la "résilience⁶ des systèmes socio-économiques urbains contre les pannes d'électricité" et que la mise en œuvre d'un tel processus pourrait bénéficier de la gouvernance participative. Cette dernière est basée sur un processus qui implique les parties prenantes et comprend la conception, la sélection, la mise en œuvre et l'évaluation des stratégies de réduction des risques de catastrophes. Il est important de noter que les études de cas montrent que les habitants des CEM sont prêts à payer un supplément pour l'électricité provenant des SER et de leurs régions, ce qui est en accord avec nos résultats pour la région du Rhin supérieur, TMO (WP4). De plus, il est observé que les habitants et les parties prenantes seraient également prêts à participer aux processus de prise de décision sur la transition énergétique pour faire face aux risques et augmenter la résilience régionale, par exemple dans le cadre des groupes énergétiques régionaux. Il est également souligné que la résilience régionale nécessite l'intégration de connaissances qui

⁶ Du point de vue de l'ingénierie, la résilience est définie comme " la capacité d'un système à revenir à un état d'équilibre après une perturbation " (Davoudi, 2012). D'un point de vue écologique, elle désigne la " capacité d'un système à absorber les changements " (Holling, 1993) et à continuer à fonctionner.

sont interdisciplinaires, proviennent de différentes parties prenantes et des habitants des communautés eux-mêmes, y compris une "meilleure compréhension des perspectives, des intérêts et des besoins des différentes parties prenantes du secteur privé et public" (Komendantova, 2018).

Lutz et al. (2017) ont analysé les facteurs moteurs de la mise en œuvre régionale des ER, sur la base de 18 régions d'étude sélectionnées dans le réseau allemand 100EE-regions-network. Ils ont constaté que des processus de planification complets et bien structurés, y compris une gestion efficace des processus et des étapes soigneusement choisies, peuvent faire une différence considérable dans la gouvernance de transition pour une mise en œuvre régionale et locale réussie des ER. Par exemple, les régions utilisant des programmes intégrés de protection du climat (PIC) semblaient mieux préparées à faire face aux politiques nationales d'atténuation du changement climatique. Deuxièmement, un engagement fort dans des réseaux formels est considéré comme très bénéfique, en particulier lorsque les réseaux offrent des possibilités d'échange intensif de connaissances et d'expertise entre les acteurs et les experts régionaux, car cela peut aider à relever avec succès les défis complexes liés à la mise en œuvre des ER. Un autre facteur de succès trouvé est lié aux stratégies des régions pour combiner le financement des ER provenant de différentes sources, y compris les initiatives énergétiques communautaires (IEC) et les financements publics (Lutz et al., 2017).

Müller et al. (2011) se penchent sur l'autarcie énergétique, qui est conceptualisée comme "une situation dans laquelle les services énergétiques utilisés pour soutenir la consommation locale, la production locale et l'exportation de biens et de services sont dérivés de ressources énergétiques renouvelables locales" (SER). Ils constatent que la mise en œuvre de niveaux plus élevés d'autarcie énergétique nécessite d'accroître l'efficacité énergétique, d'utiliser les potentiels régionaux de SER et de s'appuyer sur des systèmes énergétiques décentralisés. Dans la pratique, il faut également que les administrateurs locaux et les acteurs de la société civile élaborent des projets, s'assurent de leur acceptation et de leur soutien par la population locale et collaborent avec les acteurs concernés. Le développement régional durable par l'autarcie énergétique peut fournir une "vision ou un cadre primordial, dans lequel l'innovation en matière d'énergie renouvelable peut être positionnée, et donc l'acceptation sociale des innovations en matière d'énergie renouvelable peut être accrue". Il pourrait également inspirer la poursuite du développement du Prix européen de l'énergie (PEE) et les communautés qui sont déjà avancées dans le PEE "pour faire passer leur politique énergétique au niveau supérieur" (Müller et al., 2011).

Enfin, une étude proposant une approche de la gouvernance de la transition énergétique régionale comprend cinq groupes clés : les caractéristiques structurelles du réseau régional, la composition du réseau régional, les caractéristiques des acteurs, la gouvernance du réseau régional et les facteurs externes. Le cadre est appliqué à une étude de cas, afin d'améliorer la compréhension de la gouvernance de la transition énergétique régionale. Les facteurs de réussite sont liés aux caractéristiques structurelles du réseau (par exemple, le gouvernement régional/local joue un rôle important en tant qu'intermédiaire ou facilitateur), à la gouvernance régionale (par exemple, l'importance d'un acteur principal avec un mandat officiel pour gouverner) et aux caractéristiques des acteurs (par exemple, les municipalités qui suivent la gouvernance de la transition). En outre, des facteurs externes tels que la dépendance à l'égard du gouvernement national dans la définition des priorités politiques et la formulation des priorités politiques et administratives régionales ont également été jugés importants, car ils ont limité les progrès dans la définition de l'agenda pour la transition énergétique régionale. Les résultats montrent également que la principale ville de la région est impliquée dans la plupart des projets régionaux clés, cependant les fonctionnaires de ces villes ne sont pas toujours enclins à s'engager dans la collaboration régionale, contrairement à ceux des zones périphériques de la région (Hoppe & Miedema, 2020).

En ce qui concerne les **principaux défis techniques, technologies, concepts et outils** pour la mise en œuvre de la transition énergétique vers des systèmes énergétiques résilients basés sur les SER, qui s'appliquent aux niveaux régional et local, il existe également des études récentes qui sont pertinentes pour les résultats de notre projet. Étant donné que la principale stratégie de réduction des émissions dans la consommation finale d'énergie en Europe dépend du développement et de la montée en puissance des SER variables, comme l'éolien et le solaire, une question clé reste l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie pour assurer la stabilité du réseau électrique (stabilité de la fréquence et de la tension) à tout moment. Compte tenu des fortes fluctuations saisonnières de l'apport d'énergie solaire et éolienne, c'est-à-dire de leur nature intermittente, il existe une forte demande de mécanismes de flexibilité pour les réseaux électriques, notamment des technologies de stockage d'énergie à court et à long terme (Brown et al., 2018). Les solutions viables pour la flexibilité du système trouvées dans de nombreuses études comprennent non seulement le développement de technologies de stockage de l'énergie et de systèmes de production de secours ne dépendant pas des combustibles fossiles, comme la PCCÉ alimentée par de l'hydrogène renouvelable, mais aussi l'extension des capacités du réseau, le couplage du secteur de l'électricité avec les secteurs de la chaleur et des transports, la gestion de la demande et la numérisation (Gils et al., 2017 ; Victoria et al., 2019 ; Zimm et al., 2019).

Il existe différentes technologies de stockage de l'électricité, notamment les batteries électriques et le stockage à base d'hydrogène. En outre, le développement de capacités de réseau adéquates soutient la pénétration décentralisée des ER, réduit les goulets d'étranglement du réseau dus à la fermeture des centrales nucléaires et atténue les effets que leur mise hors service a eus sur le sud industrialisé (de l'Allemagne), d'autant plus que la plupart du potentiel et du développement de l'énergie éolienne offshore et terrestre se produit dans la partie nord (Schiffer et al., 2018). Enfin, la gestion de la demande et la numérisation augmentent la flexibilité du système énergétique en aidant à convertir son comportement en "la demande suit l'offre" et en apportant de précieuses économies d'efficacité énergétique (Zimm et al., 2019). Les technologies nécessaires au stockage de l'énergie à long terme sont des techniques de conversion de l'énergie en hydrogène, en gaz ou en carburant et peuvent être utilisées de diverses manières, par exemple : 1) Production d'hydrogène par électrolyse (pour une utilisation dans le réseau de gaz, comme combustible pour l'électricité et la chaleur, ou conjointement avec des piles à combustible et des moteurs électriques) ; 2) Conversion du méthane synthétique ; 3) Conversion de l'hydrogène (H₂) en carburants liquides (Henning & Palzer, 2015). Il a été constaté que l'utilisation directe de l'hydrogène pour le chauffage pourrait être trop coûteuse et inefficace et donc, pas une solution pour éviter la rénovation difficile des bâtiments ou la mise à niveau des systèmes de chauffage renouvelables, mais elle pourrait aider à décarboniser les secteurs difficiles à abaisser. À moyen et à long terme, les options en matière d'efficacité énergétique devraient être utilisées pour optimiser les processus de décarbonisation de la chaleur car elles "peuvent immédiatement permettre de réaliser de réelles économies de carbone, tout en accueillant une part croissante de sources renouvelables" (Avere et al., 2020).

Pour atteindre la neutralité carbone, une exigence importante est de faire passer la transition énergétique au-delà du secteur de l'électricité pour inclure les secteurs de l'industrie, des transports et du résidentiel (y compris le chauffage), qui constituent les trois plus grands émetteurs après l'électricité en Allemagne et où les efforts d'atténuation ont été beaucoup moins concentrés (UBA, 2020 ; Schiffer et al., 2018 ; Chen C. et al., 2019). Bien que les systèmes énergétiques allemand et français aient des structures différentes en termes de production et de consommation d'énergie, un aspect commun est le fait que le secteur des transports est l'un des principaux émetteurs de CO₂ dans les deux cas (IEA, 2020). Dans sa forme actuelle, la mobilité contribue à environ 30 % des émissions nationales de CO₂ nocives

en France et à environ 20 % en Allemagne. Les véhicules électriques constituent une solution et une deuxième solution pourrait être l'utilisation d'hydrogène avec des piles à combustible ou des mélanges de biocarburants pour le secteur de la mobilité (Zimm et al., 2019).

Une autre question clé est la décarbonisation profonde du secteur industriel. La consommation d'énergie dans le secteur industriel est d'environ 3200 TWh par an avec une part moyenne variable de 26% de la consommation totale de l'UE. L'Allemagne et la France ont la consommation d'énergie industrielle la plus élevée de l'UE (Papapetrou et al., 2018). Il a été constaté que les voies de décarbonisation industrielle nécessitent une approche régionale très ciblée, car les coûts et les avantages sectoriels, les ressources locales comme les SER et les circonstances politiques sont généralement propres à chaque région (Bataille et al., 2018). En outre, il a été démontré que le déclassement des centrales nucléaires, pétrolières, charbonnières et autres centrales électriques conventionnelles en raison de la fin de leur durée de vie technique présente de grandes opportunités pour le repowering des infrastructures européennes avec des technologies à faible émission de CO₂, ainsi que des opportunités pour les capacités pétrolières et gazières de passer à des combustibles neutres en carbone (Farfan & Breyer, 2017).

En Allemagne, la part des énergies renouvelables en 2019 était de 42,1% dans le secteur de l'électricité, de 14,5% dans le secteur du chauffage et de 5,6% dans le secteur des transports (UBA, 2020a). La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie, y compris l'électricité, le chauffage et le transport, a augmenté à environ 17,1 % en 2019, dont 41,5 % provenaient de l'éolien terrestre, 10,1 % de l'éolien en mer, 19,5 % du photovoltaïque, 8,3 % de l'hydroélectricité, 19,5 % de la biomasse (y compris la biomasse solide et liquide, le biogaz, le biométhane, les déchets biogènes des décharges et des égouts) et 0,1 % de la géothermie (UBA, 2020a). L'ensemble du secteur énergétique a représenté environ 83,9 % (2018) des émissions totales de GES, qui comprennent les sources d'émission stationnaires et mobiles, les émissions fugitives des combustibles et les émissions énergétiques de l'industrie (UBA, 2020c). La loi sur la protection du climat (Klimaschutzgesetz, KSG) de 2019 fixe des objectifs contraignants de réduction des émissions de GES d'au moins 35 % d'ici à 2020 et 55 % d'ici à 2030 (dans les deux cas par rapport à 1990). Elle énonce également l'objectif à long terme de l'Allemagne, à savoir la neutralité des émissions de GES d'ici 2050 (UBA, 2020b, 2020c, 2020d). Plus récemment, de nouvelles règles ont été introduites et, à compter du 31 août 2021, la neutralité en matière de GES devrait être atteinte d'ici 2045 et les nouveaux objectifs de réduction des émissions de GES sont les suivants : 65 % pour 2030 et 88 % pour 2040 par rapport aux niveaux de 1990 (Bundesregierung, n.d.). L'idée désormais dominante d'un approvisionnement en énergie à faible teneur en carbone, basé sur les énergies renouvelables et sans nucléaire, a été traduite très tôt dans les politiques (par exemple, le tarif de rachat en 1990, la première loi sur l'efficacité énergétique en 2000, etc.) Cependant, des divisions fondamentales subsistent en ce qui concerne la mise en œuvre de la transition, avec des tensions entre les objectifs à long terme et la sécurité d'approvisionnement à plus court terme et le caractère raisonnable des prix de l'électricité (Leipprand, Flachsland & Pahle, 2017). Il a été démontré que l'Allemagne peut entièrement remplacer ses centrales nucléaires par une production basée sur les SER d'ici 2025, si les défis connexes sont résolus, c'est-à-dire l'expansion du réseau et la fourniture d'une puissance d'équilibrage (Lechtenböhrmer & Samadi, 2013).

En France, la part de l'électricité issue des SER était de 23% en 2019, dont 10% pour l'éolien, 2,5% pour le solaire photovoltaïque (PV) et 13,2% pour l'hydraulique. L'objectif est d'atteindre 40% d'énergies renouvelables dans l'électricité et 38% dans la consommation finale de chaleur d'ici 2030 (AIE, 2021). Les énergies renouvelables représentaient 17,2% de la consommation finale brute d'énergie en 2019, avec une augmentation de 8% depuis 2005. En vertu de la directive européenne sur les énergies renouvelables (transposition nationale), la France a un

objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie en 2020, dont 33 % dans le secteur du chauffage et du refroidissement, 27 % dans l'électricité et 15 % dans les transports (AIE, 2021). Introduite par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015, la Programmation pluriannuelle de l'énergie fixe les priorités de l'action gouvernementale dans le domaine de l'énergie et est couplée à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) décrivant la feuille de route de la France en matière d'atténuation du changement climatique. La fermeture des dernières centrales électriques au charbon était prévue pour 2022, mais ces centrales ont en fait été autorisées à produire de l'électricité en janvier et février 2022 en raison des craintes de pannes d'électricité malgré l'objectif fixé précédemment (Serafino, 2022). Un fait intéressant est que "selon la loi sur les hydrocarbures de 2017, aucune exploration et production ne sera autorisée au-delà de 2040 et aucun nouveau permis de production n'a été délivré depuis l'entrée en vigueur de la loi. Avec cela, la France est devenue l'un des premiers pays à interdire complètement l'exploration gazière et pétrolière sur le territoire national, bien qu'il s'agisse principalement d'une mesure symbolique, car les gisements prouvés et récupérables en France métropolitaine sont presque inexistantes " (AIE, 2021). L'objectif d'électricité renouvelable pour 2028 vise une part de 33-36%, tandis que la part de l'électricité nucléaire doit être réduite à 50% d'ici 2035 (IEA, 2021). Cela implique la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 et l'option de construire de nouvelles centrales nucléaires est encore à l'étude. Cependant, la feuille de route de la SNBC n'est pas totalement respectée puisque le premier budget carbone, entre 2014 et 2017, a été dépassé de 3,5 % en raison d'hivers plus doux et de l'arrêt de certaines tranches de centrales nucléaires. L'augmentation des émissions de GES est principalement liée à deux secteurs : le secteur de la transformation d'énergie (production d'électricité) et le secteur résidentiel, et dans une moindre mesure au secteur des transports (augmentation des émissions des véhicules à essence).

En 2019, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en Suisse a atteint 24%, dont 23% pour le secteur du chauffage et 58% pour l'électricité. L'énergie hydroélectrique a représenté environ 57% de la production d'électricité. Les autres énergies renouvelables combinées - solaire, biomasse, biogaz, éolien et valorisation des déchets - ont fourni 6,2 % de la production totale d'électricité. Dans le cadre de l'Accord de Paris de 2015, la Suisse s'est engagée à réduire de moitié ses émissions de GES d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990. En outre, en 2019, le Conseil fédéral suisse a également adopté un objectif de neutralité carbone pour l'année 2050 (BFE, 2020). Une étude de modélisation de la transition énergétique suisse a révélé qu'une intégration accrue du marché de l'électricité de la Suisse avec l'Europe peut garantir une production d'électricité au moindre coût et renforcer le rôle de la Suisse en tant que centre de transit et de stockage (Weiss et al., 2021). Une autre étude a identifié le stockage thermique comme la technologie la plus importante dans le mix de stockage suisse pour les scénarios énergétiques à faible teneur en carbone, car elle peut assurer jusqu'à 50 % des besoins de stockage et être combinée avec les pompes à chaleur électriques, le véhicule to grid et le stockage de carburant synthétique (Limpens et al., 2019).

En référence à la zone d'étude du projet, une tendance à la baisse des émissions de GES peut être observée en regardant du côté de la demande énergétique dans la région du Rhin supérieur. Cependant, cette diminution n'est pas suffisante pour atteindre les objectifs climatiques nationaux et régionaux, et dans l'ensemble de la zone transfrontalière, les émissions de 2016 s'élevaient à environ 9 tonnes par habitant, incluant notamment les émissions liées à l'énergie (TRION-climate, 2019).

Si le système électrique est couplé aux secteurs du chauffage et du transport (couplage sectoriel), il est possible de réduire davantage les émissions de GES. Le couplage sectoriel peut fournir un stockage supplémentaire important de deux manières : 1) l'électricité peut être stockée dans les batteries des véhicules électriques (VE), et 2) de grandes capacités de

stockage d'énergie thermique à court et à long terme peuvent devenir disponibles pour équilibrer les importantes variations saisonnières de la demande de chaleur et les deux solutions peuvent être utilisées avant que l'on ait recours à de grandes capacités de stockage de réserve dans les scénarios futurs (Victoria et al., 2019). Les véhicules électriques seront un élément indispensable du futur système énergétique car, d'une part, la propulsion avec des moteurs à combustion est trois fois plus énergivore que celle des moteurs électriques (Zimm et al., 2019) et, d'autre part, les VE permettent de lisser la volatilité de l'énergie solaire en se chargeant pendant la journée et en se déchargeant pendant la nuit. En fait, une flotte européenne de VE pourrait faciliter l'intégration de grandes capacités d'énergie solaire en fournissant le service de stockage d'énergie à court terme par une charge et une décharge intelligentes dans le réseau (Victoria et al., 2019).

La gestion de la demande, la numérisation et les systèmes intelligents peuvent fournir un soutien indispensable aux systèmes basés sur les ER (Weigel & Fishedick, 2019) La gestion de la demande et la numérisation augmentent la flexibilité du système énergétique en aidant à convertir son comportement en "la demande suit l'offre" et en apportant de précieuses économies d'efficacité énergétique. Malgré ce fait, la gestion de la demande est souvent négligée dans les discussions sur les scénarios énergétiques futurs, même si elle a le potentiel de faciliter considérablement l'intégration des SER. La gestion de la demande consiste à réduire la demande d'énergie afin d'accroître la flexibilité du côté de l'offre en diminuant la demande de la charge de base et en élargissant ainsi le portefeuille énergétique (Zimm et al., 2019). En outre, grâce à la mise en œuvre de changements comportementaux et technologiques, les unités d'énergie économisées ne doivent pas être produites en premier lieu ou peuvent être utilisées ailleurs à la place. En outre, la diminution des unités d'énergie du côté de la demande peut être mise à l'échelle pour obtenir des économies d'unités d'énergie beaucoup plus importantes du côté de l'offre si l'on considère les pertes de conversion encourues (c'est-à-dire par unité d'énergie produite, convertie et transportée) (Zimm et al., 2019). En déplaçant l'ampleur et le moment de la demande d'électricité et, dans certains cas, en fournissant d'autres services de fiabilité essentiels pour le système énergétique, une plus grande pénétration des énergies renouvelables dans le réseau est rendue possible (Bowen, 2019). En fait, différentes stratégies sont utilisées pour inciter les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels à modifier leurs schémas de demande ou à permettre à l'opérateur du système de contrôler directement une partie de leur charge. Il s'agit notamment de :

- Réponse aux prix où les consommateurs déplacent leur consommation des périodes plus coûteuses de forte demande vers les périodes moins coûteuses de faible demande ;
- L'écrêtement des pointes où la consommation pendant les périodes de forte demande est déplacée ou réduite afin de réduire la demande de pointe, ce qui permet à la réponse à la demande de compenser le besoin de capacité de production supplémentaire ;
- Réponse de fiabilité où la demande est réduite afin d'équilibrer la perte d'approvisionnement dans un événement de contingence, tel que l'arrêt non planifié d'une grande centrale électrique ;
- Réponse de régulation où l'opérateur du système surveille et ajuste en permanence la demande d'un consommateur pour aider à équilibrer l'offre et la demande du système (Bowen, 2019).

La numérisation est définie par Weigel et al. (2019) comme décrivant la transformation causée, accélérée ou facilitée par les applications numériques, qui peuvent être matérielles ou logicielles ou les deux, et qui ont le potentiel d'apporter des changements précieux au système énergétique, voire de modifier la chaîne de valeur. Les marchés intelligents, les réseaux intelligents, les compteurs intelligents et les maisons intelligentes sont des exemples de ces

applications. L'un des objectifs de la numérisation est de soutenir un futur système énergétique où "la demande suit l'offre", selon la Bundesnetzagentur. En outre, de nombreuses études ont montré que la numérisation par l'apprentissage automatique et l'intelligence artificielle (IA) peut améliorer considérablement la précision des prévisions de la demande, de la production et des prix et, par conséquent, favoriser l'intégration d'un plus grand nombre de SER dans le réseau. Le compteur intelligent est un dispositif au niveau de l'utilisateur dont l'utilisation peut induire un effet d'entraînement sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Il s'agit d'un appareil indispensable dans les applications de maison intelligente, qui offre la possibilité de mesurer la consommation d'énergie en temps réel, de suivre et de caractériser la consommation des appareils domestiques, et d'illustrer clairement les informations pour le consommateur moyen, créant ainsi la transparence et permettant au consommateur de prendre des décisions d'économie d'énergie en conséquence. Ces types de dispositifs offrent également une certaine flexibilité pour le consommateur et peuvent être contrôlés à distance et optimisés manuellement ou automatiquement, ce qui augmente la satisfaction du client (Weigel et al., 2019).

Il est donc clair que la transition énergétique et les systèmes énergétiques décentralisés nécessiteront l'adoption de technologies numériques, car elles fournissent des outils (par exemple, des réseaux intelligents, des compteurs intelligents) pour la coordination efficace d'un système énergétique plus vaste et beaucoup plus complexe basé sur une multitude de sources d'énergie renouvelables. Elles peuvent également améliorer les performances des systèmes énergétiques, car elles permettent une participation active des consommateurs au système et une utilisation optimisée des énergies renouvelables. Les questions qui restent à résoudre sont liées à l'interopérabilité des systèmes énergétiques et d'information et à la garantie de la cybersécurité (Duch-Brown & Rossetti, 2020), ce dernier point étant abordé dans le work package (WP7) du projet RES-TMO.

Enfin, l'analyse de scénarios est une méthode éprouvée d'aide à la décision en situation d'incertitude qui peut offrir des possibilités d'apprentissage et de changement transformationnel. Les scénarios peuvent aider à explorer les voies (de transformation) potentielles et ainsi aider à formuler des décisions efficaces pour faciliter la transformation vers la durabilité (Hoolohan et al., 2019). Les scénarios de transformation énergétique issus de diverses études ont clairement montré que le futur système énergétique n'est pas lié aux frontières d'un pays, mais les transcende. Des questions telles que la gestion des excédents énergétiques aux niveaux local et régional, le défi de l'adéquation entre l'offre et la demande et le maintien de l'équilibre du réseau électrique (tension et fréquence) à tout moment, ainsi que le stockage de l'énergie à court et à long terme, restent essentielles dans les débats autour de la transition énergétique. Pour un certain nombre de technologies (par exemple, le stockage à long terme basé sur l'hydrogène), d'importants investissements en capital sont encore nécessaires pour atteindre la maturité du marché et les instruments de politique financière, tels que les taxes sur le carbone, pourraient faire partie de la solution. Il est également clair qu'un système énergétique reposant en grande partie sur les énergies renouvelables et exploitant les potentiels locaux/régionaux nécessite une approche multiservice et multitechnologique avec des interventions à plusieurs niveaux de gouvernance, alors que l'efficacité économique et technique joue un rôle essentiel. Les besoins en matières premières et la recyclabilité de certaines technologies restent actuellement des limitations majeures.

II. Résumé des principaux résultats du bloc technique

Chapitre 2. Work Package 2 : Analyse des potentiels de production et de stockage des énergies renouvelables

Le work package 2 (WP2) était responsable de trois rapports relatifs à l'estimation du potentiel des SER. Le premier rapport, le rapport 2.1.1 (Najjar et al., 2022), s'est concentré sur l'utilisation de la littérature pour développer la méthodologie à utiliser pour estimer le potentiel des SER dans l'URR et valider les résultats. Le deuxième livrable (rapport 2.1.2) comprenait une étude de la procédure de connexion au réseau dans les trois pays et de la proximité des potentiels calculés dans le premier livrable avec les composants du réseau. Le troisième livrable (rapport 2.1.3) comprenait une étude quantitative des résultats des deux premiers livrables. Les principaux résultats des livrables du WP2 sont présentés de manière condensée dans la section suivante.

2.1 Analyse et cartographie des potentiels d'énergie renouvelable dans la région du Rhin supérieur

2.1.1 Définition des potentiels

La première étape du calcul du potentiel des différentes SER a été d'établir ce que l'on entend par le mot "potentiel" et de développer une méthodologie claire basée sur la littérature.

En effet, cinq types de potentiels d'EnR (théorique, géographique, technique, économique et réalisable) sont définis dans la littérature (Jäger et al., 2016) et peuvent être visualisés sous forme de hiérarchie comme présenté dans la Figure 2.1 ci-dessous. De plus, dans le paragraphe suivant, la définition élaborée des potentiels est incluse et adaptée de Jäger et al. (2016).

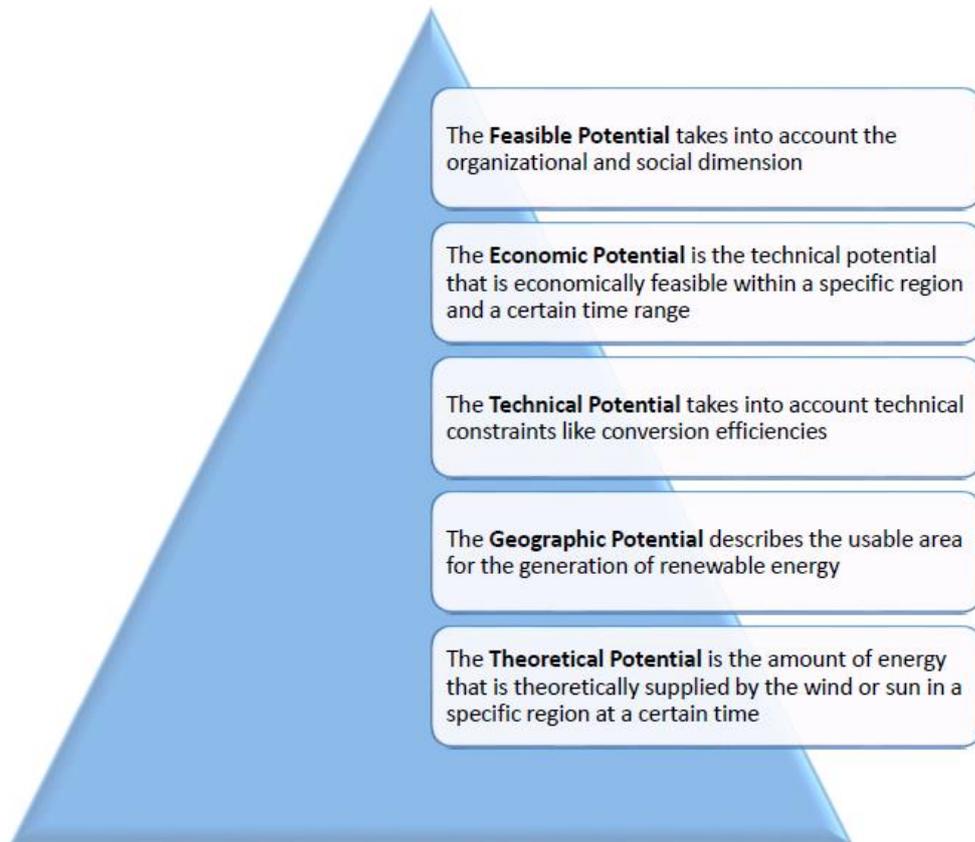


Figure 2.1 : La hiérarchie des potentiels telle que définie par Jäger et al. (2016)

Le potentiel théorique est la quantité d'énergie théoriquement fournie par le vent ou le soleil dans une région spécifique à un moment donné. Les données sur les conditions atmosphériques, en particulier la vitesse du vent et le rayonnement solaire, et leur résolution temporelle et spatiale sont utilisées pour calculer ce potentiel. La région du Rhin supérieur (RRS) est caractérisée par la vallée du Rhin, entourée par les régions montagneuses des Vosges à l'est et de la Forêt-Noire à l'ouest. Les contreforts du Jura en Suisse se trouvent à la limite sud. Par conséquent, l'orographie de la zone d'étude est complexe, ce qui ajoute à la complexité de la modélisation, par exemple de la vitesse du vent. Le potentiel géographique décrit la zone utilisable pour la production d'énergie renouvelable en tenant compte des utilisations concurrentes du sol telles que les agglomérations urbaines, la protection de la nature et les restrictions légales applicables. Dans l'URR, la prise en compte de toutes les réglementations régionales est une tâche difficile en raison de son caractère trinational. Même au sein d'un même pays (c'est-à-dire l'Allemagne et la Suisse), les réglementations varient en raison de la structure et de la législation fédérales. En outre, les restrictions légales peuvent varier en fonction de la source d'énergie (par exemple, la distance par rapport aux habitations pour les éoliennes). Le potentiel géographique détermine la surface utilisable qui dépend de la source et qui est calculée séparément pour les différentes sources d'énergie renouvelable : l'éolien, le photovoltaïque sur toiture et le photovoltaïque en plein air. Dans le cas de l'énergie éolienne et du potentiel photovoltaïque en champ libre, la zone utilisable est la zone qui reste après avoir soustrait les zones restreintes pour chaque source, telles que les zones résidentielles ou protégées et leurs distances tampons, de la zone totale de la RUR. La distance tampon prend en compte la distance qui doit être respectée entre les sites possibles de projets d'énergie renouvelable et les différentes zones restreintes telles que les villes et les routes. Étant donné que le potentiel géographique est étroitement lié aux utilisations

concurrentes des terres, le PV en champ libre peut également être divisé en deux types de potentiel qui nécessitent différents types de zones d'utilisation des terres : le PV conventionnel au sol (GM)-PV et le PV agricole (Agro)-PV. Le potentiel du GM-PV et de l'Agro-PV est calculé en divisant la surface utilisable restante pour le free-range PV et en tenant compte du type d'utilisation des terres.

Le potentiel technique tient également compte des contraintes techniques, telles que les facteurs de capacité et les rendements de conversion, qui limitent davantage le rendement énergétique théorique. De nombreux paramètres façonnent le potentiel technique. Par conséquent, la complexité du modèle appliqué pour estimer le potentiel technique détermine fortement la précision du potentiel obtenu. Le rendement de conversion des modules PV ou des éoliennes est déterminé par des courbes de puissance spécifiques aux éoliennes ou aux modules PV (Huld, 2017 ; Jung & Schindler, 2018). Pour l'énergie éolienne, la densité de l'air est un paramètre supplémentaire qui façonne le rendement énergétique (Jung & Schindler, 2019). En outre, les effets de sillage, tels que les turbulences et la vitesse réduite du vent, déterminent le potentiel technique de l'énergie éolienne. La production d'énergie solaire PV technique est influencée par de nombreux facteurs tels que la réflectivité du module PV lui-même, qui est liée à l'angle d'incidence solaire, la température du module PV qui dépend de la température environnante, et la vitesse du vent de surface prévalent (Huld, 2017).

Le potentiel économique est le potentiel technique qui est économiquement réalisable dans une région spécifique et une certaine période de temps. La dernière étape de la hiérarchie des potentiels est le potentiel réalisable, qui tient compte en outre de la dimension organisationnelle et sociale. Cela inclut par exemple l'acceptation par la société des éoliennes en termes de pollution sonore ou d'aspects esthétiques du paysage, éléments abordés dans le WP4 du projet. Ces deux derniers types de potentiel ont été considérés au-delà de la portée du travail du WP2 car ils sont spécifiques au projet et peuvent être différents d'un cas à l'autre.

2.1.2 Avis d'experts

L'étape suivante dans l'établissement d'une méthodologie dans le premier livrable a été de prendre en considération les opinions d'experts, concernant la mise en œuvre de projets d'énergie renouvelable, de chacun des trois pays inclus dans l'étude. Selon un expert, la France exige un permis de construire et que chaque projet soit examiné au cas par cas pour voir s'il est conforme aux réglementations légales spécifiques à son emplacement, telles que l'effet minimal sur l'environnement, le paysage et les sites protégés, ainsi que le respect des servitudes d'utilité publique et autres servitudes administratives. Le projet doit également respecter les réglementations relatives aux codes de l'urbanisme, de l'environnement et de l'énergie. D'autre part, l'Allemagne, et plus particulièrement l'État de Baden Württemberg, dispose de critères clairs sous la forme d'un catalogue de critères publié en ce qui concerne l'énergie solaire et éolienne et les zones qui conviennent à l'établissement d'un parc éolien ou solaire. Le catalogue de critères définit clairement les zones de restriction dure, qui sont considérées comme des zones interdites pour la propagation des projets éoliens et solaires, et les zones de restriction conditionnelle ou partielle qui peuvent être utilisées en théorie. Pour le solaire, ils mentionnent également des zones favorables telles que les communes défavorisées (en général où le sol n'est pas adapté à l'agriculture) où il est encouragé d'investir dans un projet PV. Les "zones défavorisées", selon la loi allemande, sont les zones acceptables pour les appels d'offres concernant le développement d'un projet PV au sol (GM). Les restrictions et autres informations pertinentes pour les énergies renouvelables sont incluses sur le site Internet Energieatlas Baden-Württemberg. (<https://www.energieatlas-bw.de/>) L'autre état allemand inclus dans la zone d'étude est la Rhénanie-Palatinat et il a également certaines conditions pour la diffusion de projets PV éoliens et solaires qui peuvent être trouvées sur le site Web de l'Energieagentur Rheinland Pfalz (<https://www.energieagentur.rlp.de/>). En ce qui concerne le PV en Suisse, en raison des règles strictes de protection des terres, il est très difficile d'obtenir un permis de construire pour un projet GM-PV ou Agriculture (Agro)-PV. La différence entre ces deux types de projets sera

développée ultérieurement dans le travail du WP2. De plus, il n'y a actuellement aucune réglementation nationale pour les tarifs de rachat, ce qui rend la mise en œuvre la plus favorable du PV au sommet des bâtiments et des structures, pour l'usage propre de l'opérateur. À ce jour, toutes les installations PV sont des installations sur toiture. Les réglementations strictes en matière d'utilisation des sols entravent également la propagation des parcs éoliens, et il y a en fait moins de 40 parcs éoliens dans toute la Suisse. En fait, il a été remarqué que dans la partie suisse de l'URR, il n'y a pas une seule installation GM-PV ou Agro-PV et seulement trois parcs éoliens (TRION-climate e.V., 2019). Enfin, la méthodologie développée a pu s'appuyer sur les avis d'experts mentionnés afin de définir les hypothèses présentées dans la section suivante.

2.1.3 Hypothèses

La dernière étape du développement de la méthodologie d'estimation potentielle a consisté à définir les hypothèses nécessaires pour effectuer l'estimation :

Contrairement aux potentiels théoriques et techniques, qui transcendent les frontières internationales, la tri-nationalité de la zone d'étude se traduit par un environnement réglementaire tri-national, qui affecte le potentiel géographique. Le potentiel géographique tel que défini ci-dessus doit prendre en considération les zones qui sont, par la réglementation, classées comme inadéquates pour la diffusion de projets d'énergie renouvelable. Parce que la zone d'étude comprend trois pays différents avec leur propre environnement réglementaire et leur propre structure, il existe une grande disparité dans la qualité et la quantité d'informations disponibles au public.

Le potentiel géographique implique le calcul de la surface utilisable, qui dépend de la source et qui est calculée séparément pour les différentes sources d'énergie renouvelable : éolienne, photovoltaïque sur toiture et photovoltaïque en plein air. Dans le cas de l'énergie éolienne et du potentiel photovoltaïque en champ libre, la surface utilisable est la surface qui reste après avoir soustrait les zones restreintes pour chaque source, telles que les villes ou les zones de protection de la nature et leurs distances tampons, de la surface totale de la RUR. La distance tampon prend simplement en compte la distance qui doit être respectée entre les éventuels sites de projets d'énergie renouvelable et les différentes zones restreintes telles que les villes et les routes. Dans le cas du photovoltaïque sur toiture, la surface utilisable est la surface des toits dans la zone urbaine protégée. En outre, étant donné que le potentiel géographique est étroitement lié aux utilisations concurrentes des sols, en allant un peu plus loin, le PV sur toiture peut également être divisé en deux sous-catégories de potentiel qui nécessitent différents types de zones d'utilisation des sols : le PV conventionnel au sol (GM)-PV et le PV agricole (Agro)-PV. Le potentiel GM-PV et Agro-PV est calculé en divisant la surface utilisable restante pour le PV en champ libre et en tenant compte du type d'utilisation des terres.

Comme l'ont indiqué les experts ci-dessus, en Suisse, les réglementations sont strictes et il n'existe pas de lignes directrices claires en ce qui concerne l'énergie éolienne et les projets de panneaux photovoltaïques au sol (GM). En revanche, les critères publiés par l'État du Bade-Wurtemberg établissent des lignes directrices claires et concrètes qui peuvent être utilisées pour déterminer les zones où la diffusion de l'énergie éolienne ou solaire ne serait pas favorable. Par conséquent, pour l'énergie solaire PV et l'énergie éolienne, les catalogues de critères du BW ont été utilisés dans la cartographie des zones restreintes et, par conséquent, de la zone utilisable disponible. De cette façon, le cadre méthodologique est plus homogène et comparable entre les trois pays.

2.1.4 Méthodologie

Pour l'estimation des potentiels éolien et solaire PV, les potentiels théoriques, géographiques et techniques ont été calculés. Le résultat final obtenu est le potentiel technique par an en TWh pour la région du Rhin supérieur.

Afin de calculer le potentiel théorique du vent, les données du modèle de vitesse du vent et de cisaillement du vent (WSWS) développé et décrit par Jung & Schindler (2017) ont été utilisées. Il s'agit d'un modèle statistique de vent qui utilise les données des stations météorologiques des services météorologiques nationaux comme entrée pour ses calculs. Grâce à des méthodes statistiques, la vitesse médiane du vent à long terme est cartographiée sur une grille haute résolution d'environ 250m x 250m. Les ensembles de données sur la vitesse du vent contiennent souvent des lacunes dans certaines périodes ou des valeurs illogiques. Afin d'assurer la comparabilité des données mesurées, nous avons utilisé des méthodes de préparation des données telles que le remplissage des lacunes, le test d'homogénéité et la déstendance. Le résultat est la valeur médiane annuelle et mensuelle de la vitesse du vent sur l'ensemble de la période. Les vitesses médianes du vent ont ensuite été extrapolées aux trois hauteurs de moyeu choisies (120m, 140m, & 160m) en utilisant la loi de puissance de Hellmann. En outre, la densité de puissance éolienne (WPD) a également été calculée et utilisée pour déterminer les zones qui ne sont pas météorologiquement appropriées pour les projets d'énergie éolienne. Les zones avec une densité de puissance éolienne inadéquate telle que définie par Manwell et al. (2009) ont également été exclues de la zone utilisable.

Ensuite, le potentiel géographique qui prend en compte les restrictions liées à l'orographie et à l'utilisation concurrente des terres spécifiées par la législation a été calculé en déterminant les zones restreintes à partir de la zone d'étude totale. Après cela, les zones restreintes ont été soustraites de la zone d'étude totale et la zone utilisable pour la diffusion du vent a été obtenue. Le catalogue de critères du Baden-Württemberg a été utilisé comme référence pour les calculs de la zone restreinte.

Enfin, le potentiel technique a été calculé. Le potentiel technique minimise le potentiel géographique en tenant compte de l'efficacité de la turbine dans la conversion de l'énergie cinétique trouvée dans la zone utilisable en énergie électrique (kWh/an) qui est représentée par le rendement énergétique annuel (AEY). (Grau et al., 2017) Dans la littérature, Jung (2016) décrit en détail les étapes du calcul de l'AEY en utilisant des courbes de puissance.

Pour le PV solaire (PV sur toiture, GM-PV, & Agro PV), le potentiel théorique a été calculé en utilisant le logiciel PVMAPS pour calculer l'irradiation solaire. PVMAPS prend en considération les facteurs qui affectent la production d'énergie des modules solaires tels que : la température de l'air, les données sur la vitesse du vent, et le contenu de la vapeur d'eau et des aérosols dans l'atmosphère. En outre, le logiciel prend également en compte l'élévation du terrain, un facteur important pour la détermination du rayonnement par ciel dégagé et le calcul plus précis de la température de l'air. (Huld, 2017) La différence entre les trois types de panneaux solaires photovoltaïques est l'étape suivante du calcul du potentiel théorique, qui implique de prendre en compte l'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques. En raison des différentes formes de toits (inclinés ou plats) et des orientations (sud, sud-est, sud-ouest, nord, etc.) qui limitent la flexibilité du placement des panneaux PV sur les toits, le potentiel théorique du PV sur toiture a dû être calculé séparément tandis que le PV en champ libre a été considéré comme plus flexible en termes de placement des panneaux ; par conséquent, les panneaux PV ont été supposés être statiques et avoir une orientation et des angles d'inclinaison optimaux. Le calcul du potentiel théorique du PV sur toiture a été basé sur Mainzer et al. (2014) qui ont développé une méthode pour l'estimation haute résolution du potentiel PV résidentiel sur toiture en Allemagne.

Le potentiel géographique implique le calcul de la surface utilisable, et pour le photovoltaïque sur toiture, la surface utilisable est la surface des toitures dans l'URR. Dans le cas du PV solaire libre (Agro-PV et GM-PV), les zones restreintes par la réglementation telles que les agglomérations urbaines, les réserves de biosphère et les zones de protection de la nature (déterminées par le catalogue de critères BW pour le PV solaire) ont été retirées dans un

premier temps de la zone d'étude totale, puis la zone utilisable (pour le PV libre) restante a été divisée en deux : GM-PV et Agro-PV. Schindele et al. (2020) affirment que l'Agro-PV pourrait être placé sur des zones où des activités agricoles ont lieu puisque le terrain peut être utilisé simultanément pour la production d'énergie et les activités agricoles. D'autre part, la surface utilisable de l'Agro-PV est définie comme les prairies qui sont également utilisées pour l'élevage. La surface utilisable pour l'Agro-PV et le GM-PV a été déterminée par l'analyse minutieuse des ensembles de données CORINE land cover (CLC) pour l'Europe. Ce jeu de données sur l'occupation des sols comprend environ 44 couches représentant différentes classes d'occupation et d'utilisation des sols. Après l'étude des différents ensembles de données et une analyse documentaire approfondie de la définition disponible de l'Agro-PV et de la GM-PV, nous avons attribué les classes de couverture des sols suivantes : terres arables non irriguées, vignobles et plantations d'arbres fruitiers et de baies à la zone utilisable de l'Agro-PV, tandis que les pâturages de couverture des sols constituaient la zone utilisable de la GM-PV. (AEE et al., 2019) De plus, en utilisant les cartes CLC, nous avons également ajouté des classes de couverture terrestre inadaptées aux zones restreintes dans une étape supplémentaire.

Enfin, le potentiel technique prend en compte le rendement de conversion et le ratio de performance des panneaux PV. Ces deux paramètres ont été considérés comme identiques à ceux du photovoltaïque en toiture pour des raisons d'homogénéité.

Pour l'hydroélectricité, nos recherches dans la littérature existante et les études régionales nous ont amenés à calculer le potentiel construit (déjà existant) au lieu du potentiel technique comme dans le cas de l'éolien et du solaire PV. Notre recherche a déterminé que les experts et les producteurs d'énergie dans les trois pays attestent que le potentiel hydroélectrique est presque épuisé dans la région étudiée, en particulier sur le Rhin, en raison des effets néfastes des installations hydroélectriques sur l'écosystème, qui sont développés plus en détail dans notre rapport. En conclusion, les différents experts régionaux en énergie s'accordent clairement sur le fait que le potentiel hydroélectrique régional est pratiquement épuisé et que la voie à suivre pour cette source d'énergie est d'améliorer l'efficacité des installations existantes en les modernisant ou en utilisant des microcentrales hydroélectriques. Ces conditions ont conduit à calculer le potentiel en se basant sur le potentiel déjà existant des centrales hydroélectriques sur le Rhin, le plus grand cours d'eau de la région. (Banque des Territoires, 2010, ICPR, 2015, Axpo, 2018 & EnBW, n.d)

Dans le cas de la bioénergie, nous nous sommes appuyés sur les recherches approfondies publiées par le projet "Biomass OUI" qui a étudié la production d'énergie basée sur les potentiels de la biomasse dans la région du Rhin supérieur, s'est déroulé sur trois ans et s'est achevé en juillet 2015. Le projet était multidisciplinaire et s'est appuyé sur la contribution de divers intervenants tels que des économistes, des ingénieurs, des scientifiques forestiers, des médecins, des biologistes, des chimistes, des géographes et des sociologues provenant d'institutions de recherche de premier plan dans la région trinationale. (Schumacher et al. (Eds.), 2017). Par conséquent, étant donné que le projet "Biomass OUI" est un projet très documenté et complet avec des résultats concrets, les données collectées pour lui par RA1 (groupe de recherche 1) ont été utilisées comme base pour la cartographie du potentiel de la biomasse de l'URR par le RES-TMO. Les chercheurs de ce groupe ont accompli leur tâche en s'appuyant sur "des données statistiques, des cartes, la télédétection et la modélisation du système d'information géographique (SIG)". L'objectif principal était d'établir "un inventaire des ressources en biomasse actuellement disponibles et de l'utilisation des terres dans l'URR" en déterminant, pour chacune des trois sous-régions, "la superficie totale des terres agricoles et les proportions des différentes plantes cultivées et leurs rendements respectifs". (Schumacher et al. (Eds.), 2017) RA1 a produit un inventaire complet qui a été utilisé par nous pour calculer

le potentiel de la biomasse. Dans un premier temps, les différentes sources de biomasse ont été identifiées dans un rapport publié par RA1. Celles-ci comprenaient : les cultures agricoles, la biomasse forestière, et les résidus et déchets organiques. (Weber et al., 2014), Les spécifications de chaque source sont incluses dans notre rapport. La valeur annuelle de chaque source a été calculée en kWh/habitant. Ces valeurs ont ensuite été multipliées par le nombre d'habitants de l'URR pour obtenir une estimation du potentiel actuel de biomasse par an. Il est également important de mentionner que les biocarburants n'ont pas été étudiés pour Biomass Oui ou pour ce projet et que le potentiel estimé pourrait encore augmenter avec l'émergence de nouvelles technologies plus avancées.

2.2 Représentation des distances de connexion des potentiels d'ER précédemment non utilisés

Afin de développer une méthodologie pour calculer les distances de connexion des potentiels d'ER non utilisés calculés dans le premier livrable, les conditions réglementaires générales liées aux énergies renouvelables et les processus de connexion au réseau national de chacun des trois pays ont été étudiés. Nous avons également eu recours à l'avis d'experts afin de comprendre les conditions réelles de raccordement au réseau en Allemagne. Les sections suivantes comprennent une comparaison entre les trois pays des différents sujets mentionnés, et une description plus détaillée peut être lue dans le rapport original.

2.2.1 Structure générale

En Allemagne, les principaux acteurs de la production d'énergie sont confrontés à la concurrence croissante de la production décentralisée d'énergie à partir de SER. En outre, le nombre de gestionnaires de réseaux de transport (GRT) est limité à 4, tandis que le nombre de gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) est beaucoup plus important (environ 900 actuellement). En France, en revanche, il existe un acteur majeur, EDF (Électricité de France), qui détient la plus grande part et était responsable de 79,8 % de la production d'électricité en 2019. Sa position prépondérante peut être attribuée au fait qu'elle monopolisait auparavant la production d'électricité et qu'elle possède et exploite toutes les centrales nucléaires en France. En outre, le réseau de transport est exploité exclusivement par RTE, Réseau de Transport d'Électricité, le seul GRT en France qui faisait partie d'EDF avant 2012. (Guénaire et al., 2020) En Suisse, environ 80 entreprises, pour la plupart entièrement ou partiellement détenues par l'État au niveau cantonal ou municipal, contribuent à la production d'électricité. Swissgrid est la société nationale de réseau et le GRT et il existe environ 700 GRD. (Scholl, 2020)

En ce qui concerne la production d'électricité, les énergies renouvelables (y compris l'énergie éolienne et l'énergie solaire) représentaient en 2020, selon l'AIE, 31,20 % du mix électrique en Allemagne, 10,20 % en France et 3,72 % en Suisse. Alors que les énergies renouvelables contribuent le plus à la production d'électricité en Allemagne et sont suivies par le charbon, en France, la principale source d'énergie pour l'électricité est le nucléaire, suivi par l'hydroélectricité, et en Suisse, l'ordre est inversé puisque l'hydroélectricité est suivie par l'énergie nucléaire. (AIE, s.d.)

2.2.2 Conditions réglementaires

En Allemagne, la loi sur les sources d'énergie renouvelables, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), contrôle l'alimentation prioritaire des sources d'énergie renouvelables dans le réseau depuis sa première introduction en avril 2000. L'EEG a été révisée à plusieurs reprises au fil des ans et la dernière version trouvée est l'EEG 2021 selon le site Web du ministère fédéral de la justice et de la protection des consommateurs. L'objectif de l'EEG est de synchroniser le développement des technologies des énergies renouvelables avec l'expansion du réseau et d'améliorer l'intégration des SER sur le marché. (50 Hertz, 2020a)

En France, le président de la République a signé la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. Cette loi a transposé une partie du paquet législatif de l'UE " Une énergie propre pour tous les Européens " qui est composé de quatre directives et quatre règlements publiés entre juin 2018 et juin 2019. (Guénaire et al., 2020) Cette loi est soutenue par plusieurs ordonnances. Les raisons derrière cette loi sont d'honorer les engagements, que la France a pris à l'Accord de Paris en 2015. (Boring, 2019)

En Suisse, la loi sur l'énergie (Energiegesetz, EnG) a été entièrement révisée, votée et adoptée par le corps électoral suisse en mai 2017 par référendum. Le Parlement a jugé cette révision nécessaire afin d'introduire des mesures de soutien qui contribuent à la mise en œuvre par étapes de la Stratégie énergétique 2050. La Stratégie énergétique 2050 vise à réduire la consommation d'énergie, à augmenter l'efficacité énergétique et à promouvoir les énergies renouvelables. En outre, un soutien est également accordé pour aider les centrales hydroélectriques à couvrir leurs coûts de production. D'autres lois modifiées permettent également d'introduire des mesures en faveur de la stratégie. Par ailleurs, l'ordonnance sur l'énergie (Energieverordnung, EnV) règle entre autres l'aménagement du territoire en lien avec les énergies renouvelables, la compensation des mesures de rénovation des centrales hydroélectriques, les mesures de soutien dans le secteur de l'énergie et la coopération internationale dans le cadre de l'EnG.

2.2.3 Procédure de connexion au réseau

En Allemagne, la procédure de connexion au réseau est élaborée dans des sections dédiées de l'EEG en termes de procédure et de règles qui régissent l'échange entre les opérateurs de centrales et les opérateurs de réseau. Parmi les trois pays de la zone d'étude, l'Allemagne est le seul pays qui stipule clairement dans ses lois que les projets d'énergie renouvelable doivent bénéficier d'une priorité de rachat. Notamment, la section 12 de l'EEG (§ 12) qui stipule que :

"Le gestionnaire de réseau est tenu d'optimiser, de renforcer et d'étendre immédiatement le réseau selon la technologie disponible la plus avancée, à la demande d'un exploitant d'installation de production d'énergie renouvelable souhaitant injecter de l'électricité dans le réseau, de manière à garantir l'achat, le transport et la distribution d'électricité provenant de sources renouvelables. Cette obligation s'étend aux exploitants de réseaux auxquels l'installation est directement raccordée et aux réseaux en amont de tension plus élevée (110 kV), à condition que le renforcement du réseau soit nécessaire pour garantir l'achat, le transport et la distribution de l'électricité. Les exploitants de centrales ont droit à l'extension à condition qu'elle soit économiquement raisonnable." (EEG, 2021)

En France, en revanche, la procédure de raccordement peut varier et dépend de la capacité de l'installation et du fait que l'installation doit être raccordée au réseau haute ou basse tension. Si le projet à raccorder a une capacité supérieure ou égale à 12 MW, alors la demande de raccordement sera soumise au GRT français RTE (RTE, n.d.). Les GRD français peuvent également traiter les demandes de raccordement au réseau des projets en fonction de leur capacité. Pour l'essentiel, les directives générales de procédure suivent une structure similaire. (Enedis, n.d.) Selon le GRT français, RTE, il existe différentes étapes, certaines obligatoires et d'autres facultatives, pour établir un raccordement au réseau.

En Suisse, Swissgrid, la société nationale d'exploitation du réseau, doit garantir à des tiers un accès non discriminatoire au réseau. L'accord technique et les conditions sont fixés sous forme de contrat entre Swissgrid et le producteur d'électricité. (Scholl et al., 2020) Pour pouvoir raccorder un projet au réseau, l'exploitant de l'installation doit signer un contrat de

raccordement au réseau (NAV, Netzanschlussvertrag) dont les conditions générales sont indiquées dans l'annexe 2 (Anhang 2). Les "Conditions générales pour le raccordement au réseau de transport suisse" (ABNA) fixent les conditions cadres pour le raccordement des systèmes au réseau de transport suisse. Les systèmes peuvent être de différents types tels que des générateurs, des installations de stockage, des réseaux de distribution ou des utilisateurs finaux. Le fait que les conditions générales soient remplies est une condition préalable importante et intégrale à la signature d'un contrat de raccordement au réseau. (Swiss grid, 2017)

2.2.4 Le réseau électrique

Les composants de la grille

Les composants pertinents du réseau qui sont étudiés ici en tant que parties du réseau électrique sont les sous-stations, les transformateurs et les structures de transmission :

1) Sous-stations

Les sous-stations sont "les points du réseau électrique où les lignes de transmission et les lignes d'alimentation de distribution sont reliées entre elles par des disjoncteurs ou des commutateurs via des barres omnibus et des transformateurs. Cela permet de contrôler les flux d'énergie dans le réseau et d'effectuer des opérations générales de commutation à des fins de maintenance." (Bayliss & Hardy, 2012, Résumé de l'éditeur)

"Dans le système de distribution, les transformateurs prennent généralement des tensions moyennes, ou "primaires", mesurées en milliers de volts et les convertissent en tensions secondaires - comme 120, 240 ou 480 volts - qui peuvent être livrées en toute sécurité aux foyers et aux entreprises du monde entier." (Bhattacharya, 2017)

2) Transformers

Un transformateur est un dispositif qui transfère l'énergie électrique, en augmentant ou en diminuant la tension, entre deux circuits alternatifs en utilisant l'induction électromagnétique. (Britannica, 2021)

En outre, il existe différents types de transformateurs que l'on peut trouver dans les sous-stations. "Les transformateurs des sous-stations peuvent être classés en différents groupes (éventuellement disjoints), en ce qui concerne leurs niveaux de tension (niveaux de puissance), leur fonction dans un réseau électrique, leur classe d'isolation ou leur construction, etc." (Rafique, 2018, section 3.1.5).

- a) " Sous-station de transmission : pour connecter deux ou plus de deux lignes de transmission, via des disjoncteurs de réseau. Ces transformateurs sont insérés dans le système de réseau pour améliorer le rendement énergétique du système en réduisant les pertes des lignes de transmission.
- b) Poste de distribution : pour décimer le niveau de puissance pour les consommateurs du niveau de distribution, un transformateur de distribution est utilisé.
- c) Sous-station collectrice : généralement des transformateurs élévateurs, généralement connectés pour augmenter le niveau de puissance du niveau de production, par exemple, dans les champs d'éoliennes pour les consommateurs à haut niveau de puissance.
- d) Sous-station de conversion : ces dispositifs peuvent modifier certains paramètres importants comme la fréquence du signal appliqué." (Rafique, 2018, section 3.1.5)

3) Structures de transmission (poteaux, tours)

"Les structures de transmission supportent les conducteurs de phase et les fils de blindage d'une ligne de transmission. Les structures couramment utilisées sur les lignes de transmission sont soit de type treillis, soit de type poteau. Les structures en treillis sont généralement composées de sections angulaires en acier. Les poteaux peuvent être en bois, en acier ou en béton. Chaque type de structure peut également être autoportant ou haubané. Les structures peuvent avoir l'une des trois configurations de base : horizontale, verticale ou delta, selon la disposition des conducteurs de phase." (Fang et al., 1999, Introduction et application, p. 1)

La structure de la grille

Selon le gestionnaire de réseau de transport (GRT) allemand, 50 Hertz, le réseau électrique est divisé en quatre niveaux. (50 Hertz, 2020b)

- 1) Le réseau à très haute tension (220 kV à 380 kV)
- 2) Le réseau haute tension (110 kV)
- 3) Le réseau de distribution moyenne tension (3kV à 30 kV)
- 4) Le réseau de distribution basse tension (230 V ou 400 V)

En outre, les projets d'énergie renouvelable peuvent être connectés à tous les niveaux ci-dessus en fonction de leur capacité. Par exemple, les grands projets d'énergie renouvelable, comme les projets d'énergie éolienne en mer et sur terre, ainsi que les grandes centrales hydroélectriques et les centrales à accumulation par pompage, sont connectés au réseau à très haute tension. Le réseau haute tension peut accueillir des installations d'énergie renouvelable de taille moyenne, telles que des éoliennes terrestres et des installations photovoltaïques à grande échelle, ainsi que des centrales hydroélectriques et de pompage-turbinage de taille moyenne. Les installations d'énergie renouvelable de plus petite taille, telles que les éoliennes terrestres, les panneaux photovoltaïques, les installations sur les toits, les centrales à biomasse et les petites centrales hydroélectriques et de pompage, peuvent être connectées au réseau de moyenne tension. Enfin, le réseau de distribution basse tension peut également être alimenté en électricité produite par de petites installations d'énergie renouvelable telles que les éoliennes terrestres et les installations sur les toits des ménages, ainsi que par de petites centrales électriques décentralisées telles que les centrales de cogénération. (50 Hertz, 2020b)

2.2.5 Hypothèses

La procédure de raccordement au réseau peut varier d'un projet à l'autre et d'un pays à l'autre, car chaque projet est évalué individuellement avant d'être raccordé au réseau. Les projets peuvent également varier en termes de capacité et en se référant à la structure du réseau, les projets potentiels d'énergie renouvelable peuvent être connectés aux quatre niveaux en fonction de leur capacité de production. Dans le cas de l'estimation de l'URR, il n'y a pas un projet spécifique (avec des frontières définies et une capacité spécifique) à évaluer. En outre, l'étude de la connexion au réseau consiste en une analyse approfondie des conditions spécifiques et des flux d'énergie et est réalisée au niveau régional en général et, plus spécifiquement, au niveau du projet, ce qui signifie que la capacité du projet et son emplacement exact doivent être connus. Enfin, les potentiels d'énergie renouvelable dans l'URR trouvés dans le rapport 2.1.1 sont cartographiés en fonction de leur surface utilisable. La surface utilisable est répartie de manière continue sur l'ensemble de la région URR et non sous la forme de grappes discrètes qui constituent des projets possibles à des endroits spécifiques. En outre, il n'existe pas de spécifications dans chacun des trois pays qui déterminent les distances minimales ou maximales qu'un projet potentiel doit avoir par rapport au réseau pour pouvoir être exécuté. Par ailleurs, les données disponibles pour la structure du réseau régional sont une cartographie des différents composants ponctuels du réseau

(sous-stations, structures de transmission et transformateurs), comme décrit dans la section Informations générales.

Par conséquent, en raison des conditions énoncées ci-dessus, plusieurs hypothèses ont été formulées. Tout d'abord, parce que les potentiels sont décrits sous la forme d'une zone continue et non sous la forme de groupes de projets (chacun avec une capacité spécifique et des frontières définies liées à chacun) qui peuvent être mis en correspondance avec un certain niveau de réseau. De plus, il n'est pas possible dans ce cas d'effectuer une évaluation régionale des flux énergétiques. Par conséquent, l'étude de la proximité des potentiels SER par rapport au réseau a dû être réalisée de manière statistique. Deuxièmement, les distances choisies dans la méthodologie sont basées sur des hypothèses qui ont été choisies logiquement mais au hasard afin d'évaluer la proximité du potentiel par rapport au réseau. Troisièmement, le réseau a été supposé être une somme de ses différentes composantes ponctuelles, qui sont décrites ci-dessus.

2.2.6 Méthodologie

Afin d'étudier la proximité du réseau électrique des potentiels calculés dans le rapport 2.1.1, une méthode statistique a été utilisée pour calculer les distances qui séparent les potentiels SER du réseau. Cette méthode considère le réseau comme un regroupement de ses différents composants ponctuels (poteaux, pylônes, sous-stations) et le potentiel EnR comme une surface terrestre répartie sur l'ensemble de la zone d'étude. Les sous-stations et les transformateurs sont considérés ensemble car la plupart des transformateurs se trouvent dans les sous-stations.

En calculant la surface des potentiels précédemment trouvés qui est située à proximité de ces différentes composantes ponctuelles, il est possible de tirer certaines observations sur la proximité des potentiels d'énergie renouvelable non utilisés par rapport au réseau.

Dans un premier temps, une zone tampon a été créée autour des différents composants du réseau (poteaux, pylônes, sous-stations) à différentes distances (500 m, 1 km, 2 km) afin de créer quatre zones de proximité par composant de réseau où :

- 1) Zone A : Les zones utilisables situées dans cette zone sont situées à 500 m ou moins du point de raccordement au réseau le plus proche.
- 2) Zone B : Les zones utilisables situées dans cette zone se trouvent dans un rayon de 500 m à 1 km du point de raccordement au réseau le plus proche.
- 3) Zone C : Les zones utilisables situées dans cette zone se trouvent dans un rayon de 1 à 2 km du point de raccordement au réseau le plus proche.
- 4) Zone D : Les zones utilisables situées dans cette zone sont situées à plus de 2 km du point de connexion au réseau le plus proche.

Dans les figures 2.2, 2.3 et 2.4, les quatre zones de proximité (A, B, C et D) sont représentées autour de chaque élément de la grille (poteaux, tours et sous-stations respectivement) pour indiquer les zones significatives dans cette étude.

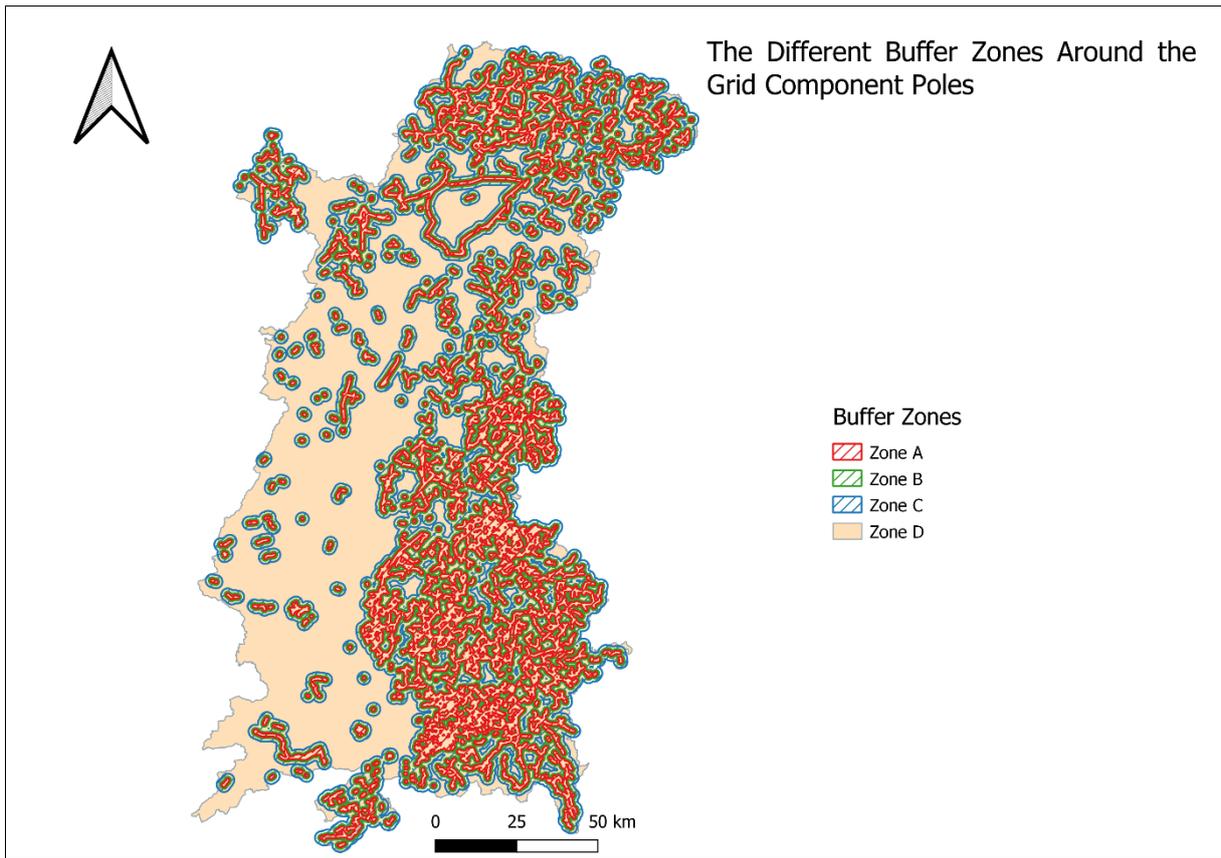


Figure 2.2 : Zones tampons autour des poteaux

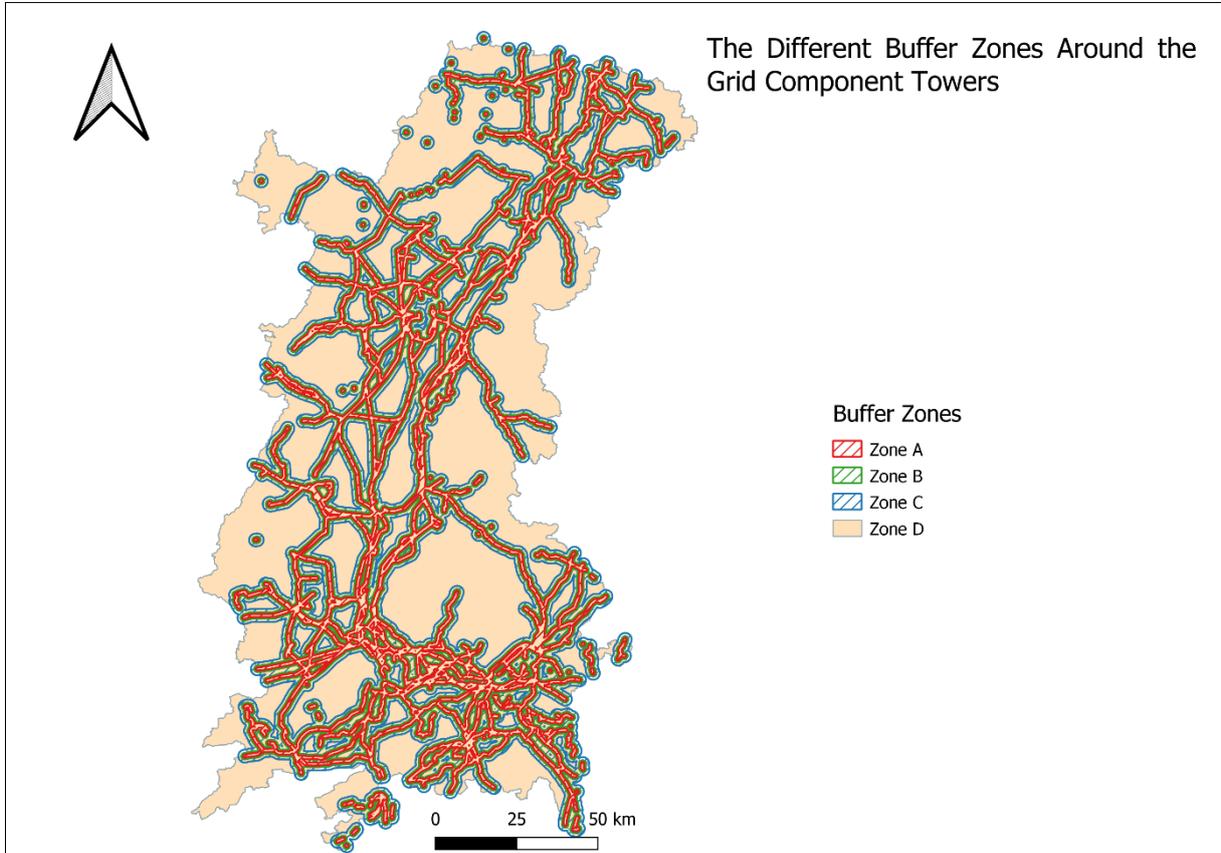


Figure 2.3 : Zones tampons autour des tours

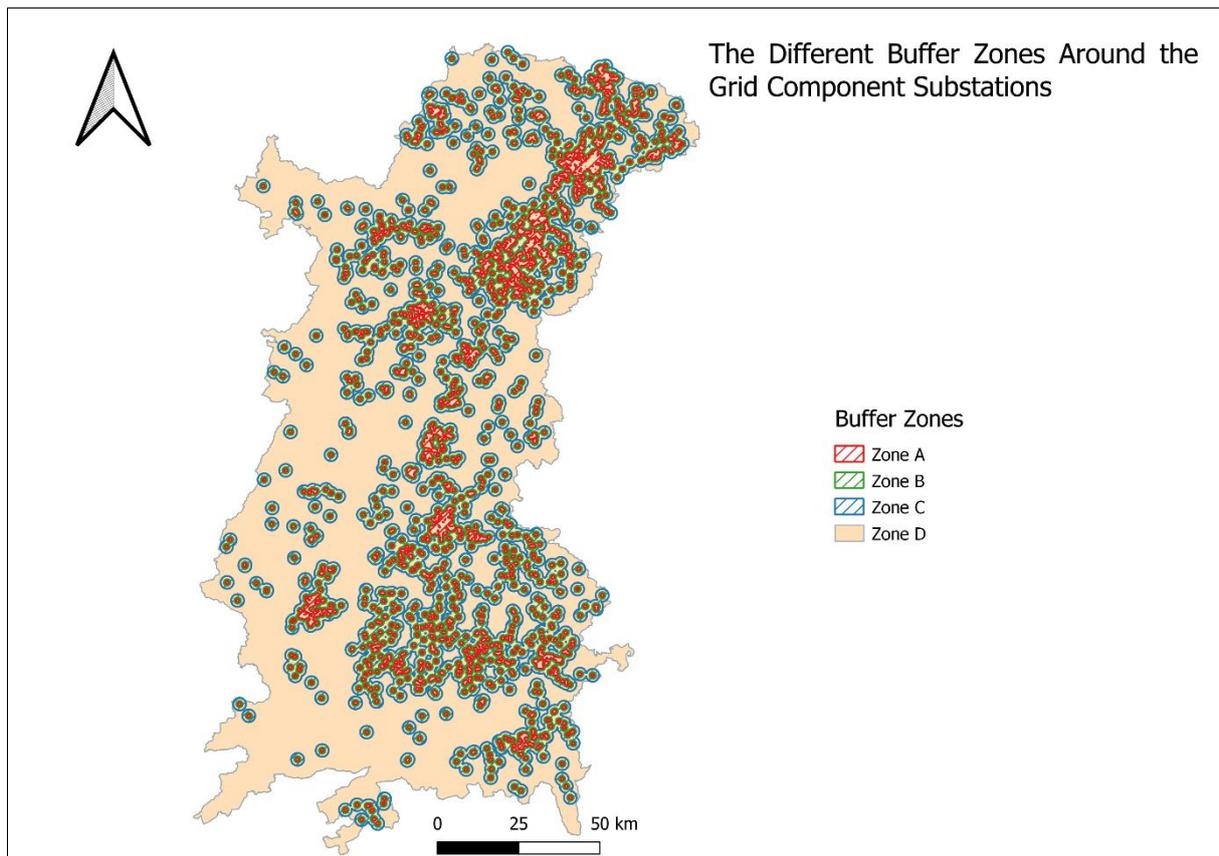


Figure 2.4 : Zones tampons autour des sous-stations

A ce stade, les zones des composants du réseau sont analysées individuellement. Si l'on prend comme exemple les tours qui font partie du réseau électrique, la méthode est la suivante :

- a) L'aire des quatre zones de proximité (zones A, B, C et D) cartographiées autour des tours est croisée avec les aires utilisables de chaque SER, éolienne, solaire PV (Agro-PV, PV au sol et PV en toiture). La zone d'intersection résultante constitue la zone utilisable située dans chaque zone. Les figures ci-dessous illustrent l'exemple des zones de proximité autour des tours des composants du réseau. La même méthode est répétée pour les deux autres composants du réseau. Les figures 2.5, 2.6, 2.7 et 2.8 illustrent un exemple des résultats des tours des composants de la grille. La figure 2.5 montre le potentiel d'ER pour chaque source (GM-PV, Agro-PV, Wind, & Rooftop PV) située dans la zone A autour des tours. La figure 2.6 montre le potentiel d'ER autour de la zone B. La figure 2.7 montre les potentiels d'ER situés dans la zone C et la figure 2.8 les potentiels d'ER de la zone D autour des tours des composants du réseau.

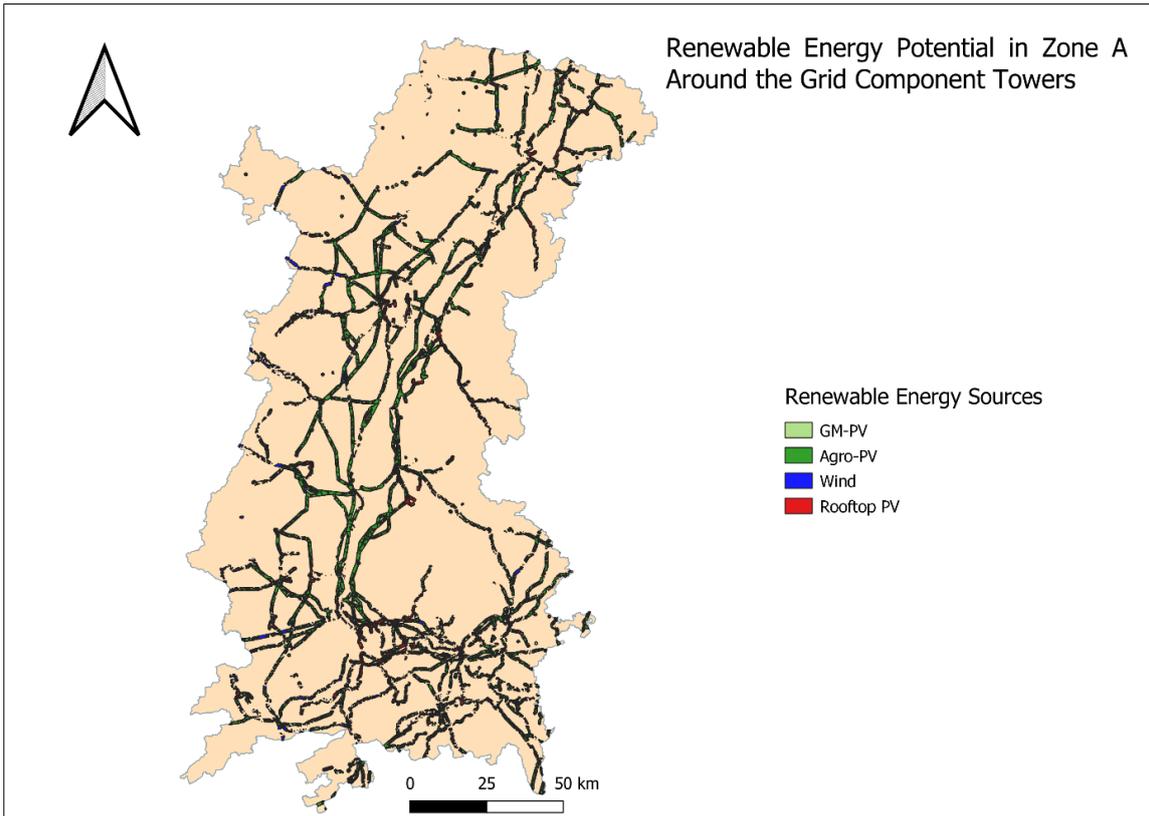


Figure 2.5 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone A autour des tours des composants du réseau.

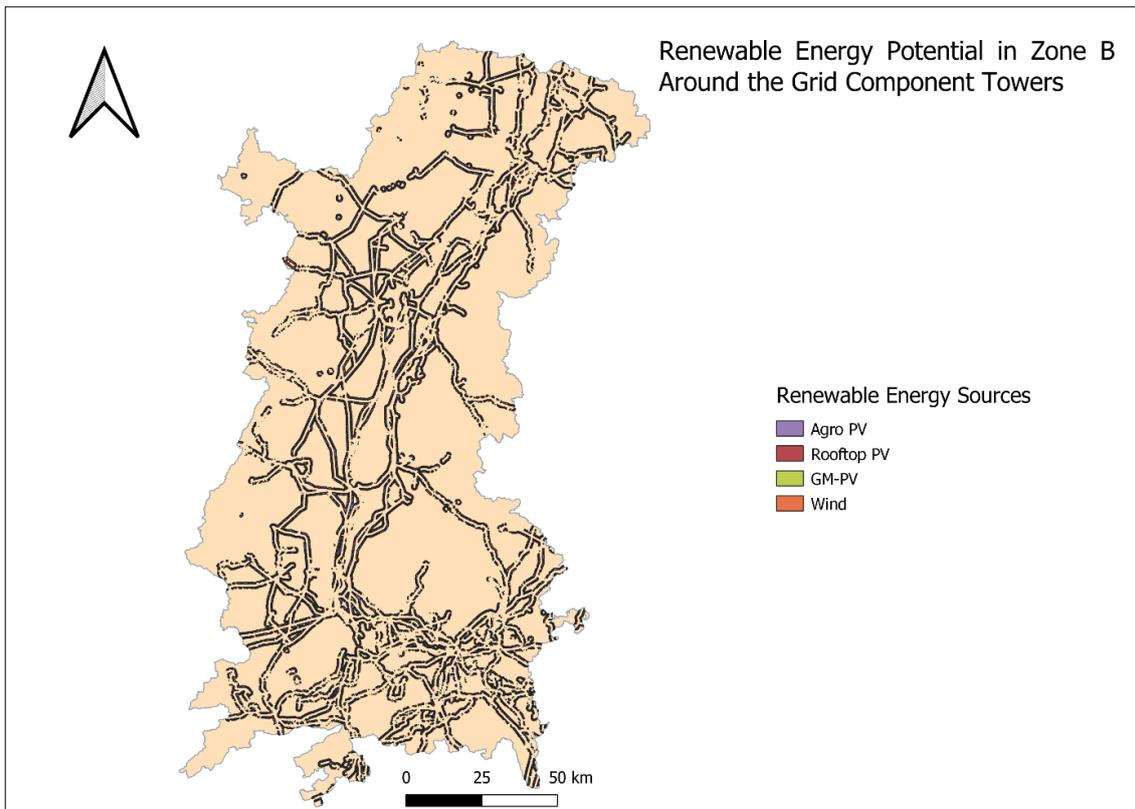


Figure 2.6 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone B, autour des tours des composants du réseau.

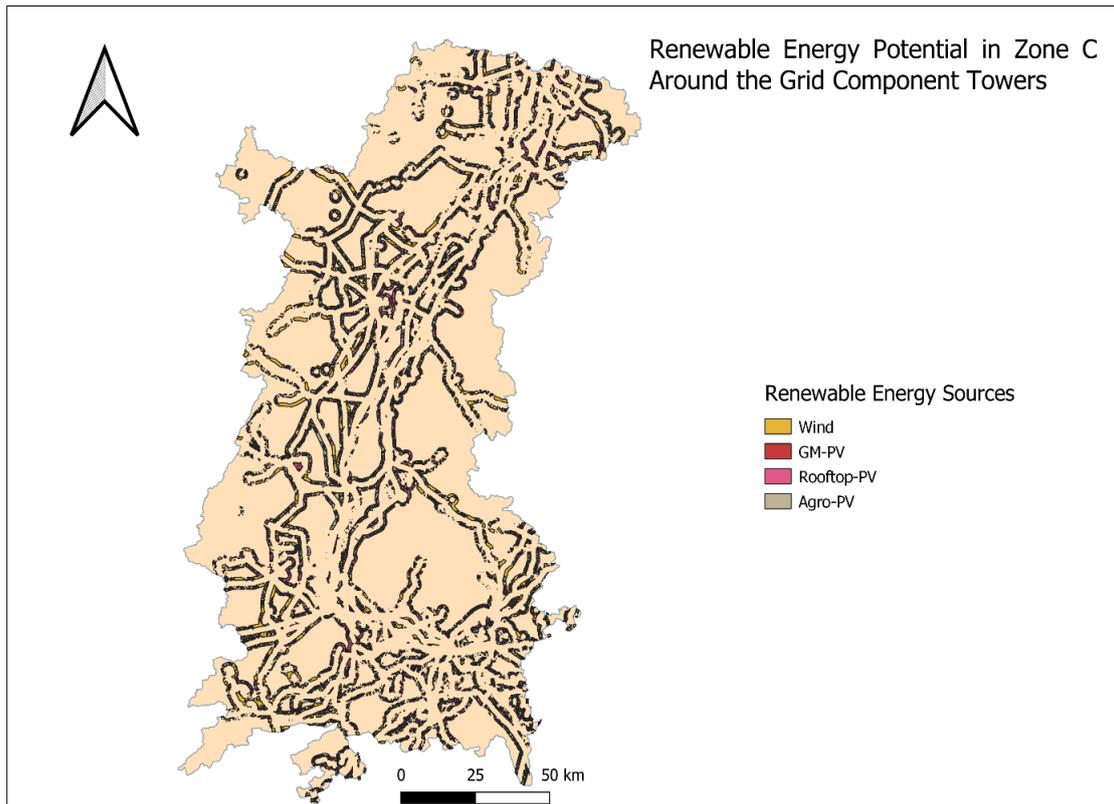


Figure 2.7 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone C, autour des tours des composants du réseau.

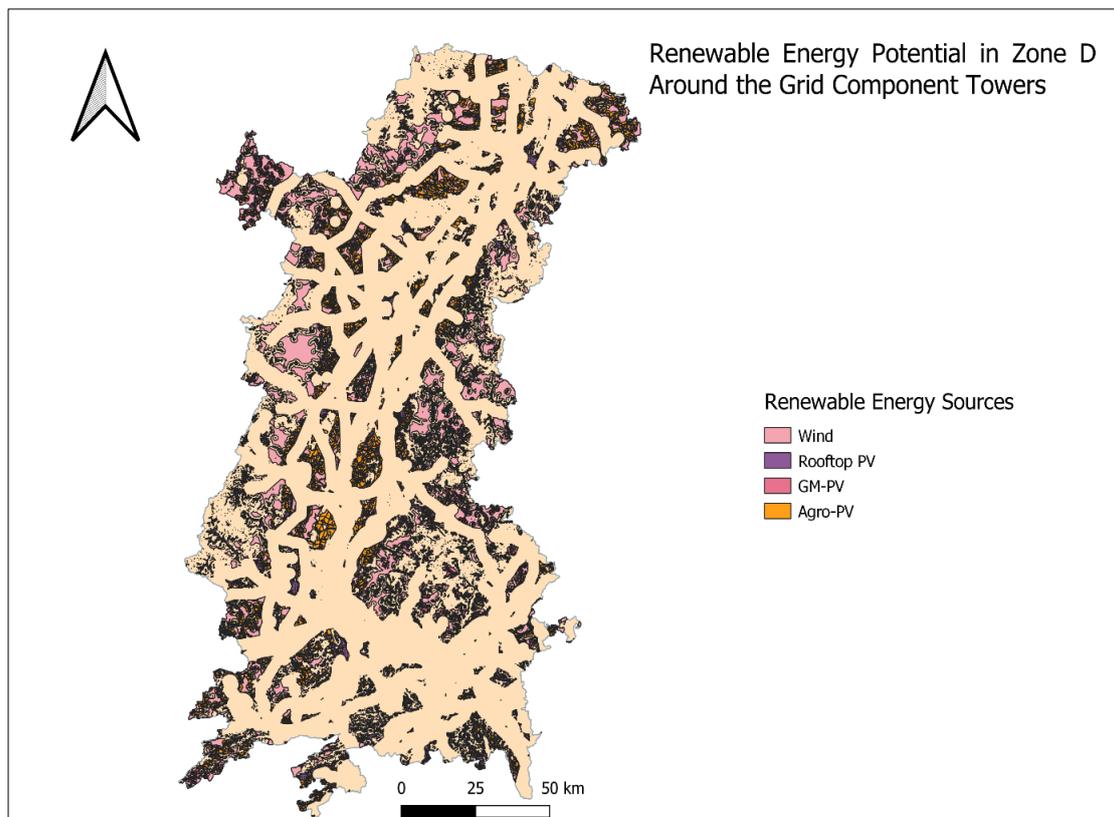


Figure 2.8 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone D autour des tours de la composante réseau

- b) Pour chaque combinaison de zone (A, B, C et D) et de SER (éolienne, solaire PV (Agro-PV, GM-PV et PV sur toiture), la surface résultante de l'intersection est divisée par la

surface totale utilisable de la SER et le rapport obtenu (appelé rapport de proximité) est donné en %. Le ratio de proximité est calculé par rapport à la surface totale utilisable de la source d'énergie renouvelable. Il représente donc le ratio de la surface se trouvant dans la zone tampon par rapport à la surface totale, par source d'énergie renouvelable et par composant du réseau, en %. Des valeurs plus élevées des ratios de proximité ne se traduisent pas par une plus grande surface utilisable dans les zones de proximité, mais signifient plutôt qu'une plus grande partie de la surface utilisable totale de la source d'énergie renouvelable se trouve dans les zones de proximité.

- c) Une fois les calculs terminés pour chaque élément du réseau, les valeurs moyennes des ratios de proximité sont calculées et les résultats sont présentés en termes de proximité globale du réseau par rapport aux différentes SER.

2.2.7 Résultats

Méthode de validation

En utilisant une méthodologie plus basique pour estimer la surface nécessaire pour répondre à la demande énergétique de l'URR par les différentes sources d'énergie renouvelable (principalement solaire et éolienne), le groupe de travail 3 (WP3) a pu obtenir une estimation maximale et minimale du potentiel par zone de la région (en TWh/km²). Leur point de départ était l'irradiation solaire et la vitesse du vent et le résultat final était deux scénarios pour chaque source d'énergie renouvelable, un meilleur cas et un pire cas sous la forme d'une gamme de zone (du minimum au maximum) nécessaire pour fournir 100% de la demande énergétique de l'URR. La superficie maximale est la superficie nécessaire pour répondre à la demande lorsque les pires conditions sont prises en compte (valeur la plus faible pour le rayonnement solaire ou la vitesse du vent dans la région) et la superficie minimale est la superficie nécessaire pour répondre à la demande lorsque les meilleures conditions sont prises en compte (valeur la plus élevée pour le rayonnement solaire ou la vitesse du vent dans la région). Bien qu'il y ait des différences dans la méthodologie utilisée par les deux paquets, la gamme de superficie calculée par le WP3 a fourni une bonne échelle de mesure pour la précision des résultats obtenus par le WP2 et a conduit à plus d'investigations sur les potentiels des ER. De plus, la gamme obtenue pour l'étude du WP3 a fourni une base de comparaison et de validation des résultats du WP2, d'autant plus qu'il n'y a pas d'étude précédente similaire réalisée sur la région en question pour la comparer. Par conséquent, les résultats inclus ci-dessous sont les résultats finaux, validés et comparés à l'échelle du WP3.

Potentiel de l'énergie éolienne

Le potentiel total d'énergie éolienne a été estimé à 128 TWh/an. La figure ci-dessous montre les zones utilisables pour l'éolien (en couleur) et les zones restreintes (en blanc). Les résultats sont également présentés par pays et comme on peut le constater, la France a le potentiel technique le plus élevé, suivie de l'Allemagne et de la Suisse.

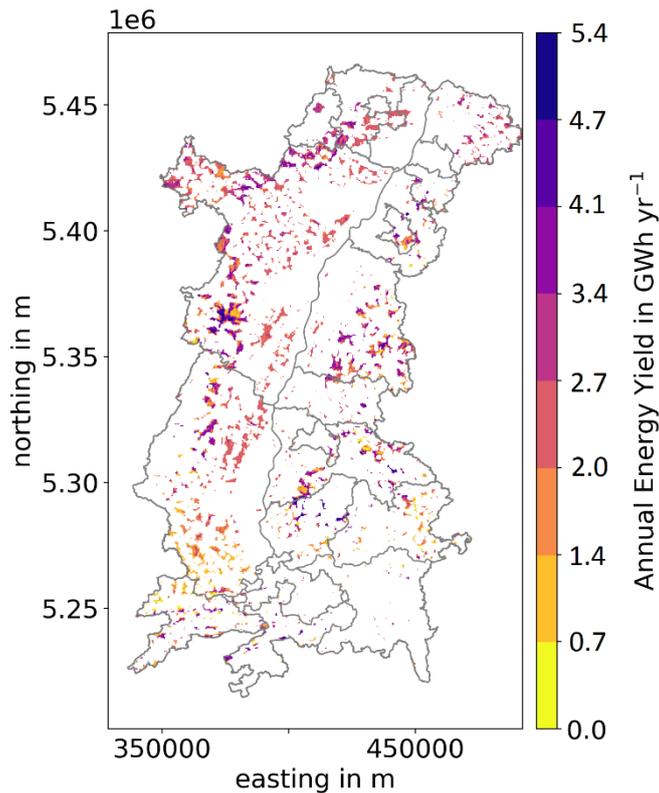


Figure 2.9 : La distribution affinée du potentiel d'énergie éolienne dans l'URR

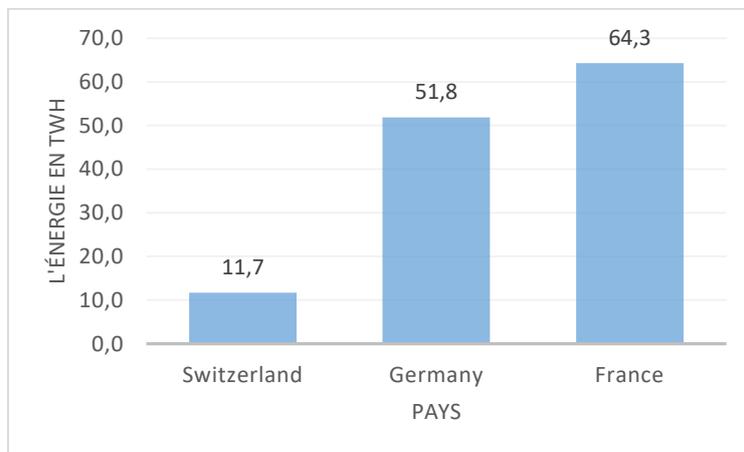


Figure 2.10 : Répartition du potentiel éolien affiné par pays dans l'URR en TWh/an

Potentiel solaire photovoltaïque

Le photovoltaïque solaire a été divisé en Agro-PV, GM-PV et photovoltaïque sur toiture. Les résultats présentés sont également divisés en conséquence.

Agro-PV

Le potentiel total d'Agro-PV a été estimé à 91,5 TWh par an. Dans ce cas, les résultats sont présentés par commune, ce qui signifie que la surface utilisable n'est pas représentée dans la figure ci-dessous. Les résultats montrent également que la France a la plus grande part du potentiel technique dans cette catégorie, suivie par l'Allemagne et la Suisse, comme dans le cas de l'éolien.

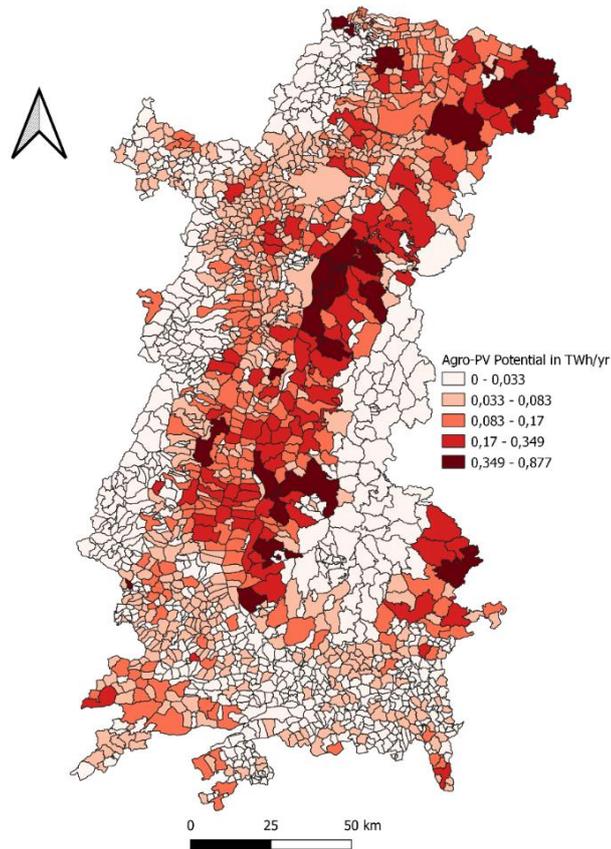


Figure 2.11 : Le potentiel Agro-PV affiné dans l'URR en TWh/an par municipalité

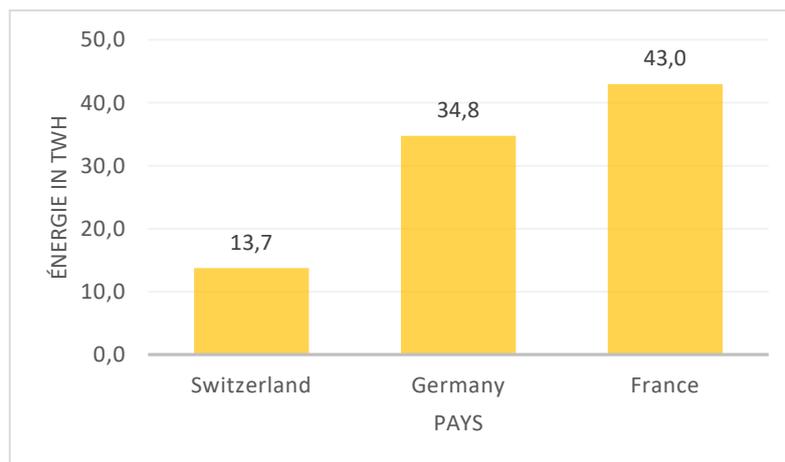


Figure 2.12 : Distribution affinée du potentiel Agro-PV par pays dans l'URR en TWh/an

GM-PV

Le potentiel total de GM-PV a été estimé à 68 TWh/an. Comme dans le cas de l'Agro-PV, les potentiels GM-PV sont présentés par municipalité. L'Allemagne est le pays où la part du potentiel technique est la plus élevée.

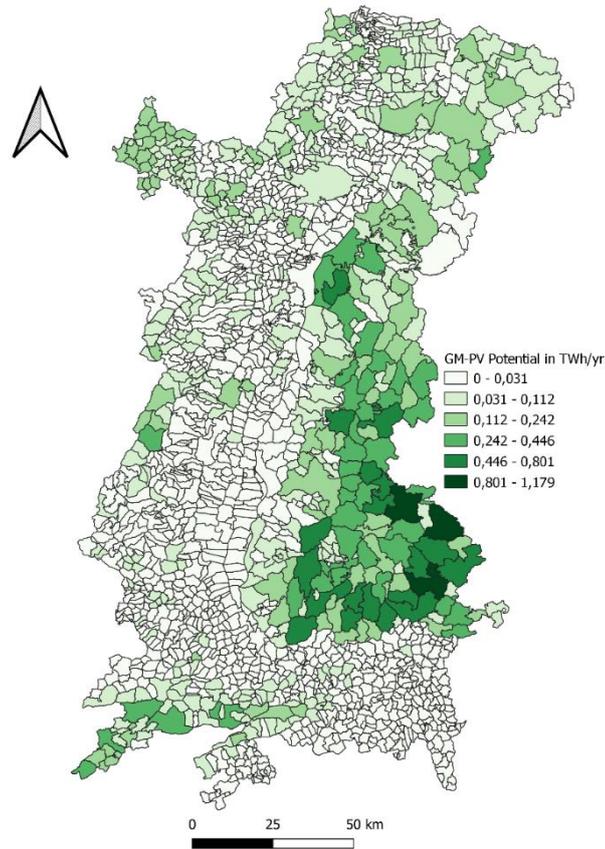


Figure 2.13 : Le potentiel GM-PV affiné dans l'URR en TWh/an par municipalité

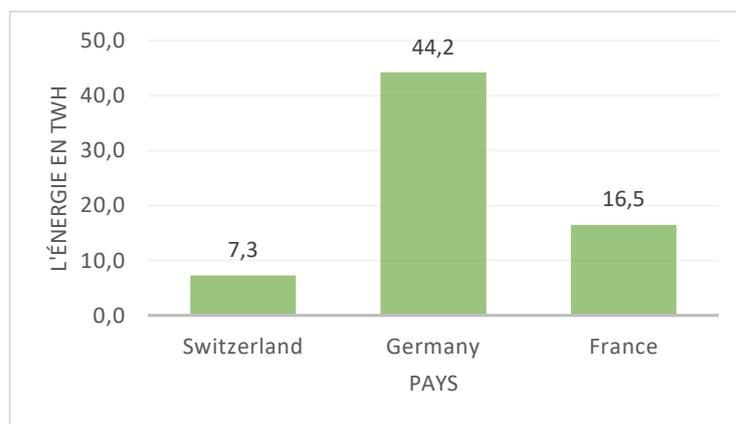


Figure 2.14 : Répartition du potentiel GM-PV affiné par pays dans l'URR en TWh/an

PV en toiture

Les résultats de l'étude sur le photovoltaïque en toiture montrent que l'Allemagne a le potentiel technique le plus élevé par rapport aux autres pays inclus dans l'étude. En outre, le potentiel technique total a été estimé à 52,2 TWh/an.

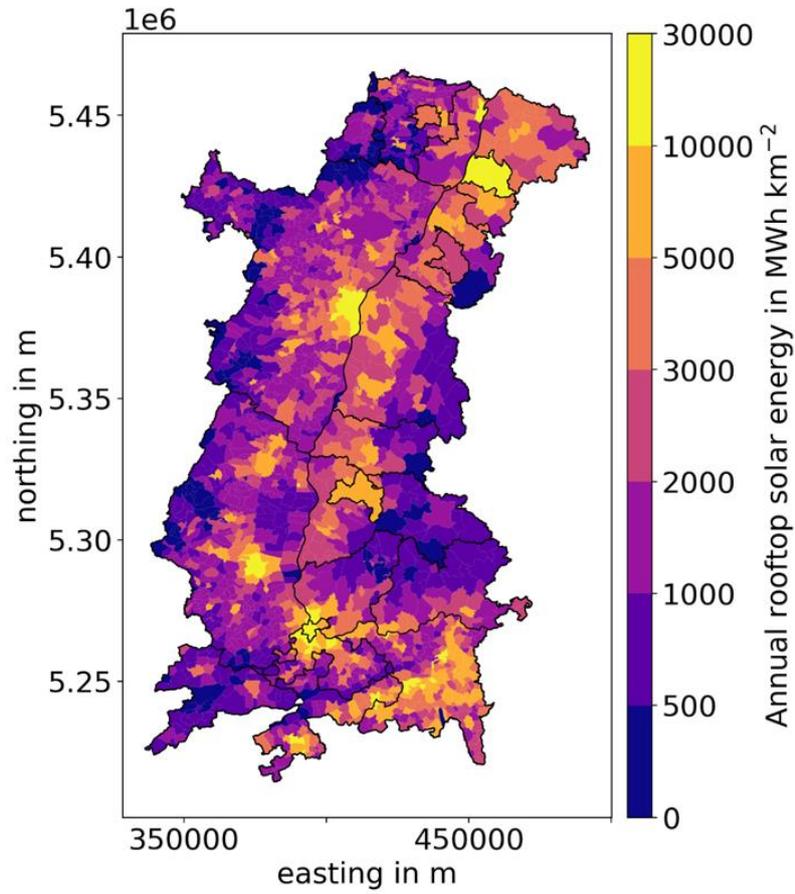


Figure 2.15 : Distribution spatiale du potentiel photovoltaïque annuel en toiture dans l'URR

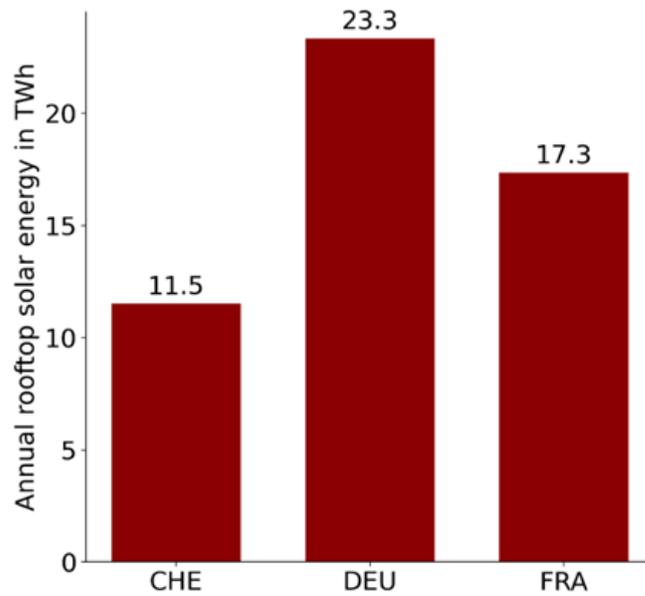


Figure 2.16 : Potentiel annuel du solaire photovoltaïque en toiture dans les trois pays de l'URR

Énergie hydroélectrique

Le potentiel hydroélectrique est le potentiel déjà existant tel que mentionné précédemment dans la méthodologie du rapport 2.1.1. Du côté français, selon EDF (n.d.), les 10 turbines franco-allemandes produisent en moyenne 10 TWh par an. Du côté germano-suisse, selon Axpo (2018), les 11 turbines délivrent près de 5 TWh d'électricité par an. En supposant que l'énergie produite puisse être répartie équitablement sur les 11 turbines, 8 turbines auraient une production combinée de 3,6 TWh. Les résultats sont représentés en deux catégories selon les pays qui bordent le Rhin.

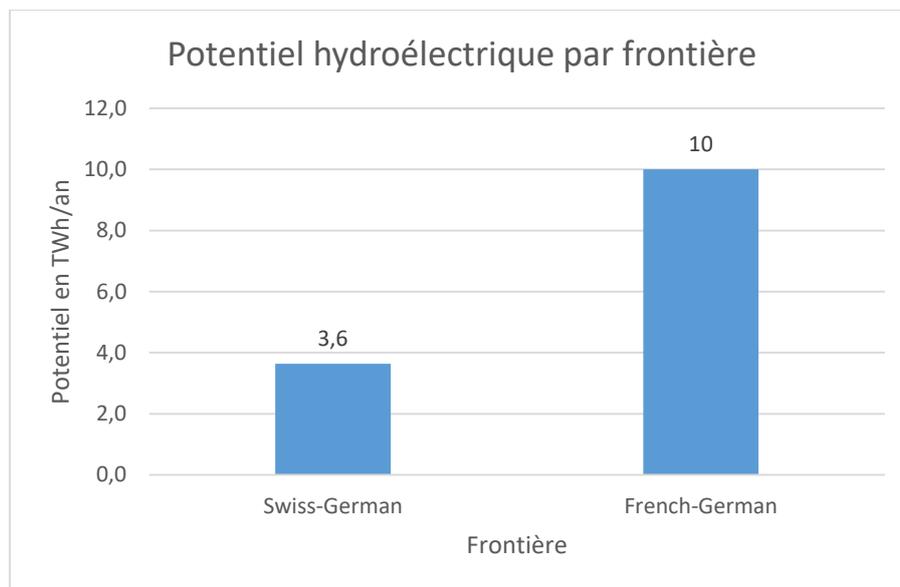


Figure 2.17 : Potentiel hydroélectrique annuel par frontière de pays dans l'URR

Biomasse et bioénergie

Le potentiel réel de la biomasse a été estimé à 5,2 TWh. Comme mentionné dans la section méthodologie, les résultats sont basés sur les données collectées pour le projet "Biomass Oui" et ont été calculés en multipliant les potentiels par habitant de chaque source de biomasse identifiée ci-dessus par les habitants de la région ; par conséquent, les résultats se trouvent à une échelle plus grande que l'échelle municipale en raison de la disponibilité des données.

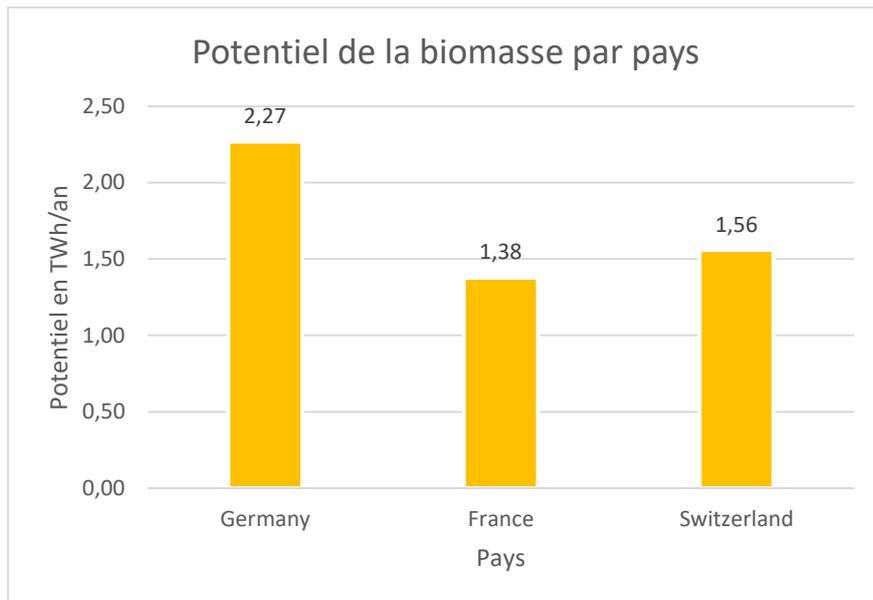


Figure 2.18 : Potentiel annuel de biomasse par pays dans l'URR

Yearly Biomass Potential in the URR

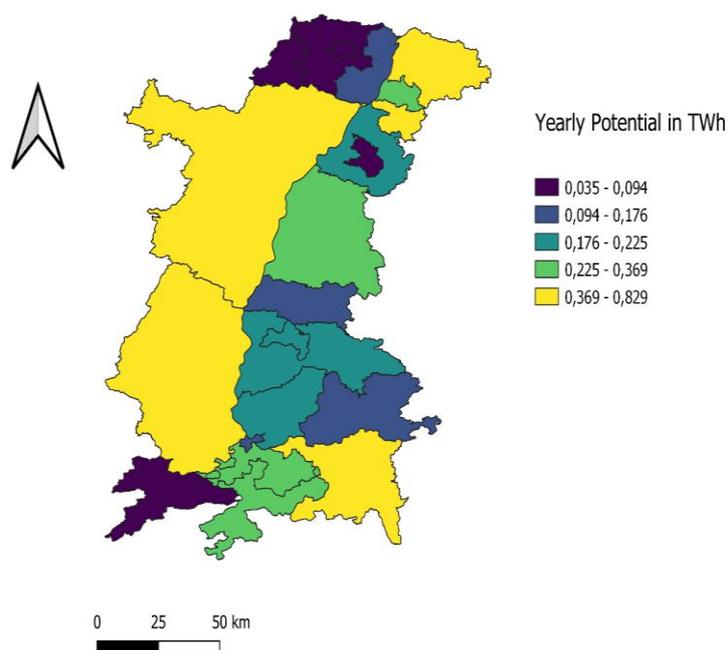


Figure 2.19 : Potentiel annuel de la biomasse dans l'URR

Le potentiel total

Selon Fraunhofer ISE (Ed.) (2020), le solaire photovoltaïque et l'éolien sont considérés comme les piliers de l'approvisionnement énergétique futur. Ils constituent la majeure partie du potentiel de la région et l'objet de notre étude. Les résultats finaux du potentiel se trouvent dans le tableau ci-dessous.

La somme des potentiels techniques de l'éolien et du solaire photovoltaïque dans l'URR est d'environ 340 TWh/an. Le solaire photovoltaïque est la plus grande source d'énergie renouvelable de la région avec un potentiel total d'environ 212 TWh/an. L'énergie solaire photovoltaïque est suivie par l'énergie éolienne (128 TWh), qui est la deuxième source d'énergie renouvelable la plus importante. Parmi les potentiels du solaire PV, le plus grand potentiel est celui de l'Agro-PV, suivi du GM-PV et enfin du PV sur les toits. Toutefois, en ce qui concerne l'énergie produite par km², le PV-MG a le potentiel le plus élevé, tandis que le PV-Agro et le PV sur toiture présentent des densités énergétiques comparables. Si l'on ajoute les potentiels solaire PV et éolien aux autres SER (hydroélectricité et biomasse) dont le potentiel est réel, le potentiel des SER atteint une valeur de près de 359 TWh/an. Le tableau 2.1 présente les résultats répartis par source.

Tableau 2.1 : Potentiel final des ER dans l'URR, y compris les raffinements effectués pour l'éolien et le solaire.

Source RE	Potentiel annuel (en TWh)
Vent	128
Toitures solaires photovoltaïques	52.2
Solaire PV Agro	91.5
Solar PV GM	68
Biomasse	5.2
Énergie hydroélectrique	13.6

Potentiel construit

Le projet Interreg TRION-climate, a évalué les sources d'énergie renouvelables dans la même zone d'étude et a abouti à une carte composée de toutes les installations d'énergie renouvelable dans la région (carte des meilleures pratiques). La carte ci-dessous est tirée du rapport TRION-climate pour 2019. (<https://trion-climate.net/energieanlagen>).

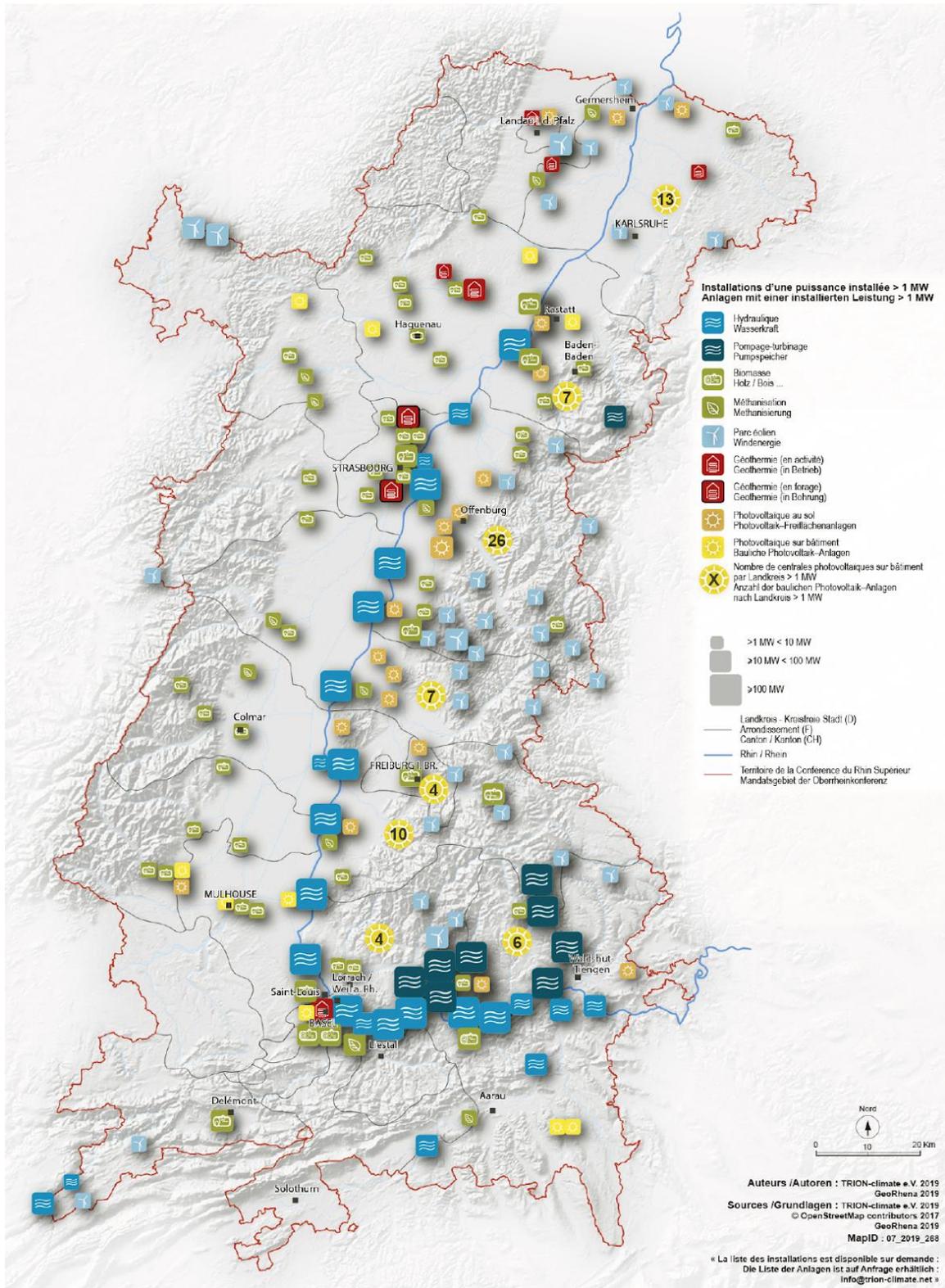


Figure 2.20 : Les potentiels d'énergie renouvelable utilisés dans l'URR (TRION-climate e.V., 2019)

La distance par rapport aux composants de la grille

Le tableau ci-dessous présente les résultats du rapport 2.1.2. La figure 2.21 illustre les résultats obtenus en utilisant la méthodologie décrite ci-dessus. En général, on peut observer que les plus grandes zones de potentiel sont situées dans la zone D. On constate que le potentiel éolien présente le plus faible pourcentage de zone située dans les zones A et B,

tandis que le photovoltaïque sur toiture présente les pourcentages les plus élevés dans les zones A et B. Le photovoltaïque sur toiture est suivi par le GM-PV qui présente les seconds pourcentages les plus élevés dans les deux premières zones. L'éolien, le photovoltaïque sur toiture et l'agro-voltaïque affichent des pourcentages comparables dans la zone C (environ 23 %). En général, les potentiels solaires PV ont plus de surface située dans les trois premières zones (ce qui signifie que leur surface est principalement située à moins de 2 km du réseau) alors que la surface disponible pour l'éolien est principalement (60%) située à plus de 2 km du réseau. Parmi les trois types de systèmes photovoltaïques, l'Agro-PV a le pourcentage le plus élevé dans la zone D, tandis que le PV sur toiture et le GM-PV sont généralement plus proches du réseau.

En ce qui concerne les potentiels, on peut conclure que l'énergie solaire photovoltaïque présente des potentiels plus importants à proximité du réseau que l'énergie éolienne. Au sein du solaire photovoltaïque, le plus proche du réseau est le photovoltaïque sur toiture, suivi de près par le GM-PV, tandis que l'Agro-PV est le type de solaire photovoltaïque le plus éloigné du réseau. La logique qui sous-tend ces résultats est que le PV sur toiture est concentré dans les villes ou les bâtiments qui sont généralement bien connectés au réseau (ou à proximité du réseau), tandis que le GM-PV et l'Agro-PV se trouvent dans les zones arables qui ne doivent pas nécessairement être à proximité du réseau. Les résultats semblent également indiquer que la zone utilisable pour l'énergie éolienne est la plus éloignée du réseau.



Figure 2.21 : Tableau comparant les ratios de proximité des différents composants de la grille

2.3 Élaboration de scénarios à partir d'études de cas

Dans le rapport 2.1.3, la distribution spatiale des potentiels au niveau du pays calculée dans le rapport 2.1.1, la distance entre la zone utilisable des potentiels et l'infrastructure du réseau trouvée dans le rapport 2.1.2, et la distribution et les caractéristiques des municipalités sont

analysées afin de fournir un aperçu qui permet l'élaboration de futurs scénarios de recherche et d'études de cas. Par conséquent, il s'appuie sur et combine les conclusions des deux premiers rapports et ses résultats importants sont résumés ci-dessous.

Tout d'abord, une analyse quantitative du potentiel des SER (solaire PV et éolien) des municipalités est analysée sous la forme de deux ratios. Le ratio A représente le rapport entre le nombre de municipalités ayant un potentiel nul et le nombre total de municipalités et le ratio B représente le rapport entre le nombre de municipalités ayant un potentiel supérieur à la moyenne et le nombre total de municipalités. Ces deux ratios permettent de comprendre la logique de la répartition des potentiels par pays.

2.3.1 Calcul des ratios A et B

Solaire PV

Tableau 2.2 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel Agro-PV des communes de l'URR

Agro-PV	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	128	868	0,15	0,05	346	0,40
Germany	88	377	0,23	0,09	126	0,33
Switzerland	37	464	0,08	0,03	159	0,34

Tableau 2.3 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel GM-PV des communes de l'URR

GM-PV	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	442	868	0,51	0,02	240	0,28
Germany	40	377	0,11	0,12	111	0,29
Switzerland	328	464	0,71	0,02	93	0,20

Tableau 2.4 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel photovoltaïque en toiture des municipalités de l'URR

Rooftop PV	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	1	867	0,001	0,02	204	0,24
Germany	1	377	0,003	0,06	106	0,28
Switzerland	1	462	0,002	0,02	151	0,33

Vent

Tableau 2.5 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel éolien des communes de l'URR

Wind	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	123	868	0,14	0,08	745	0,86
Germany	81	377	0,21	0,13	321	0,85
Switzerland	168	462	0,36	0,03	294	0,64

2.3.2 La surface utilisable par pays

Un autre critère important est la superficie utilisable par pays. Le rapport entre la surface utilisable par pays et la surface utilisable totale du RUR est calculé ci-dessous pour chaque RES et les résultats sont donnés en %.

Solaire PV

Tableau 2.6 : Le pourcentage de surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les SER Agro-PV.

Country	Agro-PV Usable Area/Total Area in %
Switzerland	47
Germany	15
France	38

Tableau 2.7 : Le pourcentage de surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les SER GM-PV

Country	GM-PV Usable Area/Total Area in %
Switzerland	11
Germany	65
France	24

Tableau 2.8 : Pourcentage de la surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les systèmes photovoltaïques sur toiture SER.

Country	Rooftop PV Usable Area/Total Area in %
Switzerland	22
Germany	45
France	33

Vent

Tableau 2.9 : Pourcentage de la surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les SER éoliennes

Country	Wind Usable Area/Total Area in %
Switzerland	10
Germany	39
France	51

2.3.3 Analyse des potentiels et de leur distribution

Voici quelques observations importantes pour les résultats obtenus présentés ci-dessus :

La Suisse a le potentiel le plus faible des trois pays dans tous les cas lorsqu'il s'agit de tous les types de distribution solaire PV et éolienne. Elle a également le plus petit nombre de municipalités en comparaison avec les deux autres pays (Tableaux 2.2, 2.3, 2.4, & 2.5) et la plus petite superficie, ce qui pourrait être la raison des plus faibles potentiels calculés. La partie suisse de l'URR occupe environ 3 583 km² ou 17 % de la zone étudiée. L'Allemagne et la France, en revanche, occupent des surfaces plus comparables de 9 652 km² (45 %) et 8 325 km² (38 %) de la surface totale, ce qui pourrait expliquer pourquoi la Suisse est à la traîne en termes de potentiel SER, car une grande partie de l'étude dépend de la surface. L'exception serait la surface utilisable pour l'Agro-PV en Suisse qui est la plus grande des trois pays comme le montre le tableau 2.6.

De plus, l'Allemagne possède le plus grand potentiel en ce qui concerne le photovoltaïque en toiture et le PV-MG (figures 2.14 et 2.16). L'Allemagne possède également le pourcentage le plus élevé de surface utilisable pour le PV sur toiture et le GM-PV (tableaux 2.7 et 2.8), ce qui pourrait expliquer les potentiels élevés calculés. L'Allemagne a également le plus grand nombre d'habitants par rapport aux deux autres pays, ce qui pourrait expliquer la disponibilité de surfaces utilisables pour le PV sur toiture et, par conséquent, le potentiel lié au PV sur toiture. Les deux facteurs suivants sont tout aussi importants pour la disponibilité du potentiel des toitures : la disponibilité de la surface des toitures et l'irradiation solaire.

En ce qui concerne l'Agro-PV et l'éolien, la France a le potentiel le plus élevé en comparaison avec l'Allemagne et la Suisse (Figures 2.10 & 2.12). Cependant, la France a également un nombre plus élevé de municipalités dans la zone d'étude que l'Allemagne et la Suisse (Tableaux 2.2, 2.3, 2.4, & 2.5). De plus, la France a le pourcentage le plus élevé de surface utilisable par rapport à la surface utilisable totale dans le cas de l'éolien (51%) comme on peut le voir dans le tableau 2.9. Comme mentionné précédemment, la Suisse a en fait la plus grande part du pourcentage de surface utilisable lorsqu'il s'agit d'Agro-PV (Tableau 2.6), ce qui signifie que la France reçoit probablement des valeurs d'irradiation solaire plus élevées au stade du potentiel théorique. En outre, en ce qui concerne l'Agro-PV, l'Allemagne a la valeur la plus élevée du ratio A et la France a la valeur la plus élevée du ratio B, ce qui signifie que la France a le pourcentage le plus élevé de municipalités du nombre total à avoir des valeurs supérieures à la moyenne et l'Allemagne a un grand pourcentage de municipalités avec un potentiel nul du total (tableau 2.2). A son tour, la France a le potentiel le plus élevé d'Agro-PV.

Dans le cas du GM-PV, la Suisse a la valeur la plus élevée du ratio A (pourcentage le plus élevé de municipalités avec un potentiel nul) comme on peut le voir dans le tableau 2.3, ce qui pourrait contribuer au fait que la Suisse a le plus faible potentiel de GM-PV. Le ratio B, quant à lui, est comparable pour l'Allemagne et la France qui ont des potentiels plus élevés de GM-PV. Il est intéressant de noter que pour le photovoltaïque sur toiture, tous les pays ont un faible ratio A, ce qui signifie qu'il y a un très petit nombre de municipalités sans potentiel, comme on peut l'observer dans le tableau 2.4. En revanche, la Suisse a le plus grand nombre de municipalités avec des valeurs supérieures à la moyenne dans cette catégorie. Enfin, pour l'énergie éolienne, la Suisse a la valeur la plus élevée du ratio A et la France et l'Allemagne ont des valeurs comparables de municipalités avec des valeurs de potentiel supérieures à la moyenne (tableau 2.5).

D'autre part, si l'on prend en considération l'étude des distances entre la surface utilisable des SER et le réseau, telle qu'elle ressort de la figure 2.21, on peut observer que le PV-MG et le PV sur toiture présentent également le pourcentage le plus élevé de surface utilisable située à proximité des composants du réseau électrique ou dans les zones A et B, comme expliqué dans le rapport 2.1.2. Le potentiel le plus élevé pour les deux et la plus grande surface utilisable se trouvent en Allemagne, il est donc possible que l'Allemagne soit mieux connectée que les deux autres pays ou que l'étude soit limitée, comme indiqué dans le rapport 2.1.2, par la disponibilité de données publiques sur le réseau national.

2.4 Analyse du stockage géologique des énergies renouvelables

Le stockage d'hydrogène dans les unités géologiques du "Oberrheingraben" (ORG) est en principe possible et le stockage d'énergie jusqu'à 11 TWh serait réalisable. Alors que le stockage dans des réservoirs poreux dépend fortement des conditions géologiques locales et nécessite des études (préliminaires) détaillées à l'échelle de la région, la zone dans laquelle le stockage en caverne de sel est possible peut être bien délimitée dans l'espace. Par conséquent, la séquence suivante est recommandée pour le futur stockage géologique de l'énergie dans l'ORG :

1. Les cavernes de sel dans les diapirs de sel du sud de l'ORG (Bad Krozingen-Colmar-Wittenheim)
2. Les cavernes de sel dans les diapirs salins du sud de l'ORG (Wittelsheim-Staffelfelden)
3. Installations de stockage dans les grès du Tertiaire (zones marginales de l'ORG, également dans le nord de l'ORG (voir les stockages de gaz existants).
4. Stockages interstitiels dans les grès permo-triasiques de l'ORG.

Pour une analyse potentielle détaillée des diapirs de sel et des couches de sel dans le sud de l'ORG, un modèle 3D à haute résolution est nécessaire, qui devrait être basé sur des (nouvelles) données sismiques à haute résolution ainsi que sur des données de forage existantes. Un tel projet devrait être abordé avec des partenaires de l'industrie (compagnies d'énergie/opérateurs de réseau, fabricants de cavernes de sel (par exemple DEEP.KBB) ainsi que les bureaux d'état géologiques correspondants.

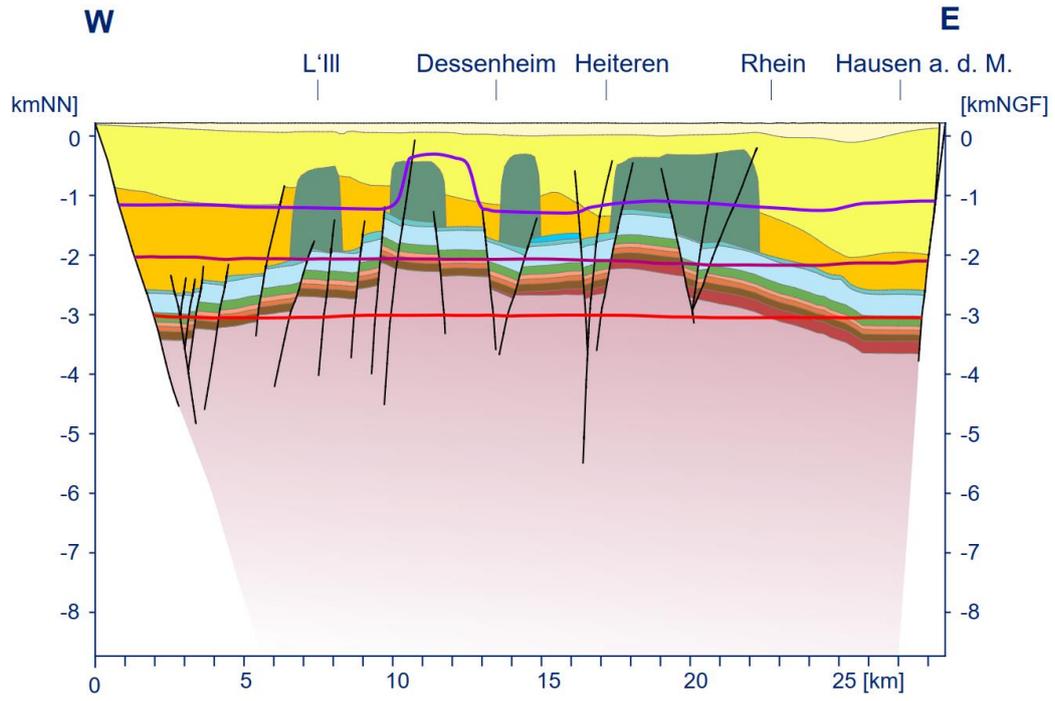


Figure 2.22 : Profil ouest-est à travers l'ORG légèrement au nord de Bad Krozingen (voir Fig. 8). Les diapirs de sel sont clairement visibles et atteignent une épaisseur de plus de 1,5 km. D'après l'équipe du projet GeORG (2013)

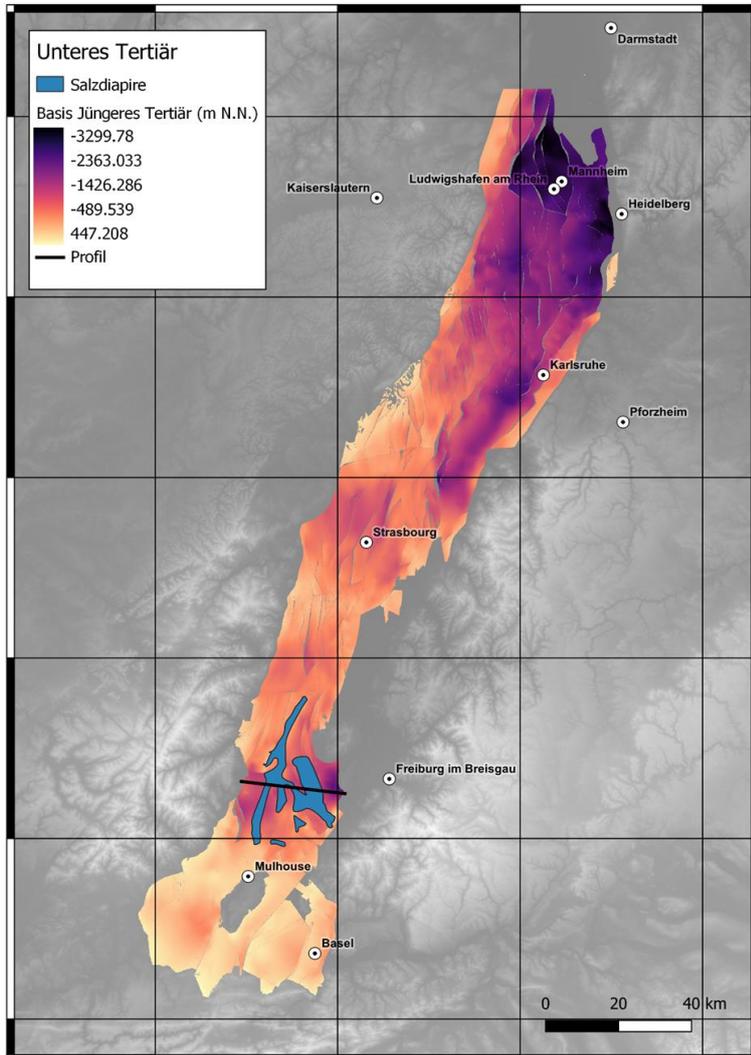


Figure 2.23 : Localisation des diapirs de sel dans l'ORG. La ligne de profil marque l'emplacement du profil de la figure 2.22. Basé sur l'équipe du projet GeORG (2013)

Chapitre 3. Work Package 3 : Modelling und Szenarienbildung für das Stromsystem

La production d'énergie nécessaire au fonctionnement de nos sociétés modernes passe en grande partie par la combustion de combustibles fossiles. Cette combustion entraîne des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Il est désormais scientifiquement prouvé que ces émissions sont à l'origine du changement climatique mondial. Il est urgent de remplacer les combustibles fossiles par des sources d'énergie moins polluantes. L'utilisation de ressources renouvelables telles que le vent, le soleil et l'eau pour produire de l'électricité est un moyen efficace de réduire les émissions de gaz à effet de serre. En Europe, il est crucial que chaque région joue son rôle en utilisant au mieux les ressources renouvelables dont elle dispose. L'objectif du WP3 du projet RES-TMO est de développer les stratégies de production d'électricité les plus efficaces pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de la région du Rhin supérieur. Sur la base des principales caractéristiques du système électrique de la région du Rhin supérieur, telles que la demande d'électricité et le potentiel de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, nous développons des scénarios afin de mieux comprendre les développements futurs et de fournir aux décideurs des outils pour leurs décisions politiques. Deux modèles mathématiques sont utilisés à cette fin : PERSEUS-EU et REPM.

PERSEUS-EU est un modèle du système électrique européen dans lequel les systèmes électriques des différents pays sont représentés comme des nœuds interconnectés. Dans le cadre de RES-TMO, la région du Rhin supérieur a été intégrée au modèle en tant que région indépendante. Nous examinons des scénarios jusqu'à l'année 2050 dans lesquels les objectifs climatiques de l'UE sont atteints dans le secteur de l'électricité. Outre les énergies renouvelables, nous incluons également les technologies de stockage de l'électricité dans nos analyses. Les calculs montrent que la production d'énergie solaire en particulier trouvera des conditions favorables. Pour l'utilisation de l'énergie éolienne, qui joue également un rôle important dans les calculs du modèle, les sites situés en dehors de la zone d'étude de la région du Rhin supérieur offrent des conditions encore meilleures, c'est pourquoi l'expansion de l'énergie éolienne se fait principalement dans cette région. Cependant, pour pouvoir réellement utiliser l'électricité produite sur place, il faut que le réseau électrique soit étendu. C'est pourquoi, dans une deuxième étape du projet, nous analysons également l'éventail des scénarios possibles avec un mélange plus équilibré de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne et solaire dans la région du Rhin supérieur et leur influence sur le besoin régional de stockage d'électricité et de capacités de production contrôlables. Le modèle REPM est utilisé à cet effet.

Le modèle REPM se concentre sur la région du Rhin supérieur. Le modèle est conçu pour générer tous les scénarios possibles de production d'électricité. Pour ce faire, il fait varier la part des ressources volatiles (énergie solaire et éolienne) dans le mix électrique et s'en sert pour calculer la quantité d'énergie qui doit être stockée ou complétée par des ressources contrôlables afin que la demande en électricité soit assurée à tout moment. Tous les scénarios possibles générés par le modèle sont ensuite classés dans différentes catégories afin de sélectionner des scénarios représentatifs. Enfin, différents types de technologies de production et de stockage de l'énergie sont mis en correspondance dans le modèle afin de calculer les caractéristiques clés telles que les coûts, les émissions de gaz à effet de serre ou les besoins en terrains des scénarios sélectionnés. De cette façon, les décideurs reçoivent des informations sur un nombre réduit de scénarios pour soutenir le processus de prise de décision.

3.1 Scénarios pour le système électrique de TMO jusqu'en 2050

Afin de permettre des analyses de scénario complètes, le modèle de système énergétique PERSEUS-EU a été étendu dans le cadre de ce projet pour inclure la région du Rhin supérieur en tant que partie du système électrique européen. Cette section aborde brièvement les principales hypothèses et présente les principaux résultats du travail de modélisation. Après une évaluation critique, les principales conclusions suivent.

3.1.1 Modélisation et hypothèses

L'OMT est fortement interconnectée avec les pays environnants. Afin de comprendre les interactions complexes entre les pays et les zones de marché, le modèle de système énergétique PERSEUS-EU a été utilisé. Des scénarios ont été élaborés pour la composition des capacités de production d'électricité dans l'OMT jusqu'en 2050. Le modèle représente le système énergétique européen comme un problème d'optimisation linéaire, minimisant les dépenses totales du système (Heinrichs 2014 ; Rosen 2007 ; Keles und Yilmaz 2020) . L'objectif est de déterminer les capacités de production d'électricité qui répondent aux principaux cadres politiques tels que l'évitement des émissions de gaz à effet de serre. Les conditions-cadres politiques examinées comprennent également des hypothèses sur les prix du CO₂, la politique nucléaire dans les différents pays de la région du Rhin supérieur et les mesures d'élimination progressive du charbon. Pour une description détaillée des hypothèses sur les conditions-cadres politiques, voir le rapport 3.1.3. En outre, il faut tenir compte de l'évolution de la demande d'électricité dans la région du Rhin supérieur (rapport 3.1.1) et de l'extension des capacités de transport (rapport 3.1.2).

Les capacités de transmission disponibles pour l'échange commercial d'électricité entre le TMO et les pays environnants dépendent de diverses circonstances techniques, qui ne pouvaient être que partiellement prises en compte dans ce projet. Par conséquent, les capacités ont varié entre 0% et 70% de la capacité thermique afin d'obtenir des résultats robustes en ce qui concerne le parc de centrales électriques résultant.

3.1.2 Résultats

D'ici 2050, des décisions majeures devront être prises quant à la composition de la production d'électricité en Europe. Pour chaque région, la question est de savoir quelles sont les technologies les plus appropriées pour éviter complètement les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. Dans ce contexte, cette section présente les principaux résultats du work package 3. Tout d'abord, nous discutons des résultats sur le développement de la capacité des énergies renouvelables et des technologies de stockage. En outre, nous examinons la question de savoir dans quelle mesure une zone de marché indépendante dans le TMO peut contribuer à rendre le système énergétique européen plus efficace. Nous discutons du taux d'autoconsommation et abordons les sensibilités du modèle concernant les hypothèses critiques.

3.1.2.1 Développement des énergies renouvelables et du stockage

Cette section examine les résultats des calculs du modèle en ce qui concerne les capacités installées des énergies renouvelables et des technologies de stockage qui en résultent. Comme mentionné au début, il est supposé dans chaque scénario que les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité doivent être évitées d'ici 2050. La réalisation de cet objectif est soutenue par un prix des certificats de CO₂ supposé croissant (AIE, 2016).

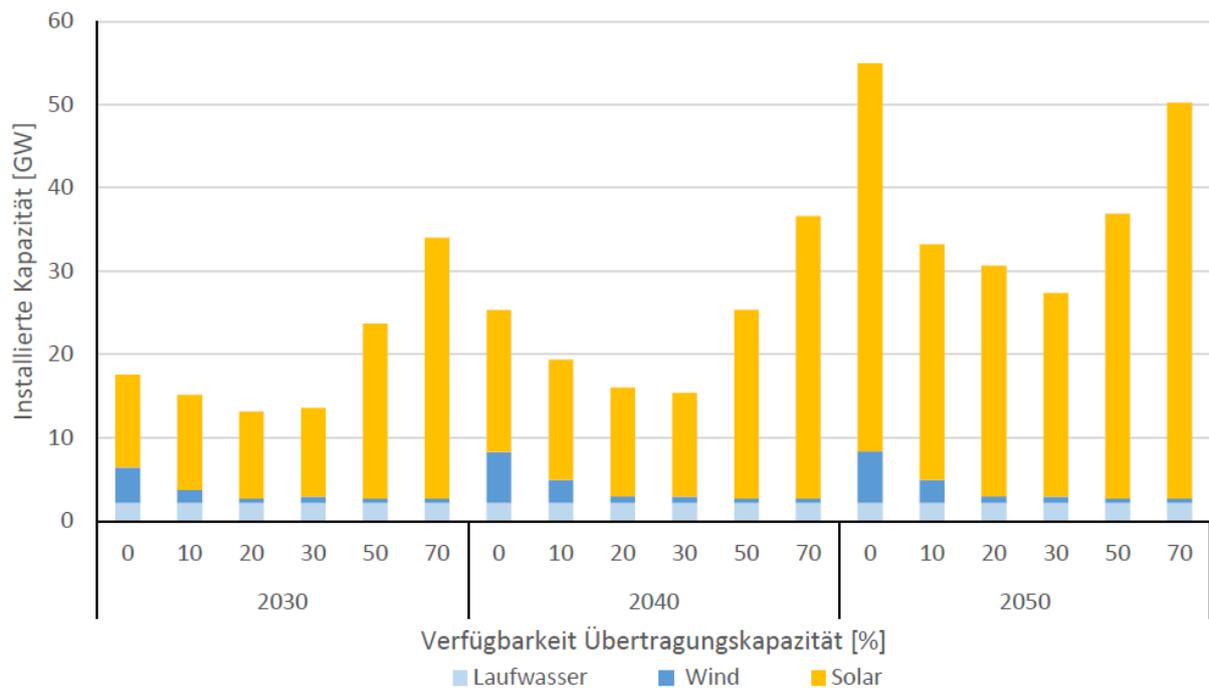


Figure 3.1 : Capacités installées des énergies renouvelables dans la région du Rhin supérieur en fonction de la disponibilité des capacités de transmission vers les pays voisins (calculs propres).

La figure 3.1 présente les capacités installées des énergies renouvelables dans la région du Rhin supérieur. Afin de prendre en compte l'influence des limites du réseau de transport aux nœuds, leur disponibilité a été modifiée. L'évolution des capacités au fil de l'eau montre notre hypothèse selon laquelle aucune autre grande centrale électrique n'est possible sur le Rhin. La biomasse a été négligée dans cette représentation en raison de son faible degré d'expansion. Dans le cas de l'énergie éolienne, cette représentation montre un phénomène intéressant : Du point de vue du système, l'installation d'éoliennes supplémentaires dans la région du Rhin supérieur n'est économique que dans l'hypothèse de faibles connexions avec les pays voisins, car un ajout significatif ne se produit que dans les exécutions du modèle avec une disponibilité de 0 ou 10%. Cela suggère que, du point de vue du système, les sites situés en dehors de la région du Rhin supérieur offrent des rendements éoliens plus élevés, de sorte que l'utilisation dans la région du Rhin supérieur ne devient économique que dans le cas d'une indépendance accrue vis-à-vis des pays voisins. Dans le cas extrême d'une indépendance totale, il en résulte une capacité installée de 6 GW d'énergie éolienne. Dans les scénarios qui reflètent plutôt la situation actuelle du réseau, en revanche, on ne constate qu'une faible expansion de l'énergie éolienne. Dans le cas de 50%, par exemple, il n'y a qu'une capacité installée de 477 MW dans la région.

L'évolution de la capacité installée des centrales solaires est également intéressante. En faisant varier la capacité de transmission vers les pays voisins, on obtient une courbe en forme de "U", dans laquelle la capacité solaire ajoutée est nettement plus importante dans les cas marginaux que dans les cas intermédiaires. Dans le cas d'une autosuffisance totale, cela peut s'expliquer par la nécessité de couvrir la charge dans la région du Rhin supérieur et par le fait que cela doit se faire sans émissions d'ici 2050. En cas de disponibilité de 70% des capacités de transmission, l'électricité solaire est de plus en plus produite dans la partie allemande de la région du Rhin supérieur et exportée vers l'Allemagne, car les potentiels solaires dans le Rhin supérieur sont plus importants que la moyenne nationale. Dans le même temps, la partie française achète de l'électricité bon marché à la France et renonce à installer ses propres centrales solaires lorsque la disponibilité des capacités de transmission augmente.

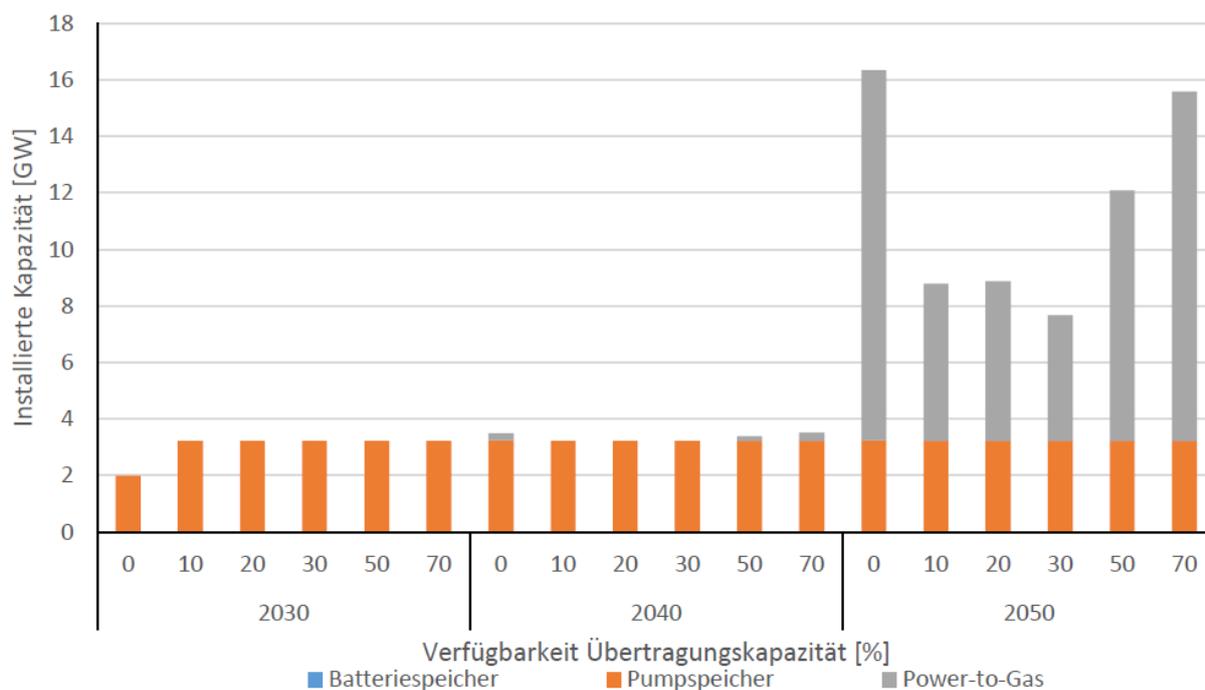


Figure 3.2 : Capacité installée des installations de stockage dans la région du Rhin supérieur en fonction de la disponibilité des capacités de transport vers les pays voisins (calculs propres).

Outre les capacités en énergies renouvelables, la figure 3.2 montre l'évolution de la puissance installée des installations de stockage dans la région du Rhin supérieur. Pour la capacité de pompage-turbinage, une image cohérente se dégage : la capacité dans la région sera dans (presque) tous les cas déjà augmentée jusqu'à son potentiel maximal supposé en 2030. Le stockage par batterie ne sera pratiquement pas installé dans la région dans les conditions cadres supposées. Ce n'est que dans le cas d'une autonomie complète qu'il y a une expansion d'environ 17 MW en 2040. Pour la région du Rhin supérieur, cette faible expansion du stockage à court terme s'explique très probablement par la forte disponibilité de l'accumulation par pompage qui est une spécificité de la région du Rhin supérieur. Le développement des capacités de production de gaz de synthèse (power-to-gas, PtG) est largement proportionnel au développement de la capacité solaire installée. Ainsi, une augmentation de la capacité solaire installée en 2050 de 1 GW entraîne une augmentation de la capacité PtG installée d'environ 0,23 MW. Le rapport presque constant des deux paramètres suggère que le PtG est essentiellement utilisé pour stocker la production d'énergie solaire aux heures de pointe afin de couvrir la demande à d'autres moments. En outre, il est frappant de constater que ce n'est que dans les cas marginaux considérés qu'une petite addition de PtG a lieu avant 2050.

3.1.2.2 La TMO en tant que zone de marché indépendante

Afin d'évaluer l'efficacité de l'introduction d'une zone de marché englobant la région du Rhin supérieur, deux étapes doivent être franchies. Tout d'abord, les études existantes sont examinées pour voir si l'introduction d'une zone de marché séparée peut en être déduite. Les goulets d'étranglement existants aux frontières de la nouvelle zone et la question de savoir si l'introduction d'une telle zone de marché est envisagée dans les révisions des zones de candidature sont particulièrement importants.

Dans un deuxième temps, le modèle PERSEUS-EU, qui a été développé dans le cadre du projet, est utilisé, dans lequel la région du Rhin supérieur est cartographiée sous la forme de trois sous-zones. Les différences de prix entre les pays voisins et les sous-régions de la région du Rhin supérieur servent d'indicateur essentiel pour déterminer si le zonage peut apporter une valeur ajoutée à la gestion de la congestion et, en outre, si des incitations supplémentaires

à l'investissement découlent de son introduction. De manière similaire à l'approche de la littérature basée sur les prix nodaux, il est ainsi possible d'évaluer si l'introduction d'une zone de soumission pour la région du Rhin supérieur entraîne des différences de prix significatives qui rendent une telle division souhaitable.

Goulets d'étranglement d'une zone de marché TMO

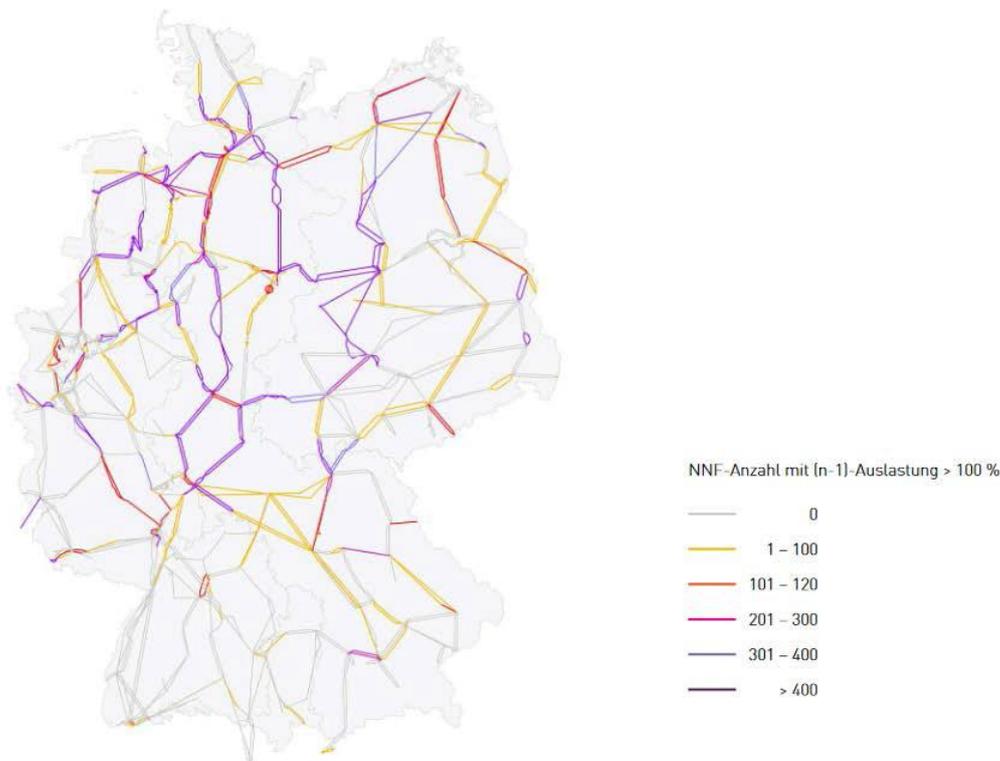


Figure 3.3 : Fréquence d'utilisation supérieure à 100% en cas de défaillance d'un élément de réseau dans le "réseau de départ" (NEP 2021, p. 136)

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme, les gestionnaires de réseau de transport européens élaborent régulièrement des scénarios pour planifier l'extension des réseaux électriques en tenant compte des évolutions futures (NEP 2021 ; RTE 2019). Les goulets d'étranglement du réseau existant et du réseau en construction sont entre autres analysés et peuvent ainsi fournir des indications sur le fait que des goulets d'étranglement sont à prévoir aux frontières de la région du Rhin supérieur. Pour l'Allemagne, la figure 3.3 montre la fréquence des utilisations supérieures à 100% dans le "réseau de départ" du plan de développement du réseau allemand 2021 (NEP 2021). On constate qu'aucune surcharge importante n'est prévue dans la sous-zone allemande de la région du Rhin supérieur, dans le sud-ouest de l'Allemagne. Le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) français ne prévoit pas non plus de congestion significative dans la région jusqu'en 2035 (RTE, 2019, p. 75). En outre, l'examen des zones de candidature des gestionnaires de réseau de transport européens a examiné différentes divisions de zones sur la base d'évaluations d'experts (ENTSO-E, 2018). Les divisions effectuées ici ne prévoient pas de zone de soumission qui se rapprocherait de l'étendue géographique de la région du Rhin supérieur.

En résumé, on peut dire qu'une zone de marché englobant la région du Rhin supérieur sur le marché européen de l'électricité n'est pas envisagée dans les plans à long terme à ce jour. L'évaluation de la congestion prévue dans les plans de développement du réseau n'indique pas non plus que l'introduction d'une telle zone de marché entraînerait des améliorations significatives de l'efficacité du marché européen de l'électricité. Afin d'avoir une meilleure

intuition des effets de l'introduction de la zone de marché du Rhin supérieur, nous examinons ci-dessous les différences de prix de l'électricité qui en résultent entre les parties de la région du Rhin supérieur et les pays voisins respectifs.

Analyse guidée par le modèle

Afin de déterminer si une zone d'enchères dans la région du Rhin supérieur entraînerait des différences de prix entre les pays et les sous-régions, nous utilisons le modèle de système énergétique PERSEUS-EU. De cette façon, nous pouvons estimer si les lignes de transmission aux frontières de la région du Rhin supérieur pourraient représenter des goulots d'étranglement pertinents pour le marché. Étant donné que seules les capacités thermiques des lignes de transport respectives sont connues dans le cadre de ce projet et que d'autres calculs de réseau dépassent le cadre du projet, nous abordons cette question par une analyse de sensibilité.

À partir de 2025 au plus tard, le règlement du marché de l'électricité du marché intérieur européen stipule que, après déduction des marges de sécurité nécessaires, 70 % des lignes de transport doivent être disponibles pour le fonctionnement du marché. La marge de sécurité peut varier en fonction de la ligne de transport. Cela signifie qu'il existe une incertitude quant à la capacité à mettre à disposition du marché au niveau des interconnexions entre la région du Rhin supérieur et les pays environnants. En raison de cette incertitude, nous considérons trois variations du modèle dans ce qui suit (Figure 3.4, 3.5 & 3.6). Nous faisons varier la capacité disponible pour la bourse de l'électricité régie par le marché de manière à ce que 70%, 50% ou 30% de la capacité thermique soit disponible dans les variations. Le cas de 70 % représente le scénario optimiste selon lequel aucune marge de sécurité ne doit être maintenue disponible, le cas de 30 % correspondant à une marge importante pour assurer la sécurité du fonctionnement du système.

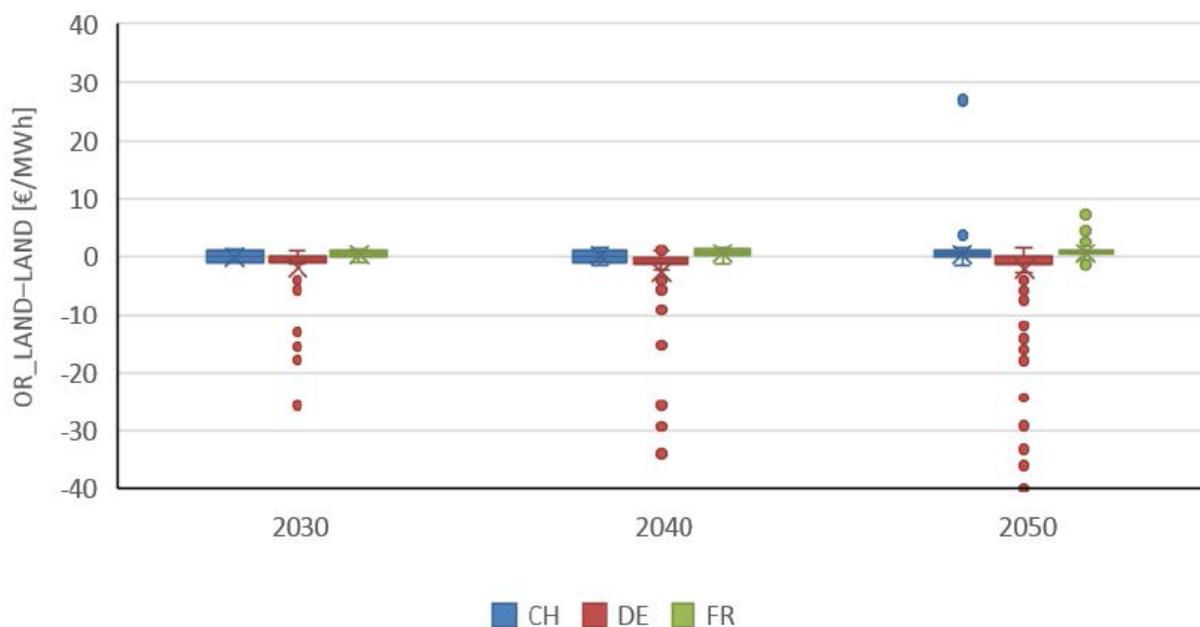


Figure 3.4 : Différences de prix ($OR_LAND - LAND$) entre les sous-régions de la région du Rhin supérieur et les pays voisins en supposant la disponibilité de 70% des capacités thermiques des lignes de transport. Pour des raisons de visualisation, certaines valeurs aberrantes négatives n'ont pas été représentées.

La figure 3.4 (70%) et la figure 3.5 (50%) montrent donc que dans les deux cas, il ne faut pas s'attendre à des différences de prix significatives entre les zones de la région du Rhin supérieur et les pays voisins. Ce n'est que dans quelques rares heures que des écarts de prix significatifs apparaissent. En particulier, l'électricité dans la partie allemande de la région du Rhin

supérieur a tendance à être moins chère que l'électricité dans le reste de l'Allemagne. Cela peut s'expliquer par la forte expansion de l'énergie solaire dans la région du Rhin supérieur, qui y trouve de meilleures conditions que dans une grande partie de l'Allemagne.

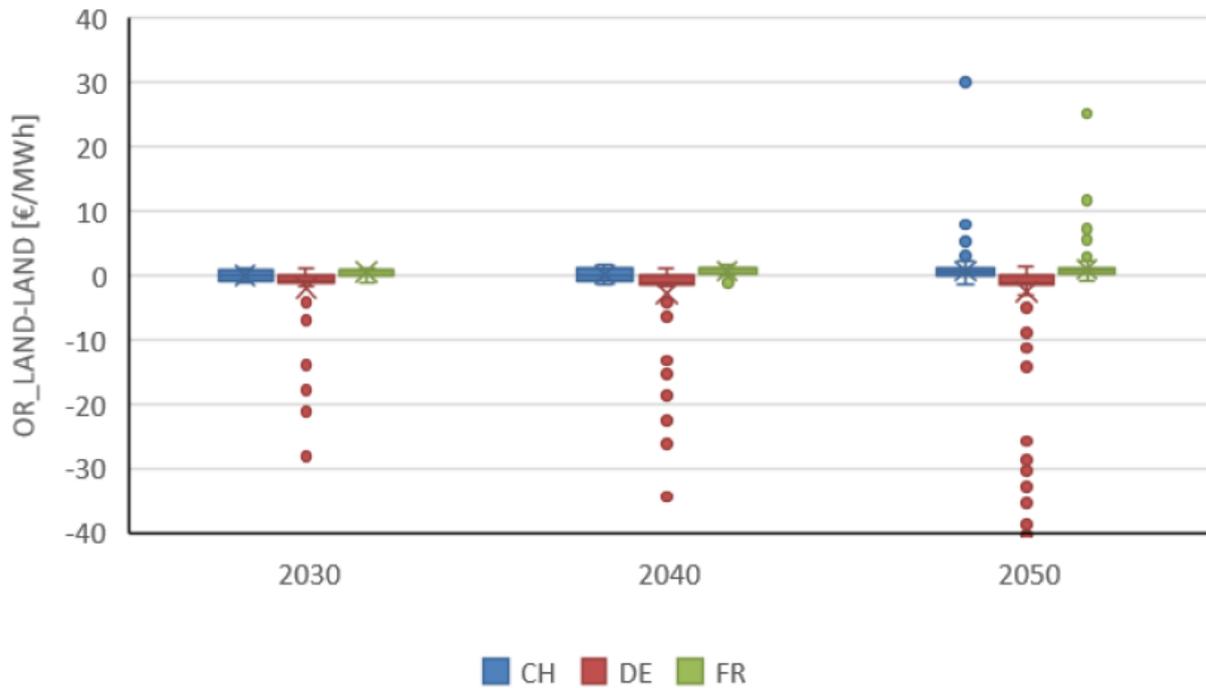


Figure 3.5 : Différences de prix (OR_LAND - LAND) entre les sous-régions de la région du Rhin supérieur et les pays voisins en supposant la disponibilité de 50% des capacités thermiques des lignes de transport. Pour des raisons de visualisation, certaines valeurs aberrantes négatives n'ont pas été représentées.

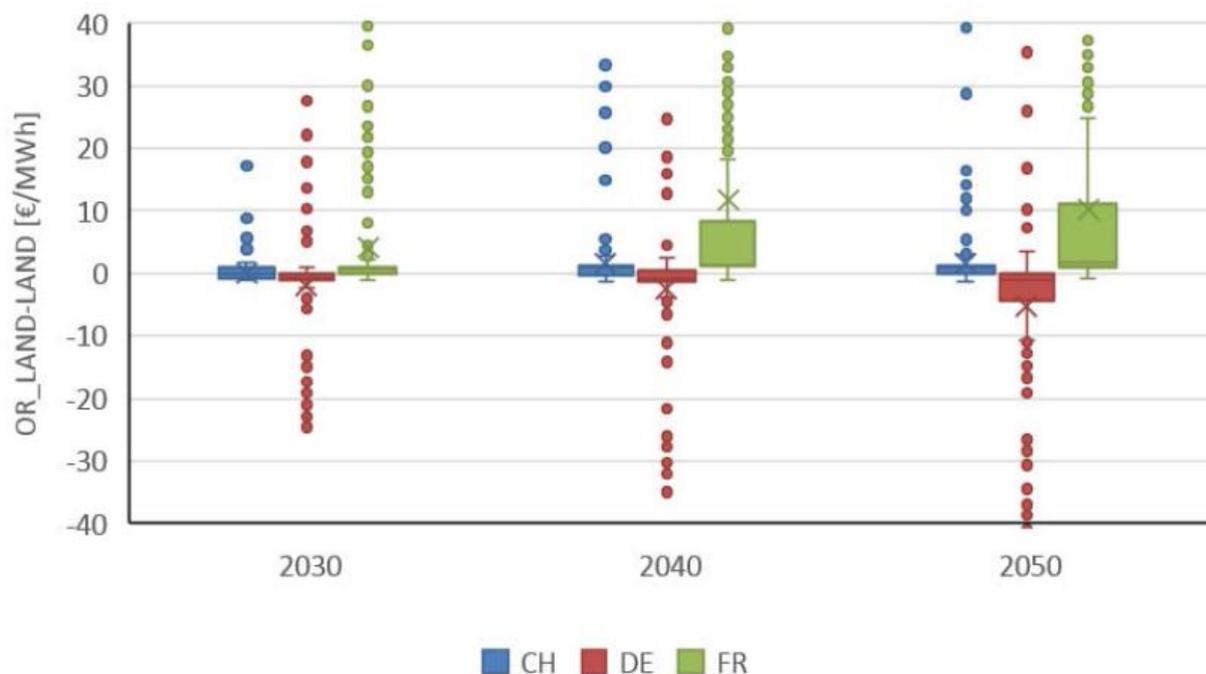


Figure 3.6 : Différences de prix (OR_LAND - LAND) entre les sous-régions de la région du Rhin supérieur et les pays voisins en supposant la disponibilité de 30% des capacités thermiques des lignes de transport. Pour des raisons de visualisation, certaines valeurs aberrantes négatives et positives n'ont pas été représentées.

Ce n'est que dans le cas pessimiste où 30% de la capacité de transport thermique est disponible pour l'échange commercial d'électricité que des différences de prix significatives apparaissent dans les années 2040 et 2050. En particulier entre la France et la partie française de la région du Rhin supérieur, une différence de prix positive régulière se développe : ici, le prix de l'électricité dans la région du Rhin supérieur est plus élevé que dans la zone centrale de la France. L'approvisionnement en électricité à partir de centrales nucléaires garantit des coûts marginaux faibles de l'électricité produite ici par rapport à la région du Rhin supérieur, où les centrales nucléaires ne sont plus installées. Néanmoins, les écarts de prix observés sont inférieurs de près de 75% à 10 €/MWh.

3.1.2.3 L'autoconsommation dans le TMO

La figure 3.7 montre le degré d'autosuffisance de la région du Rhin supérieur dans les différents modèles. En 2030, la production d'électricité dans la région sera supérieure à la demande dans tous les cas. Le tableau change en 2040, où dans certains cas, avec une faible disponibilité supposée des capacités de transmission vers les pays environnants, un déficit est observé, de sorte que la région du Rhin supérieur est dépendante des importations. Cela peut s'expliquer par l'arrêt des centrales à charbon existantes. En revanche, les cas où la disponibilité des capacités de transport est plus élevée (50 % et 70 %) incitent à produire de l'énergie solaire dans la région du Rhin supérieur et à l'exporter vers le reste de l'Allemagne, car les conditions pour l'énergie solaire dans la région du Rhin supérieur sont favorables par rapport au rayonnement solaire moyen dans le reste de l'Allemagne. En 2050, la production d'électricité dépasse la demande d'électricité dans presque tous les cas considérés. Il faut tenir compte du fait qu'en cas de conversion complète de l'approvisionnement en électricité aux énergies renouvelables, il faut en principe une production d'électricité nettement supérieure à la demande, car il faut stocker l'électricité pendant certaines heures afin de couvrir la demande pendant les heures où l'offre d'énergies renouvelables est faible. L'utilisation du stockage entraîne des pertes d'efficacité supplémentaires. Ceci est illustré par le cas de l'autosuffisance complète de la région du Rhin supérieur, pour laquelle un niveau d'autosuffisance d'environ 181 % est nécessaire dans les calculs du modèle en 2050.

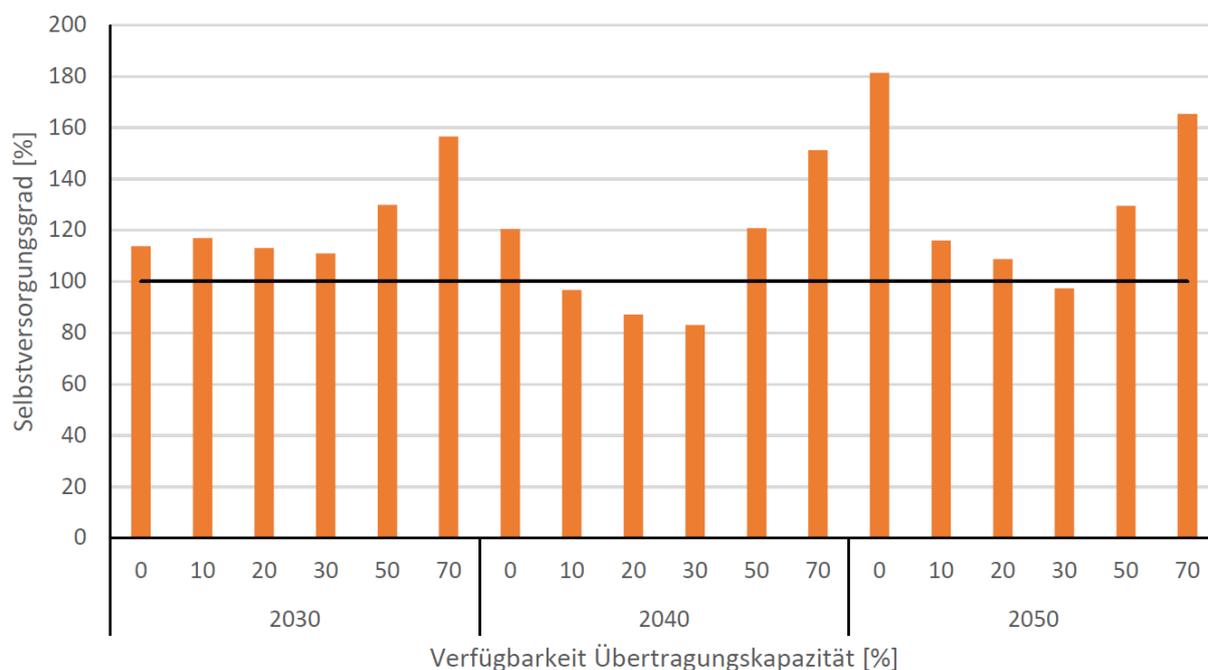


Figure 3.7 : Degré d'autosuffisance de la région du Rhin supérieur en énergie électrique en fonction de la disponibilité des capacités de transport vers les pays voisins (calculs propres)

3.1.2.4 Analyses de sensibilité

Développement du coût de la conversion de l'énergie en gaz

La PtG est un élément crucial de la transition vers les énergies renouvelables dans le réseau électrique et est étroitement liée à celles-ci. Par conséquent, l'évolution des coûts de cette technologie revêt une importance particulière.

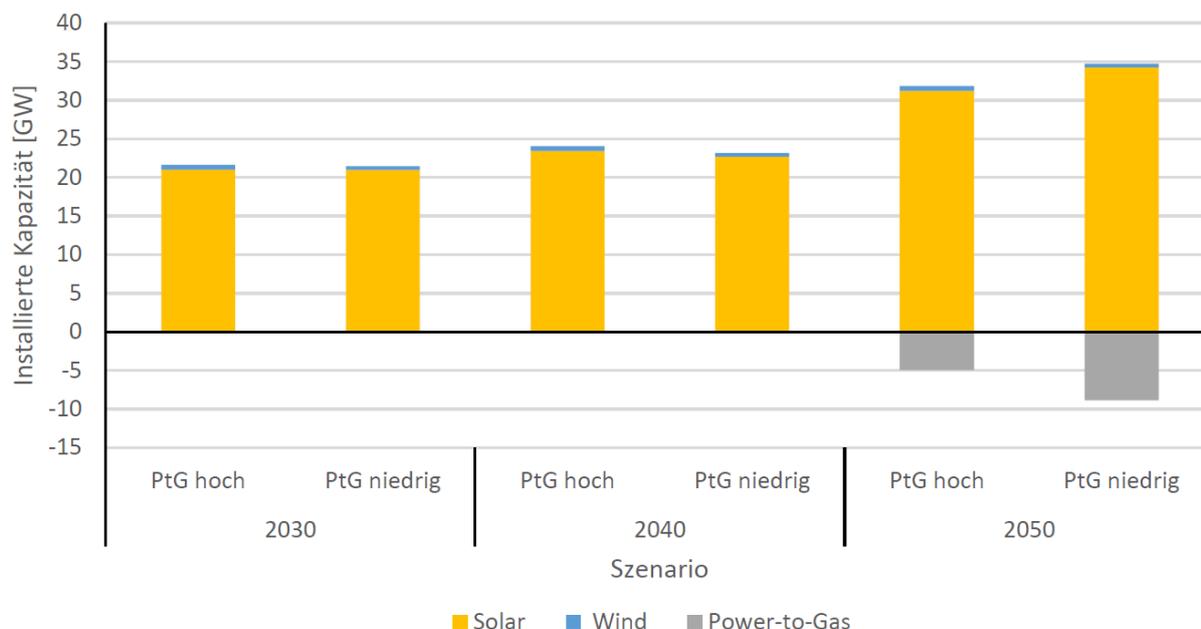


Figure 3.8 : Capacité installée des énergies renouvelables et du power-to-gas dans la région du Rhin supérieur en supposant la disponibilité de 50 % des capacités de transmission vers les pays voisins (calculs propres).

Cependant, le développement des coûts des technologies de génération de gaz de synthèse est caractérisé par des incertitudes. Des analyses de sensibilité peuvent être utilisées pour estimer l'influence de ces incertitudes sur les résultats du modèle. Les résultats présentés ci-dessus (figure 3.8) supposent une évolution optimiste des coûts. Par conséquent, dans un autre calcul du modèle, on a examiné comment des coûts plus élevés des technologies PtG affectent les capacités installées dans le modèle. À cette fin, on a supposé que l'investissement dans le PtG en 2050 s'élève à 700 €/kW au lieu de 450 €/kWh dans le cas le plus optimiste. Pour la comparaison, le scénario avec 50% de la capacité de transmission disponible a été choisi. Les résultats montrent que l'augmentation des investissements requis pour les technologies PtG a un impact sur la capacité ajoutée (figure 3.8). En particulier, la capacité installée de PtG diminue d'environ 8,9 GW à environ 4,9 GW. En outre, la capacité installée des centrales solaires diminue modérément, passant d'environ 34,2 GW à environ 31,2 GW. En outre, on observe une expansion légèrement plus forte de l'énergie éolienne dans le scénario avec des coûts PtG plus élevés : au lieu d'une expansion à 477 MW en 2050, on observe une expansion à 624 MW. L'influence de l'incertitude des coûts des technologies PtG sur la viabilité économique systémique des énergies renouvelables dans la région du Rhin supérieur peut donc être évaluée comme modérée dans les conditions cadres supposées.

Développement de la demande d'électricité

Une autre incertitude dans les hypothèses du modèle provient de l'évolution de la demande d'électricité. L'une des raisons de cette incertitude pourrait être l'ampleur de l'électrification des transports et des processus industriels. Par conséquent, la sensibilité des hypothèses sur l'évolution de la demande d'électricité a été examinée dans un autre calcul du modèle. Dans le scénario de référence, nous sommes guidés par la demande d'électricité supposée dans le scénario de référence de l'UE (Capros et al., 2016). Selon le scénario de référence, la demande d'électricité augmente pour atteindre environ 3700 TWh en Europe d'ici 2050. En raison des incertitudes décrites, nous examinons un scénario dans lequel le développement est 10% plus fort que dans le scénario de référence. Par conséquent, la demande d'électricité dans ce scénario s'élève à environ 4070 TWh en 2050 en Europe.

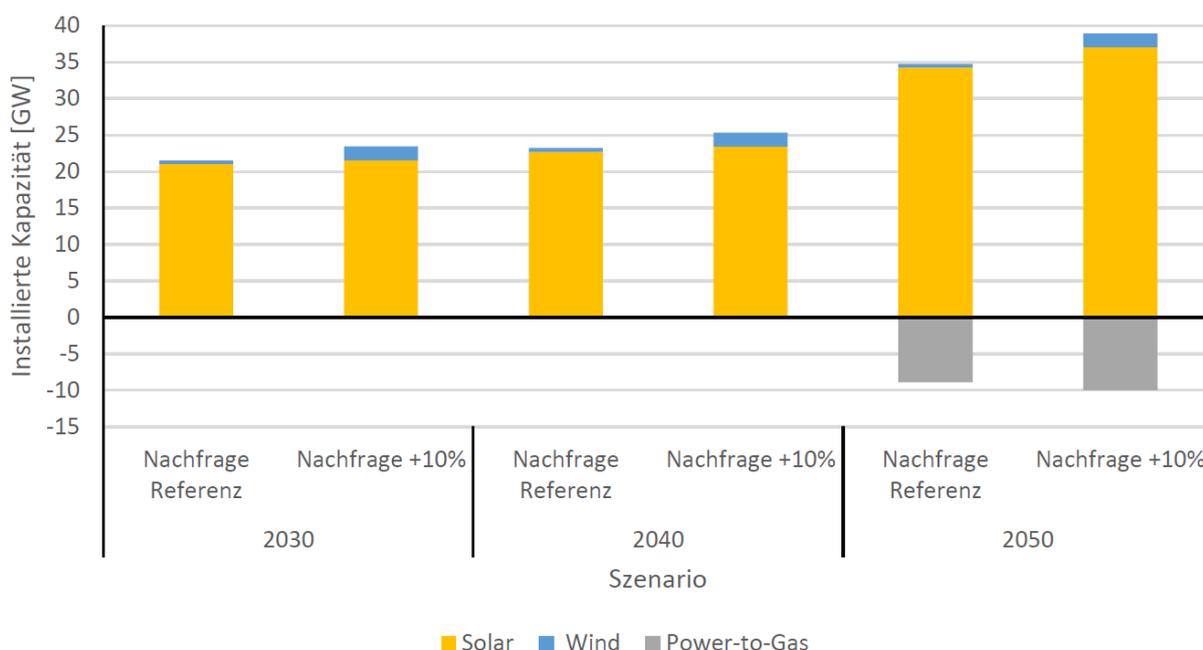


Figure 3.9 : Capacité installée des énergies renouvelables et du power-to-gas dans la région du Rhin supérieur en supposant la disponibilité de 50 % des capacités de transmission vers les pays voisins avec une variation de la demande d'électricité (calculs propres).

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont présentés dans la figure 3.9. Comme prévu, on observe une augmentation de la capacité installée des énergies renouvelables. Alors que les capacités solaires augmentent modérément, passant d'environ 34,2 GW à environ 37 GW, l'énergie éolienne connaît un développement nettement plus important, passant de 477 MW à environ 1,9 GW avec l'augmentation de la demande. Le fort impact sur l'installation de turbines éoliennes peut s'expliquer par l'augmentation de la demande également pendant les heures de nuit dans le scénario de sensibilité. Compte tenu de la pénétration croissante du marché par les voitures électriques, un déplacement supplémentaire de la demande d'électricité vers les heures du soir et de la nuit est possible.

3.1.3 Évaluation critique

Afin de classer les résultats de cette étude, il est important de discuter des principales hypothèses du modèle. Il convient de mentionner que les résultats du modèle peuvent être influencés par des facteurs tels que les conditions météorologiques supposées pour l'année concernée, l'évolution des prix des combustibles, l'évolution de la demande d'électricité ou l'évolution des coûts des technologies PtG. L'influence de ces derniers facteurs sur les résultats du modèle pourrait être quantifiée dans le cadre d'analyses de sensibilité.

En raison de l'évaluation selon laquelle les potentiels de la biomasse dans la région sont déjà utilisés dans une large mesure, on a renoncé à une analyse détaillée de l'expansion de la biomasse. Cependant, les innovations technologiques dans ce domaine pourraient conduire à des potentiels supplémentaires (Schumacher et al. (Eds.), 2017), qui ont été négligés pour les résultats présentés dans cette étude.

En outre, la région du Rhin supérieur présente un plus grand potentiel de production d'énergie à partir de la géothermie en raison de sa situation géographique (TRION-climate e.V., 2019). Cependant, l'utilisation de ces potentiels est controversée dans des cas individuels et entachée de problèmes d'acceptation, ce qui conduit de manière répétée à des conflits régionaux. Dans ce projet, il a donc été décidé de ne pas inclure le potentiel de la géothermie dans les calculs du modèle. Pour une évaluation complète de la géothermie dans la région du

Rhin supérieur, il est nécessaire de poursuivre les recherches en examinant la géothermie d'un point de vue économique, écologique, juridique et social.

3.1.4 Conclusions

En ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, une image relativement claire se dégage des analyses de scénarios réalisées dans le cadre de cette étude. D'un point de vue systémique, la région du Rhin supérieur est particulièrement adaptée à la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Les résultats des calculs de modèles varient entre environ 24 GW et 47 GW de capacité installée.

La situation est différente pour l'énergie éolienne. Dans la plupart des cas, les modèles de calcul ne montrent qu'une faible augmentation de la capacité de production d'énergie éolienne. Cela suggère que les sites situés en dehors de la région du Rhin supérieur offrent de meilleures conditions pour produire de l'électricité à partir de l'énergie éolienne. Cette électricité peut être utilisée dans la région du Rhin supérieur via le réseau électrique existant. Les installations d'éoliennes ne sont observées que dans les cas où l'importation d'électricité dans la région du Rhin supérieur est massivement limitée ou empêchée. De tels cas pourraient se produire, par exemple, en raison d'un retard dans l'extension du réseau à l'intérieur des pays. On pourrait en conclure qu'un soutien supplémentaire aux éoliennes dans la région sera nécessaire, si l'intérêt d'installer des éoliennes dans la région augmente.

Dans ces scénarios, de nouvelles possibilités de stockage de l'énergie électrique sont créées dans la région du Rhin supérieur, en plus des centrales de pompage-turbinage déjà existantes. On peut constater que les calculs du modèle favorisent le stockage dans le gaz synthétique par rapport à l'installation de batteries. Cela pourrait être dû au fait que les centrales de pompage-turbinage existantes dans la région offrent déjà un potentiel considérable de stockage d'énergie à court terme.

L'analyse des différences de prix a montré qu'une zone de soumission dans le TMO n'augmenterait probablement pas l'efficacité du système électrique européen. Ce n'est que dans le cas où seulement 30 % des capacités thermiques des nouvelles interconnexions vers la zone de marché du Rhin supérieur seraient disponibles pour le marché que des différences de prix pertinentes apparaîtraient. Cette hypothèse doit toutefois être considérée comme pessimiste, d'autant plus que les futures possibilités d'exploitation du réseau, telles que la surveillance des lignes aériennes, devraient permettre une meilleure utilisation des capacités des lignes. En outre, l'UE prévoit de rendre 70% des interconnexions disponibles pour le commerce afin de renforcer le marché intérieur européen.

En outre, le degré d'autosuffisance de la région du Rhin supérieur a été examiné sous différentes hypothèses concernant la disponibilité des capacités de transmission vers les pays voisins. Les résultats montrent que même dans l'hypothèse d'une disponibilité élevée, une quantité considérable d'électricité est produite dans la région du Rhin supérieur. Les résultats doivent être évalués en tenant compte du fait que l'une des principales hypothèses du modèle est la minimisation des coûts du système énergétique à l'échelle européenne. À l'exception du cas d'autosuffisance totale, les résultats représentent donc une production d'électricité "au service du système" dans la région du Rhin supérieur et ne visent pas à accroître l'autosuffisance de la région. En raison de l'absence d'économies d'échelle et de l'utilisation néanmoins nécessaire de l'infrastructure du réseau, la question de savoir si l'autosuffisance équilibrée est un objectif souhaitable pour les petites communes et communautés est controversée dans le monde scientifique (McKenna, 2018).

L'analyse de la sensibilité du système électrique à une croissance plus forte de la demande d'électricité suggère que même dans ce cas, l'énergie éolienne est de plus en plus utilisée

dans la région. Ce phénomène pourrait être attribué à une augmentation de la demande d'électricité, y compris le soir et la nuit, et est tout à fait envisageable en raison de la pénétration croissante - mais incertaine - des voitures électriques sur le marché.

3.2 Recherche sur le LEM

Selon un certain nombre d'études, les marchés locaux de l'énergie (LEM) auront un impact significatif sur les violations de tension et la congestion. Les cycles de demande des consommateurs semblent avoir un impact sur les niveaux de tension, mais l'ampleur de l'impact et son caractère positif ou négatif dépendent du mécanisme de marché utilisé. Il n'y a pas d'impact significatif sur la performance du réseau en termes de déséquilibres de tension et de qualité de la tension lorsqu'on utilise un mécanisme qui n'augmente pas la demande de pointe du système. Il convient de souligner que la plupart des études se sont concentrées sur le développement de modèles de marché, de mécanismes de contrôle et de modèles d'abonnés ayant un impact technique positif sur la tension, ce qui signifie que les impacts négatifs ont été évités par conception et ne sont donc pas apparus dans les données.

Étant donné que le déséquilibre de phase dans le réseau peut entraîner des hausses de tension et des pertes plus importantes, les études futures devraient examiner plus en détail l'impact des LEM sur le déséquilibre de phase, d'autant plus que la plupart des cas d'utilisation sont axés sur les consommateurs connectés à des réseaux à basse tension.

Dans l'ensemble, il a été démontré que la recherche sur les LEM est très transdisciplinaire, ce qui rend difficile la distinction entre l'impact sur les systèmes de distribution d'électricité et la conception de modèles de marché ou de cadres politiques et réglementaires actuels. À la suite de nos recherches, nous pouvons conclure que la recherche dans ce domaine est encore limitée par les cadres politiques et de marché existants. Dans ce qui suit, nous présentons l'impact des LEM sur le déséquilibre de phase et la tension au niveau du système de distribution.

3.3 Conception d'un réseau électrique flexible

Pour ce rapport, nous avons effectué une analyse documentaire approfondie afin d'identifier et d'examiner les possibilités de coopération transfrontalière au niveau du réseau de distribution. Si l'idée d'une interconnexion transfrontalière des réseaux d'énergie a suscité beaucoup d'attention, la plupart des recherches actuelles se concentrent sur le niveau du réseau de transport. Parmi tous les articles examinés, une nouvelle méthode d'interconnexion transfrontalière de deux réseaux de distribution avec un " switch " en termes de réduction des coûts du système a été présentée dans (Hunt, 2006). Comme l'interconnexion des réseaux de distribution des Pays-Bas et de l'Allemagne était la première étude de cas pour une interconnexion transfrontalière dans l'UE, la méthode mentionnée dans (Hunt, 2006) a été mise en œuvre dans le cadre du projet SEREH. Après les différentes études, nous avons supposé que la coopération transfrontalière dans le secteur de l'énergie peut apporter des avantages au niveau local, c'est-à-dire au niveau du réseau de distribution, afin que les régions transfrontalières puissent se développer. En suivant la méthodologie mentionnée dans [18], nous pouvons présenter le résultat de ce rapport comme suit.

Hypothèses générales sur les régions transfrontalières :

- Ils sont généralement moins développés en termes économiques et d'infrastructures.
- Ils peuvent souvent présenter des caractéristiques complémentaires en termes de production renouvelable et de charge électrique.
- Le facteur le plus important pour la réduction des coûts du système

Selon (Hunt, 2006), les résultats montrent que la complémentarité des deux régions adjacentes de l'étude de cas considérée est la source d'avantages en termes de réduction des coûts du système. En particulier, toutes les options étudiées de l'"élément commutable" conduisent à une réduction des coûts du système électrique. Cependant, le niveau et la distribution des économies de coûts du système calculées et donc les avantages potentiels pour une CCE transfrontalière dépendent dans une large mesure du type d'élément commutable reliant les régions adjacentes.

Une "centrale électrique commutable" et un "consommateur flexible commutable" réduisent tous deux les coûts totaux, mais impliquent que les avantages sont répartis de manière inégale entre les deux régions. Alors que la "centrale électrique commutable" apporte des avantages à la "région rurale à faible charge", le "consommateur flexible commutable" apporte des avantages à la "région urbaine à forte charge". Seul le "stockage commutable" entraînerait des avantages sous la forme d'économies de coûts de système pour les deux régions, mais il entraînerait également l'avantage global le plus faible. Ainsi, la réalisation des économies de coûts totales les plus élevées ne correspond pas à l'option où les avantages sont répartis de manière plus égale. Pour résoudre le problème de la répartition inégale entre les régions, les avantages supplémentaires du système doivent être convertis en compensation pour la CEC. La CEC pourrait utiliser les bénéfices à l'avantage de l'ensemble de la région transfrontalière dans l'intérêt de ses membres et actionnaires, contribuant ainsi de manière significative à la coopération énergétique transfrontalière au niveau local.

En d'autres termes, cette répartition inégale des avantages pourrait être atténuée en s'organisant par le biais d'une CEC transfrontalière qui distribue les avantages à " ses membres ou actionnaires ou à la région plus large dans laquelle elle opère ", comme l'exigent les dispositions relatives aux CEC telles que définies dans la directive 2019/944/UE. De cette manière, la CEC est un outil organisationnel permettant de distribuer les avantages découlant de l'élément commutable de manière plus uniforme, c'est-à-dire pour la communauté frontalière.

Le modèle d'optimisation développé dans la recherche précédente se limite à la perspective économique et n'est donc pas applicable à la planification de la mise en œuvre technique, au type de transmission de l'énergie entre MV (AC/DC), à la conception technique du circuit, au dimensionnement des câbles et des tracés de câbles.

Les résultats globaux du modèle de calcul montrent que le raccordement des réseaux de distribution par un élément commutable, qu'il s'agisse d'une centrale de production d'électricité, d'un consommateur flexible (électrolyseur) ou d'un stockage sur batterie, conduit à une utilisation plus élevée du système et donc à une réduction des coûts du système.

Cependant, les économies calculées sur les coûts du système ne peuvent pas être utilisées comme le seul indicateur de l'avantage économique d'un tel réseau de distribution. Les résultats montrent plutôt que le couplage de régions ayant des caractéristiques de production et de consommation d'électricité complémentaires (comme deux régions d'EM dans l'étude de cas, mais cela pourrait également s'appliquer à deux réseaux de distribution différents au sein d'un même pays) a le potentiel d'augmenter les capacités de transport d'électricité (internationales) dans le système électrique de l'UE tout en réduisant le besoin de capacités supplémentaires dans le réseau de transport.

Au-delà des régions transfrontalières, les résultats montrent que l'utilisation d'un élément commutable pour connecter des régions ayant des caractéristiques complémentaires en termes de production et de demande d'électricité (par exemple urbain-rural ou industriel-résidentiel) conduit à une meilleure allocation des capacités du réseau de transport et généralement à une utilisation plus efficace du réseau.

Toutefois, les résultats montrent que la répartition des avantages dépend fortement de l'élément commutable et que le choix présentant le plus grand avantage global n'est pas nécessairement identique au choix présentant des avantages uniformément répartis.

Ce résultat peut aider les législateurs nationaux à intégrer les CEC dans leurs cadres réglementaires. Il convient de noter que les CEC devraient être ouverts à une participation transfrontalière. En outre, les CEC devraient recevoir une rémunération financière pour leur contribution aux économies de coûts du système.

L'amélioration de la production transfrontalière d'électricité au niveau local pour la transition énergétique nécessiterait la prise en compte de ces points lors de la création d'un cadre juridique national pour la production d'électricité. En outre, l'exploitation transfrontalière des CEC pourrait contribuer à renforcer les régions frontalières fondamentalement faibles.

3.4 Outil d'aide à la décision et son application dans la mise en œuvre des stratégies énergétiques

Une grande variété de technologies (telles que les panneaux solaires photovoltaïques ou thermiques, les centrales nucléaires, à gaz ou à charbon, les turbines de barrage hydraulique, etc.) peuvent être combinées pour produire de l'énergie. Les modèles de planification énergétique les plus utilisés aujourd'hui utilisent une approche consistant à estimer le coût de chaque scénario possible, puis à sélectionner celui dont le coût est le plus faible. Ces coûts tiennent compte de l'investissement du jour au lendemain nécessaire pour acheter et mettre en œuvre les technologies permettant d'exploiter les ressources, ainsi que des coûts d'exploitation et de maintenance. Dans le cas des ressources contrôlables, les coûts des combustibles consommés sont pris en compte dans les estimations. Les impacts environnementaux sont pris en compte à travers des coûts additionnels spécifiques qui affectent certaines technologies plus que d'autres, comme la taxe carbone, par exemple. Cette approche basée sur l'optimisation des coûts présente l'inconvénient de se focaliser sur un seul scénario (celui du coût minimum), ce qui laisse à l'utilisateur une trop faible visibilité des autres options possibles. C'est un handicap majeur dans la mesure où l'estimation des coûts des scénarios est soumise à de grandes incertitudes.

Les coûts des technologies peuvent en effet varier fortement dans le temps et ces variations peuvent être très différentes d'une technologie à l'autre. Or, les prix des combustibles tels que le pétrole ou le gaz évoluent de manière erratique en fonction des quantités disponibles, de la demande sur les marchés de l'énergie ou de la spéculation boursière. Pour cette raison, il est impossible de prévoir avec précision l'évolution des coûts des technologies liées aux combustibles fossiles. Pour d'autres technologies, les tendances sont plus claires. Par exemple, les coûts des centrales nucléaires sont régulièrement revus à la hausse en raison de l'évaluation de plus en plus précise du coût de leur démantèlement, ainsi que des coûts de traitement et de stockage de leurs déchets. En revanche, les coûts des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et de certaines technologies de stockage comme les batteries baissent de manière exponentielle car ils sont produits en quantités de plus en plus importantes, ce qui permet d'optimiser leurs processus de fabrication. Ces coûts ne prennent probablement pas encore en compte les coûts exacts du démantèlement et du recyclage de ces technologies à la fin de leur cycle de vie, ainsi que les coûts des matières premières qui les composent (telles que les terres et métaux rares), qui risquent de se raréfier à l'avenir.

Personne n'est actuellement en mesure de prédire précisément combien de temps ces tendances vont se poursuivre. Ainsi, le coût est certes un indicateur indispensable pour

orienter les choix de stratégie énergétique, mais il n'est pas suffisamment fiable pour exclure des options simplement parce qu'elles sont plus coûteuses.

La méthode REPM (Regional Energy Planning Model) ne vise pas à sélectionner uniquement l'option énergétique la moins chère mais à décrire, de la manière la plus simple et la plus complète possible, les différentes options possibles. Elle consiste à : 1) évaluer les caractéristiques horaires de la demande énergétique de la région considérée ; 2) évaluer les ressources potentiellement disponibles dans la région considérée ; 3) estimer les caractéristiques techniques de différents scénarios basés sur l'introduction de sources d'énergie intermittentes (solaire et éolienne) en pourcentage de la demande finale d'électricité ; 4) regrouper les scénarios ayant des caractéristiques similaires en grappes ; 5) estimer les coûts de production énergétique pour chaque grappe de scénarios en considérant les différentes technologies qui pourraient exploiter les ressources sélectionnées dans chaque grappe de scénarios. La méthode est capable de fournir une liste de scénarios (chaque scénario étant le représentant d'un cluster) dont les caractéristiques seront suffisamment différentes pour que les décideurs puissent facilement sélectionner l'option qui leur semble la meilleure.

3.4.1 Algorithme de gestion du stockage et des sources contrôlables REPM

Le REPM (Regional Energy Planning Model) part d'une estimation de la demande électrique horaire à satisfaire, puis fait varier la production d'énergie solaire et éolienne dans les limites disponibles sur la région considérée. En combinant la demande électrique horaire et la production horaire d'énergie solaire et éolienne, il calcule le stockage horaire nécessaire et l'énergie supplémentaire fournie par les sources contrôlables. Enfin, le modèle estime l'énergie qui pourrait être exportée de la région en cas de surproduction (figure 3.10).

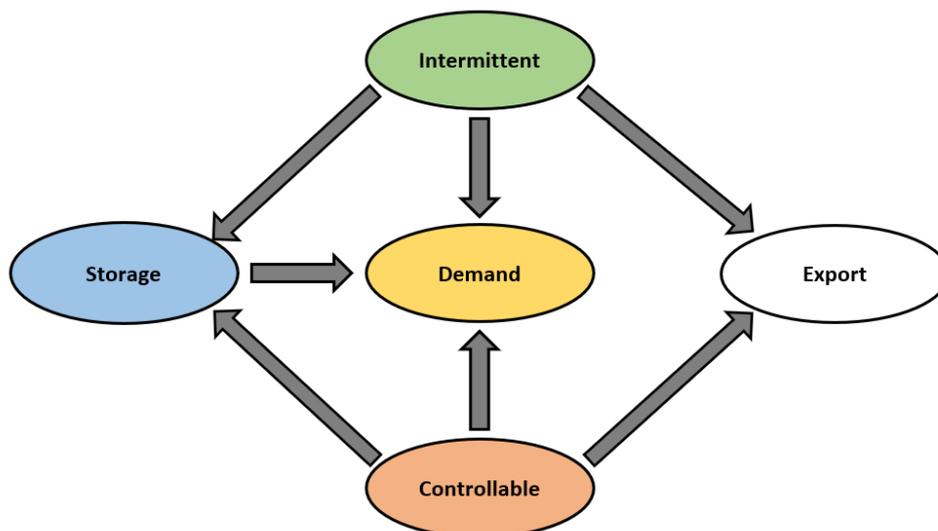


Figure 3.10 : "Energiesystemdiagramm des REPM-Model"

REPM calcule, chaque heure, l'énergie résiduelle (R) qui reste à fournir lorsque les énergies solaire et éolienne sont introduites dans le mix électrique (Figure 3.11).

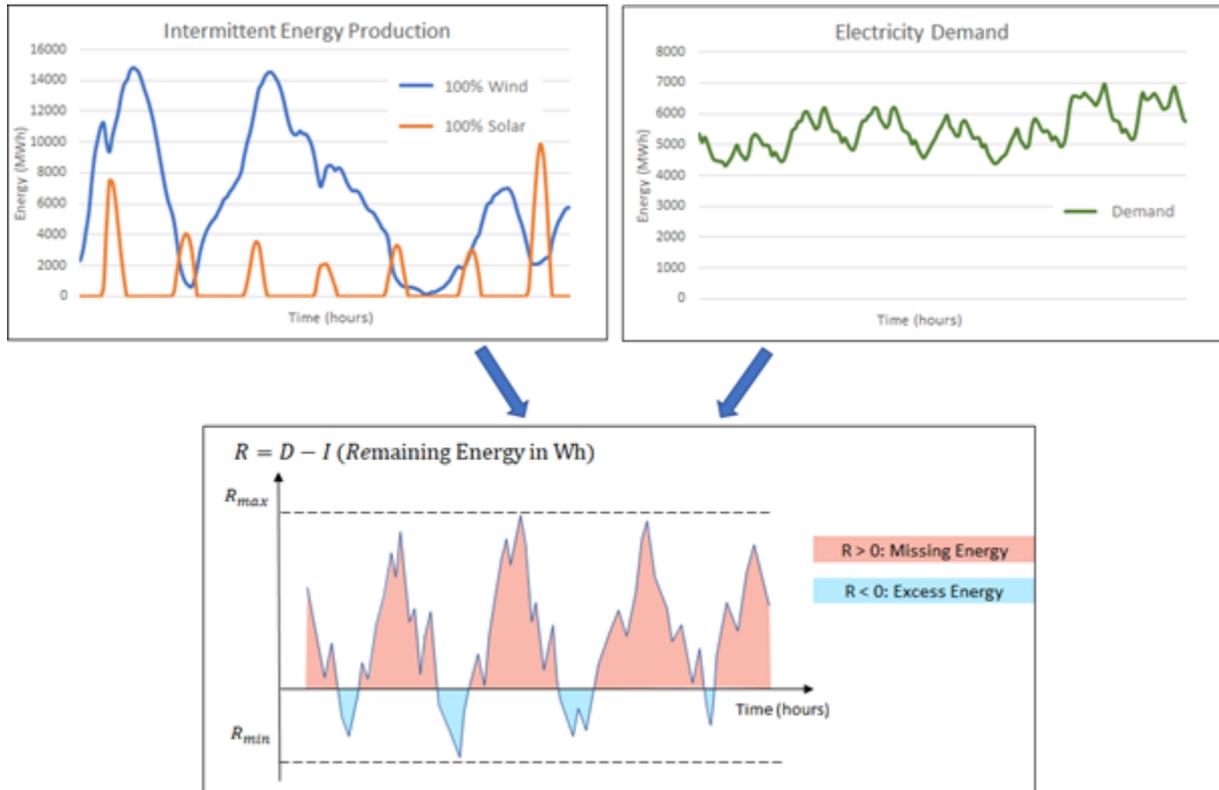


Figure 3.11 : Calcul de l'énergie résiduelle (R) effectué chaque heure par REPM à partir de la demande horaire d'énergie (D , MWh) et de la production horaire d'énergie intermittente (I , MWh)

L'énergie résiduelle horaire est utilisée pour calculer l'évolution temporelle de l'énergie stockée en utilisant deux alternatives différentes nommées : " Méthode de libération directe " et " Méthode d'écrêtement des pointes " (figure 3.9). Dans les deux cas, l'énergie est stockée lorsque la demande est inférieure à la quantité fournie par l'énergie solaire et éolienne ($R < 0$) et libérée lorsque la demande est supérieure à la fourniture solaire et éolienne ($R > 0$). L'énergie est stockée jusqu'à ce que le stockage maximal soit atteint ($DS = S_{h+1} - S_h$ la variation horaire du stockage est égale à R mais dans le respect de la contrainte : $0 < S < S_{max}$). Lorsque l'énergie stockée n'est plus disponible parce qu'elle a été épuisée ($S=0$), REPM fournit l'énergie manquante en utilisant une source d'énergie contrôlable ($C = R$). Avec l'algorithme "Direct release", la capacité maximale de stockage (S_{max}) est définie par l'utilisateur et l'énergie est libérée dès que l'énergie résiduelle est positive (Figure 6-gauche). L'algorithme "Peak Shaving" traite le stockage un peu différemment. L'utilisateur choisit le niveau de coupure des pics d'énergie résiduelle, qui correspond à la capacité maximale des sources contrôlables (C_{max}). L'énergie stockée n'est libérée qu'au moment des pics d'énergie résiduelle. La capacité maximale de stockage est adaptée pour compenser l'énergie à libérer aux heures de pointe (Figure 3.12 droite).

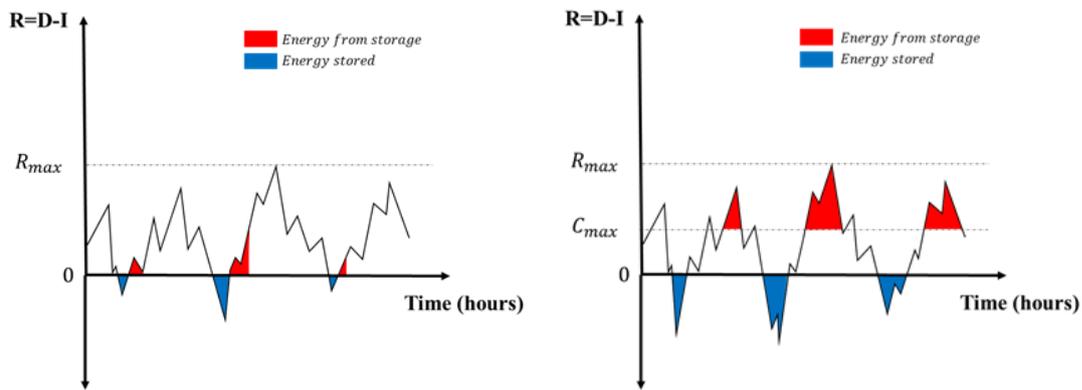


Figure 3.12 : Courbe de durée de charge de l'énergie résiduelle ($R = D - I$) calculée par le modèle REPM pour distinguer différentes alternatives de gestion du stockage d'énergie : Libération directe (gauche), écrêtement des pointes (droite).

La figure 3.13 montre les principales différences qui se produisent lors de l'utilisation des deux différentes alternatives pour gérer le stockage. Avec l'"écrêtement des pointes", la capacité des sources contrôlables diminue à mesure que la quantité d'énergie intermittente introduite dans le mix électrique augmente. Elle atteint zéro lorsque l'énergie intermittente satisfait entièrement la demande et les pertes (environ 110 % de la demande). Elle augmente à mesure que la quantité d'énergie intermittente introduite dans le mix électrique augmente. Il atteint un maximum lorsque l'énergie intermittente satisfait entièrement la demande et les pertes. Après cela, il diminue, montrant que la surproduction d'énergie intermittente peut compenser le besoin de stockage. Notons qu'en dessous de 20%, il n'y a pas besoin de stockage, l'énergie n'est jamais surproduite, car la demande est toujours supérieure à la production intermittente. " Direct release " montre les mêmes tendances que le " Peak Shaving ", mais comme cette méthode n'est pas conçue pour écrêter les pointes, elle est incapable de diminuer la capacité des sources contrôlables avant que les sources intermittentes ne répondent à toute la demande. D'autre part, alors que cette méthode nécessite une plus grande capacité aux sources contrôlables, elle nécessite moins de capacité pour le stockage.

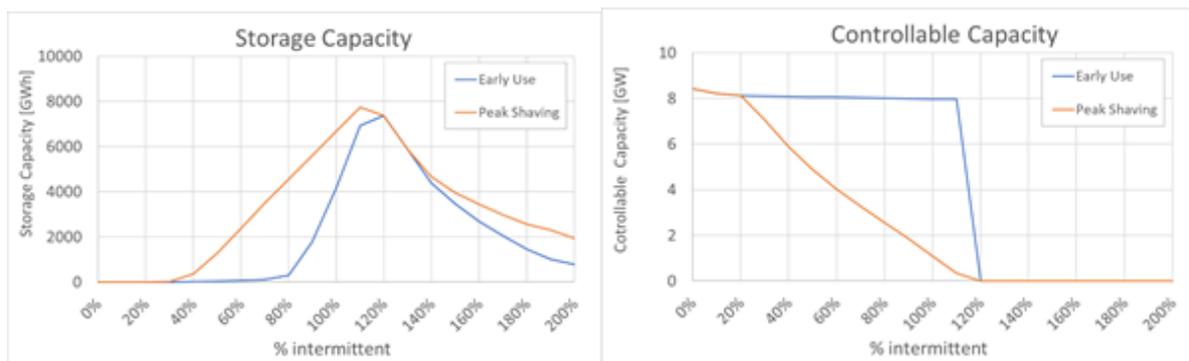


Figure 3.13 : Capacité de stockage (à gauche) et capacité contrôlable (à droite) en fonction de la quantité d'énergie solaire et éolienne introduite dans le mix électrique (exprimée en pourcentage de la demande électrique) pour les algorithmes de " libération directe " (courbes bleues) et d'" écrêtement des pointes " (courbes rouges).

3.4.2 Résultats : Génération de scénarios REPM

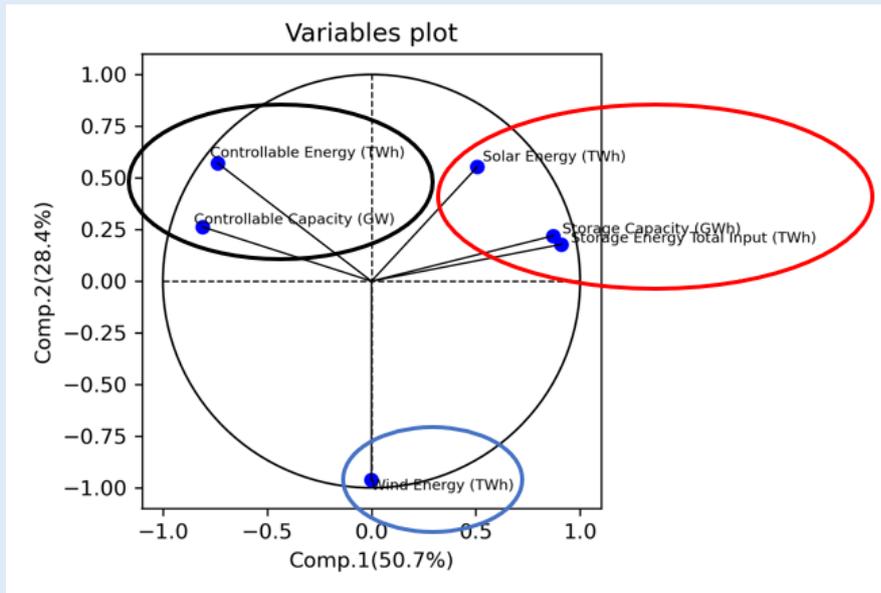
REPM est utilisé pour générer un ensemble de scénarios possibles en évaluant les caractéristiques de stockage et d'énergie contrôlable résultant de la variation de l'introduction de l'énergie produite par les sources intermittentes. La répartition entre les sources solaires et éoliennes au sein de la part intermittente est également évaluée pour une gamme allant de 0% solaire (100% éolien) à 100% solaire (0% éolien).

Les caractéristiques des scénarios sont générées en utilisant les deux méthodes de gestion du stockage "Direct release" et "Peak-Shaving" mais aussi en faisant varier les paramètres spécifiques à chacune des deux méthodes tels que la capacité maximale du stockage et les sources contrôlables.

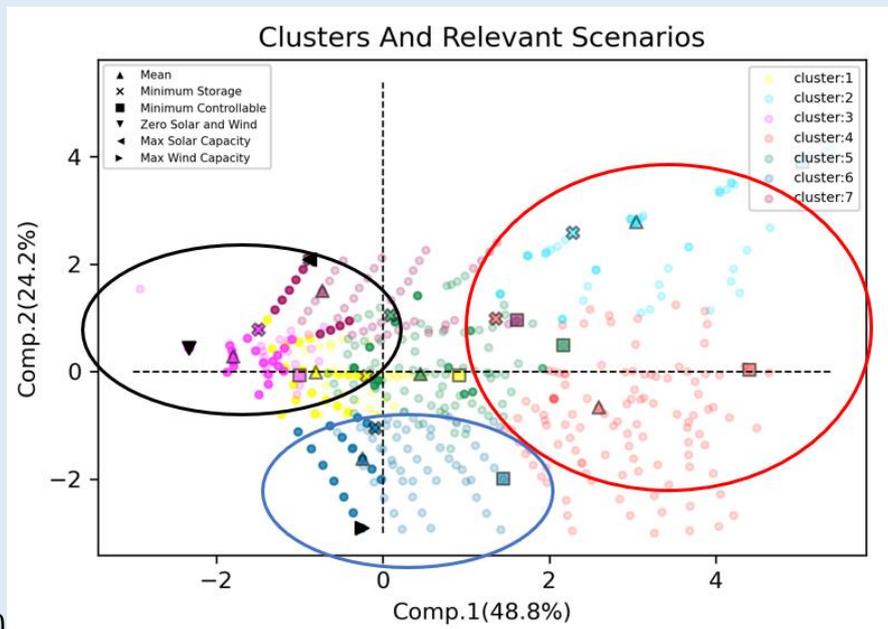
Par conséquent, REPM génère un grand nombre de scénarios, chacun ayant ses propres caractéristiques qui influencent leurs coûts, par exemple, la capacité et l'énergie produite par des sources intermittentes (éoliennes et solaires), des sources contrôlables et le stockage.

Une méthodologie a été développée pour présenter tous les scénarios et résumer leurs principales caractéristiques. Dans un premier temps, une analyse en composantes principales (ACP) est utilisée pour souligner les corrélations entre les différentes caractéristiques des scénarios. Elle montre que les caractéristiques des scénarios peuvent être bien résumées par deux composantes seulement, c'est-à-dire deux axes (figure 3.14-a). Le long de la première composante (axe horizontal), les scénarios utilisant une quantité importante de ressources contrôlables (à gauche) sont opposés à ceux utilisant de manière importante le stockage (à droite). Le long de la deuxième composante (axe vertical), les scénarios utilisant davantage d'énergie solaire (vers le haut) sont opposés à ceux utilisant davantage d'énergie éolienne (vers le bas). Dans la deuxième étape, la méthode de regroupement K-Means est utilisée pour regrouper les scénarios présentant des caractéristiques relativement similaires. Le graphique de la figure 3.14-b présente les différents scénarios utilisant les deux composantes de l'ACP et montre la distribution des 7 clusters qui se distinguent par des couleurs différentes. Les clusters situés à gauche du graphique contiennent des scénarios qui utilisent beaucoup de sources contrôlables, tandis que ceux situés à droite utilisent beaucoup de stockage. Les clusters en haut du graphique utilisent plus d'énergie solaire tandis que ceux en bas utilisent plus d'énergie éolienne.

Dans chacun des clusters résultants, un scénario représentatif du cluster est sélectionné (scénario moyen), et ceux ayant des valeurs extrêmes dans le groupe (c'est-à-dire le scénario avec la capacité de stockage et la capacité contrôlable minimales, la capacité solaire et éolienne maximales, et le scénario moyen), ainsi que le scénario "zéro" qui correspond au scénario avec une capacité d'énergie solaire et éolienne nulle, et donc une capacité de stockage nulle. Cet ensemble de scénarios au sein de chaque cluster est appelé "scénarios représentatifs".



a)



b)

Figure 3.14 : Analyse des scénarios résultants du REPM : a) représentation de la corrélation des scénarios résultants avec les composantes 1 et 2 de l'ACP comme axes, et b) localisation projetée des scénarios résultants sur les composantes 1 et 2 de l'ACP. Les cercles noirs correspondent aux scénarios caractérisés par une grande capacité et énergie contrôlable, les cercles bleus aux scénarios avec une importante capacité éolienne, et les cercles rouges aux scénarios avec une importante capacité solaire et de stockage.

3.4.3 Résultats : Evaluation des coûts des scénarios REPM

Le coût total annuel (TAC) de chaque scénario est évalué en tenant compte de l'investissement, des coûts fixes, variables et du carburant :

$$TAC_t^{(s)} = IC_t^{(s)} * (AC_t + FC_t) + EP_t^{(s)} * \left(VC_t + \frac{FUC_t}{\eta_t} \right) \quad (1)$$

où,

- $IC_t^{(s)}$ est la capacité installée en MW,
- AC_t est le coût d'investissement annualisé en \$/MW/an, c'est-à-dire l'investissement initial de l'infrastructure amorti sur sa durée de vie estimée,
- FC_t est le coût fixe annuel en \$/MW/an, qui correspond aux coûts d'exploitation du système sur une année et comprend les coûts de personnel, les assurances, les taxes, les réparations ou les pièces de rechange,
- $EP_t^{(s)}$ est la production annuelle d'énergie en MWh/an,
- VC_t est le coût variable annuel en \$/MWh/an, qui comprend les dépenses liées à la variation du facteur de capacité moyen du système, par exemple le personnel sous contrat, les matériaux consommés et les coûts d'élimination des déchets d'exploitation par an, à l'exclusion des coûts de combustible,
- FUC_t est le coût des combustibles consommés pour la production d'électricité en \$/MWh/an, utilisé avec l'efficacité d'utilisation des combustibles η_t .

AC_t est calculé sur la base des coûts d'investissement à un jour de la technologie "t" (CC_t) dans le bouquet énergétique en \$/MW, de la durée de vie "l" en années et du taux d'actualisation "r" :

$$AC_t = CC_t * \frac{r * (1 + r)^l}{(1 + r)^l - 1} \quad (2)$$

r est censé tenir compte de la dépression de l'argent ainsi que de la valeur de la technologie t au fil du temps. Une valeur r de 5,77% est utilisée pour l'analyse des stratégies énergétiques sur la base des valeurs rapportées dans les études publiées.

Les coûts du stockage sont calculés avec une valeur nulle de FUC_t / η_t (puisque aucun coût de combustible n'est associé au stockage) et $ES_t^{(s)}$, l'énergie annuelle stockée en MWh/an :

$$TAC_t^{(s)} = IC_t^{(s)} * (AC_t + FC_t) + ES_t^{(s)} * (VC_t) \quad (3)$$

Le CA_t du stockage est calculé sur la base du nombre de périodes d'utilisation (np , en années d'utilisation de l'infrastructure de stockage) :

$$AC_t = CC_t * \frac{r * (1 + r)^{np}}{(1 + r)^{np} - 1} \quad (4)$$

"np" est considéré comme le minimum entre la durée de vie de la technologie de stockage "l" et le rapport entre les cycles annuels de stockage et les cycles de vie utile :

$$np = \min\left(l, \frac{\text{simulated cycles}}{\text{use life cycles}}\right) \quad (5)$$

Le coût total annualisé du scénario "s" (TAC^(s)) est obtenu en additionnant les TAC^(s) de toutes les technologies.

La figure 3.15 montre l'évaluation des coûts dans une situation assez simple où l'énergie du contrôlable est entièrement fournie par des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC), le stockage par de grandes tours en béton et l'énergie intermittente par des éoliennes et des panneaux solaires photovoltaïques. Les graphiques sont tracés pour les scénarios les moins coûteux de chaque groupe (y compris le scénario zéro qui n'utilise aucune source intermittente).

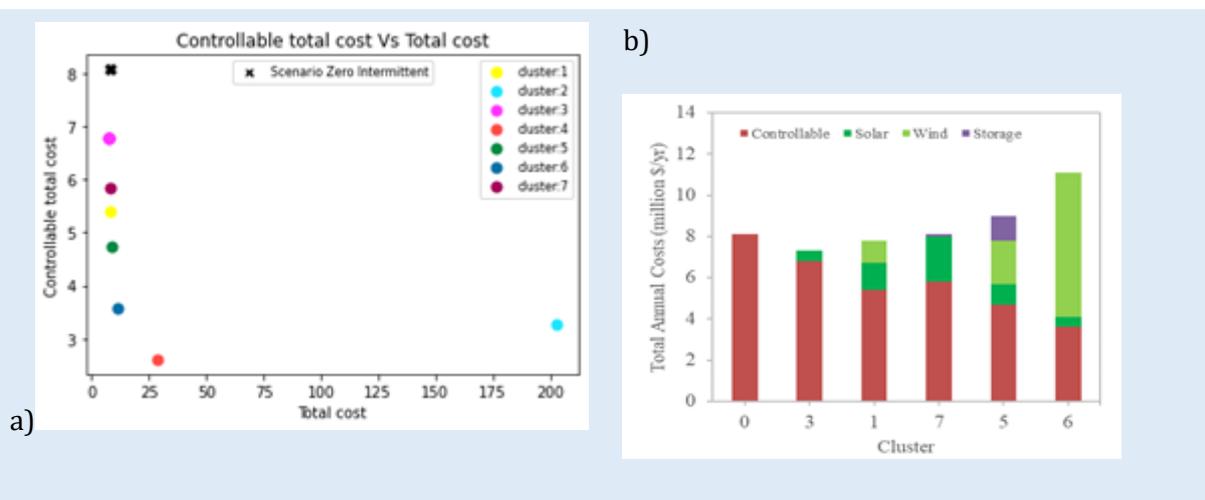


Figure 3.15 Coûts du contrôlable et coûts totaux pour les scénarios avec le moins de TAC dans chaque cluster, et le scénario de zéro intermittent dans le système, en utilisant comme technologies de référence les axes horizontaux des éoliennes et des panneaux solaires photovoltaïques pour les sources d'énergie intermittentes, et pour le contrôlable et le stockage, les turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) et les grandes tours en béton. Les coûts sont exprimés en milliards de dollars US par an.

La figure 3.15-a montre que le coût annuel total des groupes 4 et 2 est nettement supérieur à celui des autres groupes. Ces deux clusters utilisent une grande quantité d'énergie solaire et nécessitent de grandes capacités de stockage (Figure 3.14). En raison de leur coût total prohibitif, ils n'apparaissent pas sur le graphique de la figure 3.12-b qui montre la répartition des coûts entre les sources contrôlables, solaires et éoliennes et le stockage pour le scénario le moins cher de chaque grappe. Le coût des ressources contrôlables diminue au fur et à mesure que l'énergie est produite par des ressources intermittentes. Le coût annuel total

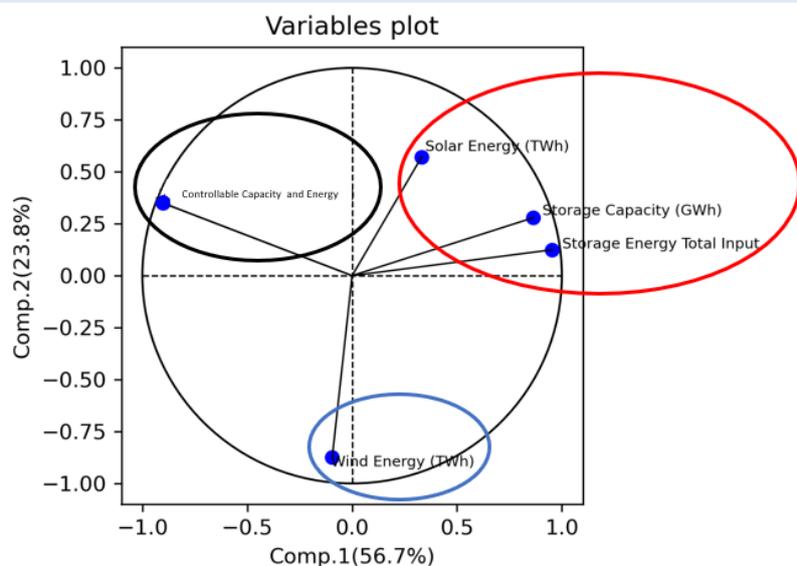
devient plus cher que le scénario 0 lorsqu'une grande quantité de ressources intermittentes est introduite dans le mélange (groupes 5 et 6). Dans une telle situation, le modèle constate qu'il faut plus d'énergie éolienne que d'énergie solaire.

3.4.3 Résultats : Scénario PERSEUS versus scénarios REPM

Le REPM permet de modéliser différents scénarios tandis que les résultats de PERSEUS correspondent à un seul scénario avec des conditions très spécifiques de stockage de l'énergie. Le scénario PERSEUS a été simulé et inclus dans la projection des scénarios résultant du REPM (Figure 3.13). Nous avons utilisé la méthodologie développée basée sur les méthodes PCA et K-Means pour cartographier la localisation du scénario PERSEUS par rapport à l'ensemble des scénarios résultants de REPM.

Les scénarios PERSEUS sont situés dans les cercles noirs, dans la partie supérieure gauche de la figure 3.13. Cela signifie que le scénario trouvé par PERSEUS a une production d'énergie contrôlable importante, c'est-à-dire qu'il conserve la totalité ou la plupart de la capacité installée contrôlable, et que la part intermittente repose sur le solaire plutôt que sur l'éolien. Comparé aux scénarios résultant du REPM, PERSEUS utilise moins de capacité de stockage.

Des différences ont été constatées dans la méthode de gestion du stockage. REPM utilise le stockage à des fins d'écrêtement des pointes contrôlables. Appliqué à un système énergétique basé sur l'énergie nucléaire, il peut contribuer à réduire les besoins en capacité nucléaire. Nous avons noté que dans le modèle PERSEUS, s'il n'y a pas de besoin d'écrêtement des pointes, le système de stockage peut être exploité chaque fois qu'il est nécessaire et dans les limites de la capacité permettant une fréquence d'utilisation plus élevée (plus grand nombre de cycles). De cette façon, d'autres scénarios économiquement optimisés utilisant le stockage pourraient être envisagés. Avec moins de restrictions de stockage, les scénarios REPM les moins coûteux utilisent moins d'énergie contrôlable et tendent à réduire le stockage en augmentant la production éolienne au détriment de la production solaire.



a)

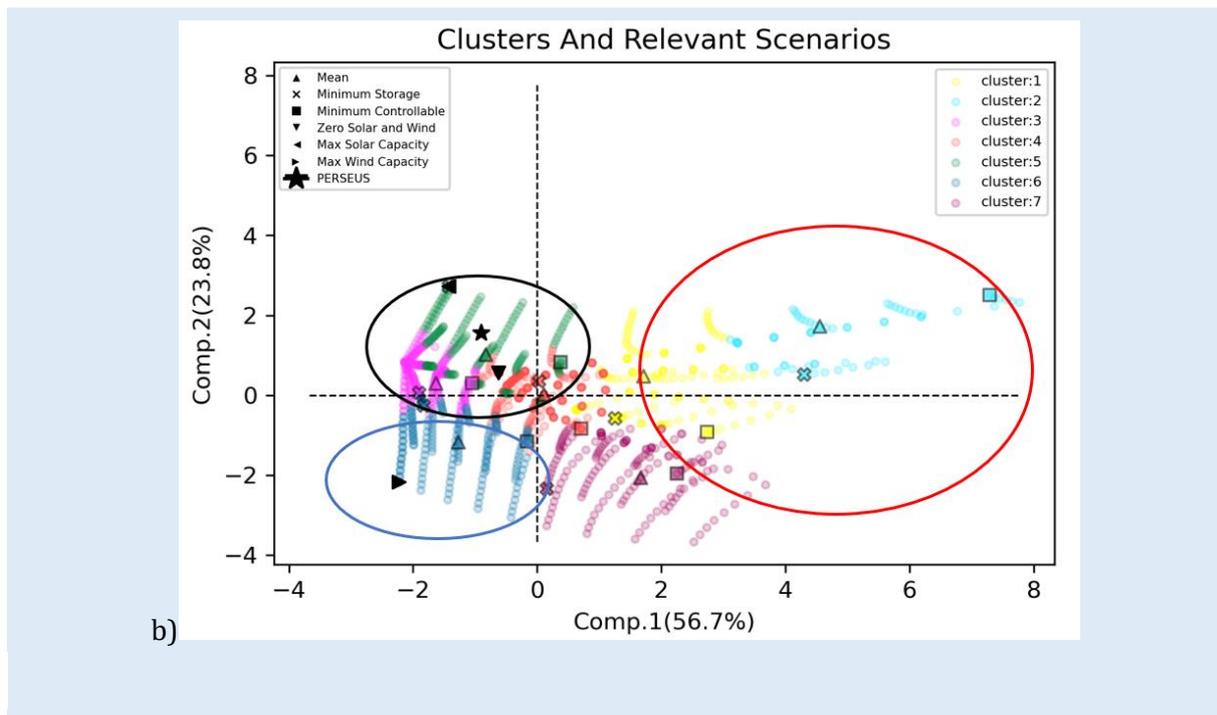


Figure 3.16 Comparaison entre les résultats de PERSEUS et de REPM : a) représentation de la corrélation entre les scénarios et les composantes 1 et 2 de l'ACP, et b) emplacement projeté des clusters et des scénarios résultants sur les composantes 1 et 2 de l'ACP. Les cercles noirs correspondent aux scénarios caractérisés par une grande capacité et énergie contrôlable, les cercles bleus aux scénarios avec une importante capacité éolienne, et les cercles rouges aux scénarios avec une importante capacité solaire et de stockage. Des scénarios représentatifs de chaque groupe sont inclus. La projection du scénario correspondant aux résultats du modèle PERSEUS est représentée, elle est située dans le cluster 5 à l'intérieur du cercle noir. Les scénarios tracés correspondent à : $\gamma = 100\%$ & $\eta_{StoToDem} = 40\%$. La demande utilisée comme entrée pour REPM correspond au même profil que celui utilisé pour PERSEUS.

3.4.4 Conclusions

Le bilan énergétique de la région du Rhin supérieur est fortement dépendant des importations de ressources fossiles. Une nouvelle méthodologie a été testée dans le cadre du projet RES-TMO afin d'évaluer comment les stratégies locales de production d'énergie renouvelable pourraient répondre à 100% de la demande électrique de la région du Rhin supérieur. Le calcul des potentiels de production d'énergie éolienne et solaire dans la région du Rhin supérieur montre que ces potentiels sont suffisants pour répondre à 100 % de la demande électrique, voire plus. Un grand nombre de scénarios ont été conçus en faisant varier la quantité de sources d'énergie intermittentes (solaire et éolienne) introduites dans le mix électrique et en calculant le stockage et l'énergie contrôlable nécessaires pour répondre à la demande d'énergie.

Les scénarios ont été triés en grappes. Ensuite, un ensemble de technologies a été associé à chaque scénario pour calculer le coût annuel total de chaque scénario (une technologie utilisée pour produire les ressources contrôlables et une autre pour assurer le stockage). Le scénario le moins cher a été choisi comme "scénario représentatif" de chaque groupe. Les résultats ont montré que le coût des ressources contrôlables diminue au fur et à mesure que l'énergie est produite par des ressources intermittentes. Le coût annuel total des scénarios devient plus cher que le scénario utilisant uniquement des sources contrôlables lorsqu'une grande quantité de ressources intermittentes est introduite dans le mélange. Dans une telle situation, le modèle REPM trouve que plus d'énergie éolienne est nécessaire que d'énergie solaire. Il est

cependant important de noter que le modèle REPM se concentre uniquement sur la production d'énergie régionale de l'URR, sans tenir compte des échanges potentiels d'énergie avec d'autres régions. L'analyse des différents scénarios possibles doit encore être améliorée en introduisant la possibilité de considérer un ensemble de technologies pour la production d'énergie contrôlable ainsi que pour le stockage.

Chapitre 4. Work Package 7 : Sécurité des données dans les réseaux intelligents de TMO

4.1 Règles européennes pour la sécurité des données énergétiques

La Commission européenne prévoit de créer une nouvelle unité cybernétique commune pour lutter contre le nombre croissant de cyberévénements importants. Ceux-ci touchent les services publics, les entreprises et les citoyens dans toute l'UE, et leur nombre, leur ampleur et leur impact ne cessent d'augmenter. Pour faire face à ces menaces graves pour notre sécurité, il faut donc des réponses avancées et coordonnées dans le domaine de la cybersécurité. L'UE a tenté d'y répondre, notamment par le biais des directives européennes sur la sécurité des réseaux et de l'information (NIS) et sur le règlement général sur la protection des données (RGPD).

Tous les acteurs européens concernés doivent être prêts à réagir collectivement et à divulguer des informations pertinentes sur la base d'un "besoin de partager" plutôt que d'un "besoin de savoir". sur la base du "besoin de partager" plutôt que du "besoin de savoir" . Dans la chaîne de valeur de l'énergie, les gouvernements, les services publics et les autres parties prenantes doivent être proactifs dans leur recherche de solutions aux cybermenaces en constante évolution. Cette démarche peut être soutenue par un engagement à long terme en faveur de la coopération et du partenariat.

En pratique, cela signifie que la coordination entre les États membres est vitale pour qu'ils puissent se conformer à la directive NIS. Cela nécessite non seulement une coopération au niveau national entre le point de contact unique de chaque État membre et les équipes de réponse aux incidents de sécurité informatique (CSIRT), mais aussi entre les gouvernements et les organismes d'application des États membres.

Les fonctionnalités des applications intelligentes ne sont pas clairement encadrées par des normes officielles qui définissent et imposent généralement des critères de quantification en termes de spécifications techniques. C'est pourquoi il devient urgent de travailler et d'élaborer l'encreinte de normalisation, notamment pour les éléments les plus affiliés au réseau intelligent.

Cependant, les directives - l'instrument juridique de l'UE - ont une faiblesse inhérente, car elles doivent être mises en œuvre dans la législation nationale de chaque État membre. Cela entraîne inévitablement des difficultés supplémentaires pour créer un niveau commun harmonisé et élevé de sécurité des réseaux et des systèmes d'information dans l'ensemble de l'UE.

Il est donc nécessaire d'adopter une approche plus coordonnée de la réponse aux crises afin que les États membres se communiquent rapidement les informations critiques pertinentes. Il est tout aussi important que les messages adressés au public soient alignés et cohérents, ce qui permettra de limiter les effets néfastes des cyberattaques.

En conclusion, la directive NIS est considérée comme une base de référence pour la cybersécurité des infrastructures critiques, l'accent étant mis sur des mesures telles que la mise en place de CSIRT au sein des États membres et leur coordination par le biais d'un réseau de CSIRT. Toute réglementation supplémentaire devrait s'appuyer sur les cadres créés par les directives NIS et GDPR et les compléter.

4.2 Réponses à l'enquête auprès des gestionnaires de réseaux d'électricité

Ce travail a été soutenu par des réponses à des enquêtes basées sur plusieurs entretiens individuels avec des représentants des principales entreprises énergétiques de la région du Rhin supérieur (URR), ainsi que par des ateliers de parties prenantes avec des opérateurs de

réseaux électriques. Ceux-ci ont permis de clarifier leur attitude vis-à-vis de la décentralisation énergétique en termes de résilience énergétique régionale via ressources énergétiques renouvelables distribuées (production d'énergie renouvelable à petite et moyenne échelle) et leurs préoccupations, les défis anticipés, les plans futurs et les perspectives de développement.

La transition du système électrique vers les réseaux intelligents pose des défis au développement des réseaux de distribution d'électricité. Comme il est essentiel de tenir compte des intérêts commerciaux des parties prenantes et des acteurs pour réussir la modernisation du réseau électrique, leurs opinions et leurs expériences peuvent fournir des informations particulièrement précieuses aux décideurs. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit de questions technologiques liées à l'intégration et à l'utilisation des ressources énergétiques distribuées (RED), ainsi qu'à l'optimisation et à la sécurité des réseaux (Sirviö et al., 2021).

Pour améliorer la cyber-résilience des systèmes électriques, les responsables politiques doivent d'abord sensibiliser les parties prenantes et collaborer avec elles pour identifier, gérer et communiquer en permanence les vulnérabilités et les risques émergents. Les responsables politiques sont également dans une position unique pour favoriser la collaboration intersectorielle, organiser des programmes d'échange d'informations et soutenir les initiatives de recherche dans l'industrie électrique et au-delà. La collaboration à l'échelle de l'écosystème peut aider à mieux comprendre les dangers que chaque partie prenante représente pour l'écosystème, et vice versa.

Il existe une pléthore d'outils de gestion des risques, de cadres de sécurité, de solutions techniques et de méthodologies d'auto-évaluation parmi lesquels choisir. Les décideurs politiques et les chefs d'entreprise doivent utiliser ce qui est pertinent dans leur situation et considérer la résilience comme un processus continu plutôt que comme un événement ponctuel. Les décideurs et l'industrie doivent s'engager dans une approche collaborative basée sur une conversation constante.

S'il est impossible de prévenir totalement les cyberattaques, il est possible de rendre les systèmes électriques plus cyberrésilients en les concevant de manière à ce qu'ils résistent aux chocs et soient capables d'absorber, de récupérer ou de s'adapter rapidement, tout en maintenant la continuité des opérations des infrastructures critiques, ou du moins une grande partie de celles-ci. Il est essentiel de pouvoir s'adapter aux nouvelles technologies, ainsi qu'aux nouveaux risques et menaces.

Les gouvernements du monde entier peuvent améliorer la cyber-résilience par le biais de diverses politiques et réglementations, allant de méthodes très prescriptives à des méthodes axées sur le cadre et les performances. Les approches plus prescriptives ont l'avantage de permettre un contrôle de conformité plus efficace, mais elles peuvent avoir du mal à suivre l'évolution des cybermenaces. Les approches moins prescriptives, fondées sur un cadre, permettent des approches et des vitesses de mise en œuvre différentes d'une juridiction à l'autre, mais soulèvent également des difficultés quant à la manière de développer une approche transfrontalière cohérente et solide en matière de cybersécurité, qui ait un impact démontrable et efficace. Tout en tenant compte du caractère mondial des risques, les techniques de mise en œuvre devraient être adaptées aux situations nationales (Marron et al., 2019).

En raison de la nature globale et rapide de l'internet, la coopération internationale est particulièrement vitale - une attaque contre un seul actif peut rapidement se propager dans le monde entier. Les organisations internationales et les décideurs politiques jouent un rôle essentiel dans la promotion de la collaboration internationale. La collaboration entre tous les

principaux groupes de parties prenantes, des décideurs et des régulateurs aux services publics et aux fournisseurs d'équipements électriques, doit être une priorité.

Une enquête auprès de 947 organisations identifiées comme opérateurs de services essentiels (OES) et fournisseurs de services numériques (DSP) a été menée en novembre 2021 dans les 27 États membres (Agence de l'Union européenne pour la cybersécurité, 2021). Un peu moins de la moitié des répondants ont souligné un impact positif significatif de la directive européenne sur la sécurité des réseaux et de l'information (SRI). L'enquête a également révélé que la grande majorité des répondants considèrent que leurs contrôles de sécurité de l'information respectent ou dépassent les normes du secteur.

Cependant, d'un point de vue financier, la plupart des participants (67%) ont souligné le fait que l'exécution de la directive NIS a nécessité un budget séparé, estimé à un coût médian de 40 000 euros, soit l'équivalent de 5,1% de leurs budgets globaux de sécurité de l'information, en plus de nécessiter des employés supplémentaires à temps plein.

4.3 Modèles prédictifs des vulnérabilités de la sécurité des données dans le TMO

Au cours de la dernière décennie, les infrastructures énergétiques, en particulier les infrastructures électriques, ont connu des changements importants, caractérisés par le passage d'un système dans lequel la production à partir de combustibles fossiles s'adapte à la consommation des utilisateurs à un système dans lequel différents types d'utilisateurs - producteurs, consommateurs et ceux qui font les deux - sont gérés. (Canaan et al., 2020)

Une autre évolution est la vaste numérisation de l'ensemble des infrastructures afin d'optimiser, de superviser à distance et de surveiller un système de plus en plus complexe. En outre, pour répondre à la croissance de la demande énergétique mondiale et au changement climatique, il existe un besoin croissant d'efficacité et d'optimisation énergétique. Les services de réponse à la demande sont proposés aux utilisateurs pour les aider à économiser l'énergie en leur permettant d'optimiser leur utilisation, par exemple en réduisant ou en modifiant leur consommation d'électricité pendant les périodes de pointe. Ces services reposent sur des dispositifs intelligents en réseau, tels que des capteurs et des actionneurs, qui sont largement utilisés dans les foyers pour surveiller l'utilisation de l'énergie et limiter la consommation des équipements énergétiques afin d'éviter toute surcharge. Ces dispositifs intelligents, souvent connus sous le nom d'Internet des objets, devraient se compter en milliards dans les années à venir. Les avantages de ce changement devraient inclure une source d'énergie plus rentable, à long terme et fiable. (Canaan et al., 2020)

Parallèlement, les systèmes énergétiques deviennent de plus en plus vulnérables aux cyberattaques. En raison de l'utilisation généralisée des TIC (technologies de l'information et de la communication) et des nouvelles interfaces de données telles que les nouveaux compteurs, les collecteurs et autres dispositifs intelligents orientés vers la connexion, la surface d'attaque s'étend, offrant de nouveaux points d'entrée aux attaquants. En outre, les systèmes énergétiques sont des cibles à fort impact pour les attaquants, qui peuvent par exemple provoquer d'importantes interruptions de l'approvisionnement ou obtenir des informations critiques. La quantité croissante de données privées sensibles sur les consommateurs dont disposent les fournisseurs de services, les services publics et les partenaires tiers peut potentiellement motiver des cyberattaques. Le secteur de l'énergie semble être l'un des trois secteurs les plus touchés avec les coûts d'incidents les plus élevés, selon une recherche publiée par l'ENISA (L'Agence de l'Union européenne pour la

cybersécurité) en août 2016 mesurant le coût des incidents de cybersécurité affectant les infrastructures d'information vitales. (Canaan et al., 2020)

4.4 Recommandations sur la protection trinationale contre les cyberattaques pour renforcer la sécurité énergétique

Par rapport au système conventionnel d'alimentation en partie robuste, la recherche sur l'amélioration de la sécurité du système de données d'alimentation électrique en est à ses débuts, avec de nombreuses vulnérabilités de sécurité non identifiées.

Le niveau de complexité des réseaux électriques actuels et le rôle critique qu'ils jouent dans tous les domaines constituent un défi à double tranchant, surtout lorsqu'une technologie nouvellement introduite peut elle-même être la source de menaces.

Les systèmes électriques fonctionnent en temps réel, la disponibilité et la fiabilité étant prioritaires. Les systèmes de contrôle industriel de l'électricité doivent réagir en quelques fractions de seconde, ce qui nécessite l'utilisation de processus de cybersécurité tels que l'authentification pour garantir le bon fonctionnement des fonctions du système de contrôle industriel sous-jacent. En raison de la nature en temps réel de l'électricité, les opérations de cybersécurité de base telles que l'application de correctifs et le redémarrage sont plus compliquées que celles effectuées sur des situations moins critiques, qui sont faciles à mettre hors service pendant une courte période.

De la même manière, les systèmes électriques peuvent être soumis à des agressions qui se propagent dans leurs systèmes numériques et physiques. Une panne induite dans une partie particulière du système peut causer des problèmes ailleurs et un événement unique, comme pour d'autres problèmes de sécurité énergétique, peut se propager en cascade sur l'ensemble du réseau électrique, entraînant des perturbations généralisées.

La conception et le déploiement des CPS (Cyber physical system) et de l'IoT (Internet of things) sont à la croisée des chemins. Un large éventail de nouveaux dispositifs a été rendu possible grâce aux progrès réalisés dans les systèmes de mise en réseau, de traitement, de détection et de contrôle. Ces technologies sont créées et déployées en ce moment même, mais la sécurité est souvent remise à plus tard. Les exigences fonctionnelles et l'évolution rapide des marchés poussent l'industrie et les tendances de conception à changer rapidement, et les normes commencent seulement à émerger. Étant donné que de nombreuses technologies déjà utilisées ont une durée de vie qui se mesure en décennies, les choix de conception actuels auront un impact sur les secteurs des transports, des soins de santé, des contrôles de bâtiments, des interventions d'urgence, de l'énergie et d'autres secteurs au cours des prochaines décennies.

Les nouveaux types de systèmes de communication et de gestion des données ne doivent pas seulement prendre en charge les différentes tendances émergentes en matière de médias et d'équipements intelligents (par exemple, basés sur des ordinateurs ou des microprocesseurs), mais ils doivent également s'adapter aux systèmes existants de manière à pouvoir évoluer et, surtout, à résister aux cyberintrusions. À cette fin, les réseaux intelligents doivent constituer une solution complémentaire et non une solution d'élimination ou d'exclusion. Ces incertitudes techniques, auxquelles s'ajoutent les coûts d'investissement supplémentaires, sont à l'origine de la réticence politique des opérateurs énergétiques à l'égard de ce changement.

L'Europe travaille sur la transition énergétique et les réseaux intelligents depuis 2005, en commençant par créer la plateforme technologique des réseaux intelligents. Plusieurs

initiatives ont également permis de développer des bancs d'essai expérimentaux pour les solutions de réseaux intelligents, afin de mettre en évidence les défis et les potentiels les plus critiques liés à cette évolution et leur influence sur les systèmes électriques européens. Néanmoins, une analyse plus approfondie et plus holistique, basée sur une compréhension technique profonde de l'architecture de chaque système individuel et incluant fondamentalement l'impact des aspects sociaux et économiques sur ces systèmes hétérogènes, doit encore être réalisée afin de pouvoir faire un compromis entre les approches et les expériences pilotes existantes, en choisissant une expérience unique et valide qui soit appropriée pour être mise à l'échelle et reproduite.

D'autre part, une approche très prometteuse pour surmonter la majorité des problèmes précédents apparaît à travers les communautés énergétiques, dans lesquelles les problèmes actuels du réseau sont gérés de manière coordonnée de façon à éviter un renforcement coûteux du réseau tout en maintenant les valeurs aspirées du réseau intelligent. C'est pourquoi nous pourrions envisager le futur réseau intelligent comme une sorte d'agrégation de multiples entités intégrées ou micro-réseaux supervisés, surveillés et contrôlés via une couche fiable basée sur la communication. Par conséquent, l'intérêt croissant pour le développement de micro-réseaux en tant que cœur des systèmes de réseaux intelligents est tout à fait justifié, bien que cette interdépendance croissante entre les composants physiques et non physiques du système électrique, qui forme ce que l'on appelle les systèmes cyber-physiques, soulève un tout nouveau niveau de complications.

Les travaux sur l'application des réseaux intelligents, en général, manquent de points d'intersection et sont toujours traités dans des domaines distincts dans le monde de la recherche. Bien que l'utilisation du modèle de micro-réseau pour réaliser des expériences sur la sécurité cyber-physique ait de nombreuses justifications pratiques attribuées au rôle important qu'il joue pour ouvrir la voie aux réseaux intelligents, à la résilience régionale et à la facilitation de l'introduction de petites unités de production renouvelable à moyenne échelle, le contexte du micro-réseau a été principalement consulté en raison de la simplicité relative de la capture et de l'enregistrement des interventions, qu'il s'agisse d'une attaque injectée ou d'une modification du contrôle. Par exemple, les "micro-réseaux insulaires" abordés par un bon nombre d'articles, en particulier le type DC, ont des mérites incontestables en termes d'autonomie. Cependant, cela ne nous laisse que des méthodes et des solutions sur mesure qui ne s'adaptent pas nécessairement à tous les cas. Cela reflète le haut niveau de complexité nécessaire pour réaliser des expériences et concevoir des bancs d'essai correspondant à la topologie réelle du réseau intelligent. Sans parler de la réticence des exploitants de réseaux à partager publiquement toute sorte de données susceptibles d'altérer l'intégrité de leurs systèmes.

D'une manière générale, les mesures de cybersécurité pour les systèmes énergétiques sont encore des accessoires et non une fonction intégrée. En particulier, pour la plupart, les équipements liés à l'électricité évoluant à un rythme exponentiel, il est extrêmement difficile pour les mécanismes de cyberdéfense de suivre ce développement en l'absence de normes actualisées et de tendances communes du marché. À tout le moins, la sécurisation du réseau intelligent requiert une approche multidisciplinaire, et le développement économique et social est généralement un aspect oublié ou négligé de ce processus. Même les inventions technologiques les plus remarquables sont inutiles si elles ne sont pas approuvées par les clients.

Par ailleurs, l'intégration d'une culture de la cyberhygiène et la mise en œuvre de stratégies de gestion des risques pour une application cyber-résiliente de la vie moderne numérique intensifiée sont extrêmement critiques dans tous les secteurs, y compris le système énergétique, avec un besoin croissant de méthodes de caractérisation spécifiques au secteur.

Enfin, les compétences humaines qui permettent d'acquérir des connaissances pertinentes pour aborder la cybersécurité dans le secteur de l'énergie et promouvoir la recherche au sein de l'industrie de l'énergie doivent être une priorité stratégique sur laquelle il faut travailler en Europe.

III. Résumé des principaux résultats de l'analyse des cadres socioculturels, réglementaires et économiques

Chapitre 5. Lot de travaux 4 : Analyse des conditions socioculturelles et intégration des points de vue des parties prenantes

Le work package 4 (WP4) a étudié les conditions socioculturelles (Baggioni *et al.*, 2019) pour le développement d'un système d'énergie renouvelable dans la région du Rhin supérieur (Hamman & Vuilleumier, 2019 pour un aperçu ; Pohn, 2016, traitant du mouvement anti-nucléaire dans le Rhin supérieur), afin de mieux comprendre les conditions requises pour que les acteurs clés (par ex. par exemple, les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires de réseau, les associations) à travailler ensemble au-delà des frontières nationales, ainsi que l'acceptabilité des innovations sociales impliquant les citoyens (Bally, 2015 ; Bauwens *et al.*, 2016 ; Assié, 2021) dans la production locale d'énergies renouvelables (Christen & Hamman, 2015a, 2015b ; Pellegrini-Masini, 2020).



Figure 5.1 : Une carte montrant les acteurs clés des secteurs public et privé dans la région de TMO

Concernant nos principaux résultats, les politiques européennes considèrent toutes que l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique est une condition préalable à la décarbonisation des systèmes énergétiques afin d'atteindre les objectifs de la politique climatique (Evrard, 2013 ; Christen *et al.*, 2014 ; Bafoil, 2016). Les États membres de l'UE se sont notamment engagés à réduire les émissions de dioxyde de carbone de 80 % d'ici à 2050. Malgré cet objectif commun, tous les pays s'en rapprochent à des vitesses différentes.

Les énergies renouvelables ont des parts très différentes dans le mix électrique en France (24,1%), en Allemagne (45,7%) et en Suisse (61%), tant au niveau global qu'au niveau des sources d'énergie utilisées (les graphiques sont présentés ci-dessous) :

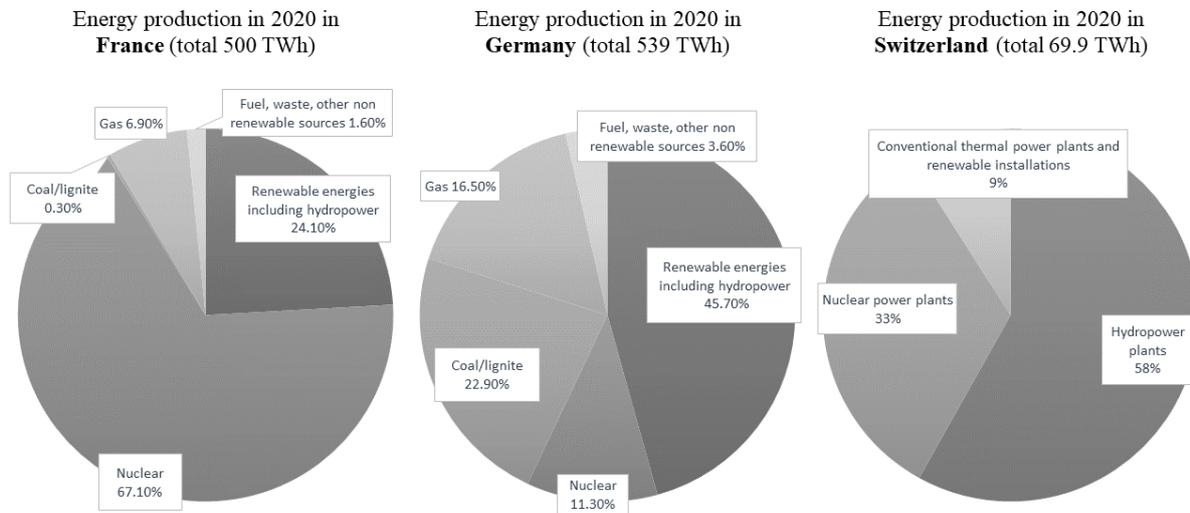


Figure 5.2 : Production nette d'électricité en 2020 en France métropolitaine, en Allemagne et en Suisse, © Sophie Henck, UMR SAGE, 2022 (Voir : <https://allemagne-energies.com/bilans-energetiques/> ; et <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-83135.html>)

En Allemagne (Gailing & Moss, 2016 ; Bourgeois, 2011 ; Gamberini, 2016), les énergies solaire et éolienne ont été plus développées, et les zones allemandes du Rhin supérieur font souvent figure de modèles pour les territoires transfrontaliers français et suisses (Burger & Weinmann, 2013 ; Lestrade & Salles, 2019). La variable la plus fréquemment mentionnée est le prix de l'électricité, qui est plus élevé en Allemagne qu'en France, et qui pourrait être la raison de la promotion de l'énergie solaire, plus rentable.

En Allemagne, l'énergie solaire doit une grande partie de son développement à des initiatives citoyennes. Le contexte réglementaire favorable, dû à la décentralisation et à la libéralisation du marché de l'énergie dans les années 1990, a conduit à la multiplication de ces initiatives. Les mouvements de contestation citoyenne contre le nucléaire, actifs dès le début en Allemagne (notamment dans le Haut-Rhin (Pohl, 2016) et qui ont pris de l'ampleur suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima en 2011, ont renforcé les efforts de mise en place de sources d'énergie alternatives (Gamberini, 2016) et la création de nombreuses coopératives énergétiques citoyennes au niveau communal et intercommunal. Pourtant, cet important développement des coopératives énergétiques citoyennes sur la rive allemande du Rhin supérieur semble s'être ralenti au cours des dernières années, après l'introduction de nouvelles mesures réglementaires rendant la production d'énergie renouvelable moins rentable (Hamman & Mangold, 2020 ; Lestrade & Salles, 2019).

En France, comme en Suisse, les coopératives d'énergie citoyenne se développent et s'organisent désormais en réseaux régionaux (Christen & Hamman, 2015b ; Hamman, 2022a), avec la création du réseau Grand Est Citoyen et Local d'Énergies Renouvelables (GECLER) en 2019 du côté français, et le développement d'une Association Suisse d'Énergie Citoyenne (ASEC) en Suisse romande depuis 2018. Le rôle de l'énergie citoyenne pour l'avenir d'un marché intégré des énergies renouvelables dans le Rhin supérieur mérite donc qu'on s'y attarde. Cependant, les obstacles administratifs rencontrés par les coopératives énergétiques en France les désavantagent par rapport aux grandes entreprises de réseaux électriques.

Alors que le développement des énergies renouvelables dépend largement de l'engagement des acteurs locaux, des conditions du contexte national et du lancement de nouveaux projets. Les gouvernements nationaux, les États fédéraux (c'est-à-dire les *Länder* allemands) et les cantons suisses fournissent les principales incitations sous la forme de nouvelles réglementations ou d'outils financiers tels que les tarifs de rachat. Les acteurs locaux sont généralement bien informés de ces contextes réglementaires, alors qu'ils ne sont généralement pas familiers avec les politiques et les normes européennes. La focalisation des administrations locales sur les questions énergétiques se traduit en outre par des services et des agents dédiés (par exemple, le *responsable du Klimaschutz* en Allemagne ou le *chargé de mission transition énergétique* en France).

Il est important de noter que les réglementations et les outils financiers peuvent à la fois soutenir et freiner le développement des énergies renouvelables (Burger & Weinmann, 2013 ; Campos *et al.* , 2020). Par exemple, la baisse des tarifs de rachat de l'électricité ne facilite pas le développement des petites installations photovoltaïques, alors qu'elles sont favorisées par les coopératives énergétiques citoyennes ou les communes rurales désireuses " d'essaimer " des projets renouvelables de petite taille sur leur territoire. Ceci témoigne de l'importance du contexte législatif et institutionnel national et régional, qui peut amener les acteurs locaux à tirer des conclusions différentes selon leur pays.

En termes de coopération transfrontalière sur les projets d'énergie renouvelable, l'enquête du WP4 n'a révélé qu'un petit nombre de cas. Les coopérations et échanges existants ont principalement été initiés par des acteurs allemands et français, qui apprécient les opportunités de partage et d'apprentissage de leurs expériences respectives. Cependant, ces initiatives n'ont pas abouti à des projets communs concrets.

En ce qui concerne les questions réglementaires, le développement des énergies renouvelables est entravé par de nombreuses contraintes juridiques, à la fois en raison du contexte réglementaire national et du besoin de traduction entre les différents contextes réglementaires lorsque des projets de coopération transfrontalière sont entrepris (par exemple pour les prosumers : (Campos *et al.*, 2020)). Il est donc nécessaire de réviser les normes des documents d'urbanisme - c'est-à-dire concernant l'implantation d'installations d'énergie renouvelable dans des zones spécifiques avec des conditions spécifiques - et les tarifs de rachat, qui sont très différents selon les pays.

Cela nous amène aux questions économiques. Pour organiser un marché intégré dans le Rhin supérieur, la production d'énergie renouvelable doit acquérir un avantage concurrentiel par rapport à la production d'énergie nucléaire ou à base de combustibles fossiles. Des mesures incitatives, telles que de nouveaux outils réglementaires et des aides financières, doivent pouvoir accroître leur avantage concurrentiel et limiter le rôle des grands producteurs d'énergie non renouvelable. C'est pourquoi les collectivités locales qui promeuvent de nouveaux projets demandent les moyens d'embaucher de nouveaux collaborateurs familiarisés avec les enjeux du Plan Climat et l'avenir des systèmes énergétiques des territoires.

En ce qui concerne les questions techniques, le développement des systèmes d'énergies renouvelables se fait encore dans le cadre des systèmes socio-techniques dominants (Christen & Hamman, 2015a ; Labussière & Nadaï, 2018). Des débats peuvent ainsi apparaître quant à l'impact écologique de certaines innovations techniques visant à augmenter la part des énergies renouvelables. L'utilisation de la géothermie, par exemple, peut être remise en question, compte tenu de ses limites et de ses impacts sur le sol, notamment dans la région

du Rhin supérieur où de nombreuses secousses sismiques ont mis à l'arrêt des projets de forage géothermique dans la région de Bâle.⁷

Enfin, les points socio-politiques développés dans ce document de travail devraient inviter les autorités politiques à prendre en considération les différents acteurs impliqués dans la production et la consommation d'énergies renouvelables (Hamman, 2019), et notamment à ne pas accorder un statut uniquement exemplaire aux projets citoyens. De telles initiatives, qui dépendent d'un fort soutien politique et financier, visent à relocaliser les enjeux énergétiques et à donner un rôle aux citoyens dans un système énergétique trop souvent dominé par des entreprises industrielles nationales et fonctionnant de manière dématérialisée limitant l'appropriation des enjeux énergétiques par les habitants et les consommateurs. Une meilleure connaissance des relations entre producteurs et consommateurs contribuerait à une meilleure appréhension, plus concrète, des enjeux actuels et futurs.

Le prix de l'énergie reste néanmoins un facteur central, comme le font valoir certains porteurs de projets communautaires qui réclament une hausse du prix de l'électricité d'origine nucléaire ou fossile pour rendre les énergies renouvelables plus compétitives. L'un des principaux enjeux est d'éviter de créer de nouveaux clivages socio-économiques au motif (sélectif) de l'écologie, comme ce fut le cas suite à la fermeture des centrales nucléaires en Allemagne (Bourgeois, 2011) ou lors du mouvement des " Gilets jaunes " en France.⁸ La justice énergétique est donc un enjeu majeur (Day, 2021).

L'une des utilisations possibles de cette étude est de proposer des pistes pour les politiques futures. À ce titre, nous avons montré que le développement des énergies renouvelables associé au répertoire de la transition énergétique et écologique - qui prend une place croissante dans les agendas internationaux et nationaux à travers le monde - implique des défis multi-scalaires qui combinent des dimensions réglementaires, économiques, socio-techniques et socio-politiques, dont l'énergie communautaire (Bauwens et al., 2016).

Sur le plan réglementaire, il pourrait s'agir de rapprocher les cadres au niveau international (ici dans l'UE) ou interrégional, qu'il s'agisse des documents de planification pour l'implantation d'une installation d'énergie renouvelable, des textes régissant la production d'énergies renouvelables ou fixant les tarifs d'achat (Coite, 2016).

Les enjeux économiques comprennent à la fois le rôle des politiques incitatives (prix de l'électricité qui varient fortement d'un pays à l'autre et ne prennent souvent pas en compte les coûts écologiques de production ; aides financières ad hoc pour les énergies renouvelables, etc.) et les enjeux d'échelle, car les projets d'énergies renouvelables peuvent impliquer des acteurs de tailles différentes, mais aussi parce que l'efficacité énergétique et la rentabilité économique ne sont pas les mêmes selon le périmètre des projets (économies d'échelle et coûts d'exploitation d'un côté, enjeux de stockage et de réseaux de distribution de l'autre).

⁷ Cela s'est produit en 2006 mais aussi en 2013, malgré l'utilisation d'une autre technique. En Alsace également, les récentes secousses sismiques survenues à Strasbourg en 2019-2020 et attribuées à un forage géothermique ont relancé le débat sur la sécurité de cette source d'énergie renouvelable. Sources : <https://www.rts.ch/info/regions/autres-cantons/5080077-forage-geothermique-suspendu-a-stgall-apres-un-seisme.html> ; https://www.lepoint.fr/societe/alsace-un-projet-de-geothermie-profonde-a-l-origine-de-seismes-26-11-2019-2349537_23.php ; <https://www.dna.fr/environnement/2020/10/28/les-seismes-de-la-nuit-dernieres-lies-au-site-de-geothermie>

⁸ Le mouvement des Gilets jaunes (*Gilets Jaunes* - du nom des gilets de visibilité portés lors des manifestations) apparaît en France en octobre 2018 pour protester contre la hausse du prix des carburants résultant de l'augmentation de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). Leurs revendications se sont ensuite étendues à d'autres questions sociales et politiques et ont conduit l'État à lancer un débat national : Bourmeau Sylvain (dir.), 2019, " *Gilets jaunes* " : hypothèses sur un mouvement, Paris, La Découverte.

Au niveau socio-technique, une question permanente est la nécessité de prendre en compte les points de vue divergents autour d'équipements concrets, dès lors que l'on passe des principes consensuels sur la transition énergétique aux dispositifs opérationnels tels que les compteurs intelligents ou les solutions de stockage. Il en va de même lorsque l'augmentation des énergies renouvelables, communément considérées comme des " alternatives vertueuses " aux énergies carbonées, est mise en balance avec l'impact écologique de ces innovations techniques (i.e. débats croissants sur les " terres rares ", etc.). Cette perspective socio-technique conduit à identifier plusieurs enjeux interconnectés : la question de la structuration des secteurs économiques (à la fois leur dimension territoriale et leurs interconnexions à grande échelle) ; celle des fondements de la transition énergétique sur lesquels s'accorder d'un point de vue sociétal (" mieux ou moins ", autrement dit la transition vers les renouvelables doit-elle être liée à une plus grande sobriété énergétique ?) ; et celle du mix énergétique entre renouvelables, sachant que l'acceptabilité sociale (Depraz et al, 2015 ; Roßmeier et al., 2018 ; Ravnigan, 2021 ; Schumacher et al., 2019) des technologies et infrastructures énergétiques diffère sensiblement d'une source à l'autre, par exemple entre géothermie profonde, éolien et photovoltaïque. Enfin, notre étude du jeu d'acteurs à l'échelle de l'URR a plus largement montré le rôle des acteurs intermédiaires, notamment ceux ayant une expertise dans l'accompagnement des projets : chargés de mission climat et énergie dans les collectivités, réseaux nationaux de coopératives citoyennes, etc.

Au niveau sociopolitique, un enjeu majeur consiste à reconnaître le rôle de tous les acteurs impliqués d'une manière ou d'une autre, de la production à la consommation - qu'il s'agisse d'acteurs institutionnels ou de nouveaux arrivants, d'habitants ou de militants, etc. (Cao, 2015) - afin de rendre les circuits énergétiques plus visibles. Cela peut passer par une certaine réappropriation des enjeux énergétiques à l'échelle locale (non synonyme d'autarcie pour autant), à laquelle les énergies renouvelables peuvent contribuer. Le prix de l'énergie et de l'électricité est également un levier politique pour rendre les renouvelables plus " compétitifs ".

Enfin, la transition énergétique renouvelable dans l'URR apparaît comme une question multi-scalaire, sous un double aspect (Hamman, 2022a, 2022b). D'une part, la question de la relation entre l'intérêt général et l'intérêt territorial apparaît lorsqu'on considère les niveaux auxquels les processus de décision doivent se produire et les processus de légitimation : l'intérêt général ne se définit pas nécessairement comme global ou national, et l'intérêt territorial n'est pas seulement local. Cela manifeste également une tension entre l'autonomie énergétique territoriale et la solidarité entre les territoires, voire les interconnexions à une plus grande échelle, sachant que les énergies renouvelables sont des énergies intermittentes. L'importance des avantages communautaires - qu'il s'agisse de la propriété communautaire, du développement pour les différents acteurs locaux du secteur, etc. - ne doit pas non plus être négligée pour permettre aux citoyens de participer à la transition énergétique (Pellegrini-Masini, 2020 : 209-210). D'autre part, la gouvernance de la transition énergétique implique une forme de responsabilité individuelle, voire de " gouvernementalisation " du changement - au sens de Foucault (1991), c'est-à-dire la production d'autorégulations individuelles -, qui peut rendre invisible le poids et le rôle des institutions et des structures sociales dans la réalité, si l'on veut que la transition soit la plus juste possible. Comme l'écrit Benito Cao, "la gouvernementalité représente un passage de la règle de droit (un ensemble de codes explicites et visibles) à la règle de conduite (un ensemble de codes implicites qui façonnent la formation de la volonté). (...) Les autorités politiques existent toujours, mais gouvernent d'une manière différente, à *travers les* citoyens plutôt que *sur les* citoyens, façonnant la conduite humaine par la formation de la volonté, induisant finalement l'autogouvernement " (Cao, 2015

: 148). Les appels croissants aux consommateurs et aux ménages pour atteindre la sobriété énergétique sont un exemple de gouvernementalité de la durabilité et révèlent une redéfinition des échelles de l'action publique (Hamman, 2019 : 30-38), des échelles collectives (concernant notamment l'accès social aux biens et services, et l'inégale distribution liée à l'inégal capital économique des groupes sociaux) à une échelle individuelle, concernant par exemple la consommation énergétique domestique. Ce processus de changement d'échelle a pour conséquence d'occulter les capacités différentes des individus à s'engager dans l'action, qui dépendent par exemple du fait qu'ils soient locataires ou propriétaires de logements sociaux. À cet égard, les nouveaux développements énergétiques portant sur les énergies communautaires et renouvelables continuent de soulever des questions concrètes de justice et d'équité socio-environnementales - à la fois distributives et procédurales (Day, 2021) qui méritent l'attention.

Les politiques de transition énergétique sont aujourd'hui confrontées au défi de changer les perceptions actuelles des coûts et des avantages des choix énergétiques " alternatifs " (Pellegrini-Masini, 2020 : 215) afin de convaincre les acteurs économiques, les décideurs locaux ainsi que les citoyens et les habitants, tant dans les zones urbaines que rurales. Les marchés énergétiques régionaux, comme celui du Rhin supérieur en Europe, permettent de mieux comprendre cela en couplant les réalités transfrontalières avec les trajectoires énergétiques nationales à long terme et les objectifs supranationaux au niveau de l'Union européenne (Bafoil, 2016). Les innovations locales et le changement social ne se concrétisent pas simplement par la diffusion nationale et internationale de " modèles " exemplaires, même celui de la fameuse *Energiewende* allemande. En tant que pratiques concrètes au-delà des discours plus généraux, la transition énergétique apparaît pleinement inscrite dans une triade droit-économie-société, qui correspond à des transactions sociales ainsi qu'à des contextes temporels et spatiaux toujours en évolution et en interaction sur plusieurs niveaux politiques, sociétaux et homme-nature (Baggioni et al., 2019).

Chapitre 6. Paquet de travail 5 : Analyse du cadre réglementaire pour la conception du marché de l'électricité et propositions d'amélioration du cadre juridique du marché de l'électricité

Ce chapitre donne une vue d'ensemble des obstacles et des leviers juridiques ainsi que des solutions possibles pour réduire les obstacles frontaliers à la coopération pour développer et amplifier les énergies renouvelables (ER) et utiliser au mieux les complémentarités transfrontalières potentielles. Partant du principe que la réglementation peut être soit un levier, soit un frein majeur au développement des ER, le work package 5 (WP5) a mené une analyse approfondie de l'impact des différents régimes juridiques européens et nationaux promouvant les ER en France, en Allemagne et en Suisse, avec une attention particulière aux effets transfrontaliers. Sur le plan méthodologique, le WP5 a adopté à la fois une approche traditionnelle (recherche documentaire juridique et analyse comparative) et une approche empirique inductive basée sur une analyse à partir d'entretiens avec les parties prenantes (Aras, 2021a).

6.1 Les défis de la coopération transfrontalière dans le développement des ERs

6.1.1 L'importance de la localisation géographique des projets d'énergie renouvelable

Comme il est apparu dans les travaux de recherche menés par le WP2, le PV a le plus grand potentiel dans la région trinationale du Rhin supérieur, en particulier pour les installations sur les bâtiments, en raison des nombreux conflits d'utilisation des sols, qu'ils soient liés à l'agriculture ou à la protection de la nature, présents en France, en Allemagne et en Suisse.

En revanche, l'hydroélectricité ne présente pas de potentiel de développement régional supplémentaire, à l'exception de la petite hydraulique. Il faut cependant noter que l'hydroélectricité est un moyen efficace et sûr de répondre à la demande d'électricité, tant en France qu'en Suisse.

L'énergie éolienne connaît des difficultés de développement dans la région en raison de considérations juridico-administratives (distance par rapport aux habitations), environnementales (présence de problèmes de protection de la biodiversité et du paysage) et techniques (radar militaire, radar météorologique, vents faibles) mais aussi d'une faible acceptation sociétale dans toutes les parties de la région. L'acceptabilité locale des parcs éoliens est la plus difficile à obtenir pour les développeurs de projets, notamment en raison du syndrome "pas dans mon jardin". En Allemagne, notamment, l'énergie éolienne a connu une croissance importante au cours de la dernière décennie, mais son développement risque actuellement d'être ralenti en raison de mécanismes de financement moins avantageux.

La production d'électricité géothermique est hétérogène dans la zone d'étude. Il existe une légère différence dans la politique de développement de cette énergie renouvelable entre la France d'une part et l'Allemagne et la Suisse d'autre part. La première centrale au monde utilisant la technologie des systèmes géothermiques améliorés (EGS) a été développée en Alsace et est actuellement en exploitation (centrale de Soultz-sous-forêt) et on observe une simplification de la réglementation, facilitant l'obtention d'une autorisation d'exploration pour le porteur de projet. Cependant, les récents séismes survenus à Strasbourg en 2020 et 2021 ont conduit le préfet du Bas-Rhin à suspendre trois projets de géothermie profonde autour de Strasbourg. En Allemagne et en Suisse, de nombreuses études sont actuellement menées et de nombreux projets sont en cours, mais il existe une réticence à utiliser cette technologie méconnue : ces deux pays prennent davantage en compte le risque global que peuvent comporter les forages pour la production d'électricité. Un point commun entre ces trois pays

dans leur politique est le soutien financier apporté à ce secteur, considéré comme l'énergie renouvelable essentielle pour la transition énergétique.

La bioénergie basée sur la biomasse est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus utilisées dans la région trinationale du Rhin supérieur. D'ici 2030, elle devrait représenter 50 % de la production européenne d'énergie renouvelable. Compte tenu de la dangerosité et des risques des installations de biomasse (combustion, gestion des déchets, méthanisation), la réglementation du secteur est importante et les prestataires devront obtenir des autorisations répondant à plusieurs exigences particulières et générales. Cependant, si la biomasse est prometteuse, elle n'est pas largement acceptée par les populations locales en raison de l'impact direct et indirect qu'elle peut avoir sur l'environnement (déforestation), des émissions de GES dont elle est responsable et des conflits d'usage des terres (conservation de la nature vs agriculture) et des matières premières (alimentation vs carburant) qu'elle peut déclencher. Dans les trois pays, le secteur bénéficierait d'une réglementation plus précise qui permettrait de gérer la biomasse de manière plus durable.

Nos résultats empiriques montrent que les trois régimes réglementaires nationaux, notamment en matière de droit de l'environnement, sont inadaptés aux projets transfrontaliers. Les études d'impact, les enquêtes publiques et l'accès à la justice sont autant d'outils qui ne sont pas actuellement conçus pour répondre aux défis des projets transfrontaliers et ne facilitent donc pas l'acceptabilité sociale des projets énergétiques transfrontaliers, par exemple les coopératives énergétiques citoyennes.

6.1.2 Le rôle clé des mécanismes de soutien (financier)

En matière d'énergie photovoltaïque, la limitation du tarif d'achat et du complément de rémunération, notamment en France, ouvre une opportunité de " contractualisation directe " pour la production de moins de 100 kWh (récemment modifiée de 100 à 500 kWh par l'arrêté du 6 octobre 2021)⁹ . La complexité et la longueur des procédures administratives font également partie des obstacles qui ralentissent le développement de la filière. Pour les petits projets (<100 kWh), un autre problème est lié à l'obtention de prêts bancaires qui est souvent difficile.

Les procédures d'appel d'offres limitent également la participation du public aux mécanismes de soutien en raison de l'environnement hautement concurrentiel. En particulier, l'énergie éolienne a connu une croissance importante au cours de la dernière décennie, mais son développement risque actuellement d'être ralenti en raison de mécanismes de financement moins avantageux. Par exemple, en Allemagne, ces conditions sont devenues moins avantageuses avec l'introduction d'appels d'offres en 2017 et la fin des premiers tarifs de rachat de l'électricité éolienne à la fin de 2020. En France, se pose également le problème de la rentabilité concernant l'autoconsommation collective, pour laquelle il n'y a pas assez de soutien et d'incitations à son développement (pas de tarif d'achat ou de défiscalisation). (Aras et al. , 2021).

6.1.3 La complexité et la longueur des procédures administratives

De manière générale, le niveau de difficulté des procédures administratives freine le développement des filières. Cet obstacle administratif est en partie à l'origine du décalage entre les objectifs nationaux programmés à différentes échéances (2023, 2028, 2030, etc.) et la réalité du développement des SER sur le terrain. L'existence de plusieurs couches de

⁹ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale, [JORF n°0235 du 8 e 2021.octobr](#)

formalités administratives (" millefeuille administratif "), l'évaluation des projets au cas par cas en raison de leur technicité et de leur localisation géographique, ou encore le retard de certains plans régionaux de développement des SER, rendent la concrétisation des projets d'énergies renouvelables complexe dans le temps. Par exemple, la biomasse est l'une des SER les plus utilisées dans la région trinationale du Rhin supérieur. Cependant, compte tenu du caractère dangereux des activités liées à la biomasse (combustion, gestion des déchets, méthanisation), la réglementation du secteur est stricte et les prestataires doivent obtenir des autorisations répondant à plusieurs exigences particulières et générales. De même, en ce qui concerne l'éolien terrestre, la question de l'acceptabilité sociale complexifie le cadre juridique du développement de ces technologies (régime ICPE - installation classée pour la protection de l'environnement, applicable à la plupart des parcs éoliens en France) ce qui allonge les délais de construction et de mise en service des installations. En France, la capacité éolienne terrestre était de 17 GW en juin 2020. D'ici 2028, il est prévu que cette capacité double (24,1 GW jusqu'en 2023 et entre 33,2 et 34,7 GW jusqu'en 2028).

6.1.4 La gouvernance européenne sur le bouquet énergétique remise en cause par les prérogatives nationales

La compétence de l'UE dans le domaine de l'énergie se traduit par la gouvernance de la coordination des politiques climatiques (art. 191-193 TFUE) et énergétiques (art. 194 TFUE) des États membres. Cette gouvernance européenne est avant tout nécessaire pour concilier les enjeux supposés contradictoires dans le contexte du développement et de la montée en puissance massive des énergies renouvelables, à savoir la réduction des gaz à effet de serre et la sécurité d'approvisionnement énergétique à moindre coût. Cependant, la gouvernance énergétique européenne reste limitée face aux prérogatives des États membres sur leur mix énergétique et leur capacité à produire des énergies renouvelables. Au niveau de l'UE, il n'existe aucune obligation légale d'investir dans des volumes spécifiques de technologies particulières. Les États membres sont également libres de fixer leurs propres niveaux de sécurité d'approvisionnement énergétique.

6.1.5 Absence de dispositions légales pour la coopération transfrontalière dans les cadres nationaux, malgré la stratégie européenne de coopération interétatique

Dans la directive sur les énergies renouvelables (2009/28/CE), la Commission européenne a prévu des mécanismes de coopération facultatifs dans le cadre du marché intérieur européen de l'énergie, tels que des transferts statistiques, la possibilité de cofinancer des projets d'énergie renouvelable et des programmes d'aide conjoints, afin d'atteindre les objectifs en matière de climat et d'énergie en temps voulu et de manière rentable (articles 6 à 11). Dans le rapport d'étape de la Commission sur le secteur des énergies renouvelables ("Cross-border collaboration and use of cooperation mechanisms")¹⁰, il est noté que ces mécanismes ne sont pas effectivement utilisés (il existe actuellement quatre accords permettant le recours aux transferts statistiques : deux accords ont été conclus en 2017, l'un entre le Luxembourg et la Lituanie¹¹ et l'autre entre le Luxembourg et l'Estonie¹², et deux accords supplémentaires ont été signés à ce jour en 2020, l'un entre les Pays-Bas et le Danemark¹³ et l'autre entre Malte et

¹⁰ COM(2020)952 final, Rapport d'étape sur les énergies renouvelables, 14.10.2020.

¹¹ https://ec.europa.eu/info/news/agreement-statistical-transfers-renewable-energy-amounts-between-lithuania-and-luxembourg-2017-oct-26_en (29 juin 2020).

¹² https://ec.europa.eu/info/news/second-agreement-statistical-transfers-renewable-energy-amounts-between-estonia-and-luxembourg-2017-nov-13_en (5 septembre 2020).

¹³ L'accord est disponible en ligne : https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2020/06/Agreement_for_Statistical_Transfer_of_Energy_from_renewable_sources.pdf (29 janvier 2021).

l'Estonie)¹⁴ . En particulier, la France n'a inclus aucune coopération entre 2009 et 2020 dans son plan d'action national pour les énergies renouvelables.

Toutefois, dans un esprit de solidarité et d'efficacité, l'UE continue d'encourager les États membres à promouvoir la coopération transfrontalière dans le secteur des énergies renouvelables. La stratégie européenne sur l'Union de l'énergie (COM/2015/80 final) favorise clairement la coopération transfrontalière dans le développement des sources d'énergie propres et renouvelables. Ainsi, dans le dernier paquet législatif " Une énergie propre pour tous les Européens " ¹⁵ , on trouve de nouvelles mesures dans ce domaine : la possibilité d'ouvrir les régimes de soutien à la participation transfrontalière ; la possibilité d'établir des communautés d'énergie renouvelable (CER) et des communautés d'énergie citoyenne (CEC) à la participation transfrontalière, prévue par la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, la directive sur les énergies renouvelables et la directive sur l'électricité (UE) 2019/944 concernant des règles communes pour un marché intérieur de l'électricité.

La directive sur les énergies renouvelables encourage les États membres à ouvrir (progressivement) leurs régimes de soutien aux SER à une participation transfrontalière (cons. 2 et 23). Ainsi, les États membres peuvent soutenir des projets d'énergie renouvelable situés dans d'autres États membres. La formulation des politiques d'ouverture progressive est laissée aux États membres à condition qu'elle n'affecte pas de manière disproportionnée les régimes de soutien nationaux (notamment dans le respect des articles 30, 34 et 110 du TFUE). Afin de garantir que l'ouverture des régimes de soutien soit réciproque et mutuellement bénéfique, des accords de coopération doivent être signés conformément au principe de réciprocité entre les États membres participants (considérant 24). Cependant, il a été constaté que la coopération transfrontalière n'est actuellement pas suffisamment développée dans les cadres nationaux. Ces nouveaux dispositifs ne sont pas encore largement testés. La plupart des programmes de soutien mis en œuvre sont limités aux projets nationaux d'énergie renouvelable. Par exemple, en Allemagne, il existe une ouverture (partielle) de 5% de la capacité annuelle d'énergie renouvelable nouvellement installée à des installations dans d'autres États membres (Section 88a - Appels d'offres transfrontaliers - Loi fédérale sur les énergies renouvelables (EEG)). Seuls deux États membres ont ouvert leur programme de soutien aux projets transfrontaliers : un appel d'offres transfrontalier a été lancé pour la première fois entre l'Allemagne et le Danemark en novembre 2016 pour un volume de 50 MW d'installations photovoltaïques au sol¹⁶ .

Il a également été observé que la possibilité de participation transfrontalière aux communautés d'énergie renouvelable n'a pas encore été transposée en droit national. La loi française sur l'énergie et le climat de 2019 a introduit les CER mais sans transposer l'aspect transfrontalier. Dans le territoire trinational du Rhin supérieur, il y a très peu de " coopération " transfrontalière dans le domaine des énergies renouvelables en dehors de " Zusammen Solar Colmar " mis en œuvre par le partenariat FESA Energie Geno - Énergie Partagée Alsace sur le PV, ou de la coopération historique CERGA-RKI sur l'hydroélectricité. (Hamman (Ed.), 2022)

¹⁴ L'accord est disponible ici : https://www.riigiteataja.ee/aktilisa/2090/9202/0001/Malta_Engl.pdf (29 janvier 2021).

¹⁵ Toutes les références sont accessibles à partir de cette page web : https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (5 janvier 2021).

¹⁶ <https://planetsave.com/2016/10/13/germany-denmark-launch-cross-border-solar-electricity-auction/> (29 juin 2022).

6.1.6 La logique descendante des institutions européennes et nationales

Enfin, il existe un problème de divergence entre "les faits" et "la loi", ce qui rend le travail des régulateurs/juristes complexe et peu efficace. Bien que le secteur des énergies renouvelables soit promu, l'influence des acteurs locaux tels que les autorités et gouvernements locaux, les coopératives, les petites entreprises, les citoyens reste faible (épiphénomène) au sein du marché de l'énergie qui a sa propre dynamique. La réglementation est adaptée aux acteurs monopolistiques, alors que les énergies renouvelables mobilisent les petits acteurs (par exemple, le coût du tarif de raccordement au réseau - péréquation tarifaire). De même, il faut noter que la décentralisation de l'énergie pourrait rendre plus problématique le financement des réseaux publics.

En outre, le phénomène de "dépendance au sentier", notamment en ce qui concerne les grands choix énergétiques nationaux (par exemple, le nucléaire en France, le charbon en Allemagne), n'est pas suffisamment pris en compte. Par conséquent, malgré l'encouragement à la participation des communautés et des citoyens dans la mise en œuvre de la transition énergétique et décentralisée, la logique descendante des institutions européennes et nationales prédomine. Cela pose encore la question de la justice énergétique dans la répartition des impacts de la transition énergétique sur les territoires. (Aras, 2021b & Aras, 2021c)

6.2 Recommandations pour améliorer le cadre réglementaire

Une attention particulière est accordée à la filière hydrogène dans la région trinationale du Rhin supérieur. Plus généralement, l'hydrogène est fortement soutenu en Europe, l'année 2020 étant marquée par l'adoption de stratégies nationales et européennes en la matière : Allemagne en juin 2020, France en septembre 2020, Commission européenne en juillet 2020. Ceci a été associé à de nombreuses promesses d'investissement (voir brochure comparative). L'hydrogène vert et renouvelable présente de nombreuses propriétés intéressantes : outre qu'il peut permettre un stockage efficace de l'énergie, il peut devenir une alternative efficace aux carburants conventionnels, pourrait être utilisé dans l'industrie chimique ou comme source efficace d'électricité et de chaleur. Cependant, l'hydrogène n'est actuellement pas renouvelable. Pour atteindre les ambitieux objectifs de développement nationaux et européens, des avancées techniques et réglementaires majeures sont encore nécessaires. Les différences entre les régions ainsi que le manque de réglementation et d'infrastructures de transport freinent encore le développement de la filière. Il existe également un problème d'harmonisation de la législation à l'échelle européenne au regard des différentes définitions existantes.

Bien que les trois pays reconnaissent le potentiel des technologies basées sur l'hydrogène pour le secteur énergétique, leurs stratégies de développement diffèrent. En Suisse, le Conseil fédéral a recommandé en 2021 une orientation stratégique pour le rôle futur de l'hydrogène à travers la motion " Stratégie hydrogène vert pour la Suisse " et le postulat " Hydrogène - Analyse et possibilités d'action pour la Suisse ". Il est notamment examiné où l'utilisation de l'hydrogène fait sens, où il est produit, comment il est transporté, importé et éventuellement stocké, et quelles sont les conditions-cadres réglementaires nécessaires au développement d'un marché de l'hydrogène en Suisse. La France, quant à elle, cherche déjà à développer sa filière hydrogène nationale et encourage ses producteurs d'hydrogène. L'Allemagne, enfin, prévoit d'importer de l'hydrogène vert et se concentre sur la recherche et le développement, cherchant à exporter ses technologies et sa main-d'œuvre.

6.2.1 Renforcement de la dimension transfrontalière

L'intervention de l'UE dans le domaine politique de l'énergie en relation avec l'établissement du marché intérieur de l'énergie consiste à organiser son cadre général de manière à ce que

les politiques soient prises en fonction d'objectifs communs et dans un esprit de solidarité entre les États membres, afin d'assurer, notamment, la continuité de l'approvisionnement énergétique. La Commission européenne, dans son analyse d'impact pour le cadre de la politique climatique et énergétique à l'horizon 2030 (COM (2014) 15, SWD (2014) 016), indique clairement que les États membres sont de plus en plus interdépendants quant à l'exigence de fournir un accès sûr, durable et compétitif à l'énergie, d'autant plus que la transition énergétique sera moins coûteuse si les États membres coopèrent. Cependant, la coopération transfrontalière dans le développement des SER ("coopération au niveau de la production") au niveau local, sur un territoire défini, mettant en évidence l'interaction des acteurs locaux, notamment les autorités locales, les coopératives/communautés énergétiques, les entreprises et les acteurs de réseau (tels que les services publics d'électricité locaux), est un domaine de recherche encore peu connu en raison de son émergence récente. La coopération transfrontalière dans le domaine de l'énergie au sein de l'UE est d'abord observée à travers le réseau de transmission et le concept d'interconnexion, à une échelle beaucoup plus grande ("coopération au niveau du réseau"). Au niveau territorial, la coopération transfrontalière n'est pas une approche suffisamment développée dans les réglementations nationales. Actuellement, le seul moyen de participer à des projets d'installation d'énergies renouvelables prévus sur le territoire d'un État membre est le financement par fonds propres.

Le coût de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau joue également un rôle important. L'emplacement géographique des installations d'énergie renouvelable est important, car le développement de nouvelles sources d'énergie peut nécessiter le renforcement du réseau ou la construction d'ouvrages. La question du coût est considérée comme un facteur contraignant pour la production décentralisée d'électricité renouvelable. Il est donc nécessaire de réaliser une intégration optimale des énergies renouvelables dans chaque zone géographique afin de trouver le meilleur compromis entre réseau et production. Plus généralement, ce compromis permettrait d'assurer une justice énergétique dans la répartition de l'impact de la transition énergétique sur le territoire.

Nos recherches montrent qu'il est nécessaire de disposer d'un cadre réglementaire favorable pour renforcer la décentralisation énergétique dans les zones transfrontalières. La multiplication des initiatives locales en matière d'énergies renouvelables ne pourrait être envisagée sans un cadre financier et juridique favorable. À cet égard, les travaux universitaires ont déjà montré qu'il existe un large éventail de facteurs interconnectés provoquant des incertitudes fonctionnelles dans la production décentralisée d'électricité à partir de SER. Parmi ces incertitudes fonctionnelles figurent principalement le comportement des consommateurs et leur adaptation à l'émergence de technologies innovantes (telles que les réseaux intelligents). Ainsi, le rôle des acteurs locaux est crucial dans la mise en œuvre de la transition énergétique au niveau régional. Dans le contexte transfrontalier, on constate également qu'en l'absence de pouvoirs exécutifs pour les acteurs institutionnels, la coopération sert à renforcer les relations intergouvernementales traditionnelles plutôt qu'à consolider le fonctionnement d'un système à plusieurs échelles. Ainsi, il est très important de fournir à tous les acteurs un "cadre propice" pour renforcer le développement décentralisé des énergies renouvelables, tant au niveau local que transfrontalier. Cela nécessite certainement l'intervention des gouvernements nationaux et/ou régionaux, en fonction du système politique et de la politique énergétique du pays, mais n'empêche pas l'introduction de réglementations spécifiques, voire expérimentales. En ce sens, le territoire transfrontalier peut être considéré comme un territoire pilote pour la mise en œuvre d'expériences réglementaires et juridico-administratives permettant d'atteindre les objectifs européens et nationaux de montée en puissance des énergies renouvelables. L'idée d'un laboratoire expérimental est d'autant plus envisageable que le cadre juridique actuel issu du paquet énergie propre est favorable à l'expérimentation dans le domaine du développement des énergies renouvelables.

Les aspects de santé publique et d'environnement doivent également être pris en compte, car toutes les énergies renouvelables ont des impacts sur l'environnement et la santé humaine. La construction des panneaux solaires nécessite des métaux rares qui ne sont pas tous recyclables. De plus, si les panneaux deviennent trop chauds, les oiseaux et les insectes peuvent se brûler ou même mourir s'ils survolent les cellules. Les centrales hydroélectriques ont un impact sur les environs : pour construire le réservoir, les terres sont inondées. Cela entraîne la destruction de forêts, d'habitats naturels, de fermes, de paysages, et parfois même le déplacement de communautés. Les éoliennes ont un impact sur la santé humaine : l'effet stroboscopique produit par l'ombre des pales entraîne parfois des épilepsies, des nausées ou des malaises. Les facteurs psychologiques (sensibilités individuelles, facteurs sociaux et financiers) liés à la présence des éoliennes et à leurs nuisances (bruit, paysage, etc.) peuvent créer une gêne pour les personnes vivant à proximité des éoliennes. La biodiversité est souvent impactée (notamment les oiseaux et les chauves-souris). Par ailleurs, une quinzaine de métaux rares et du cuivre sont également présents dans les éoliennes et sont difficiles à recycler. Quant à la géothermie, elle entraîne des risques hydrologiques : l'eau environnante peut être contaminée par du sulfure, du sel et d'autres molécules. L'exploitation d'une station géothermique peut également entraîner une pollution de l'air ambiant en raison des substances produites par la géothermie (sulfure d'hydrogène, dioxyde de carbone, ammoniac, méthane, brouillard). Une fois dans l'atmosphère, elles peuvent provoquer des pluies acides ou des maladies. Enfin, l'exploitation minière comporte des risques géologiques et sismiques. Des glissements de terrain peuvent être ressentis à proximité des installations géothermiques. La biomasse est également une source de nuisances. Les impacts environnementaux peuvent être divisés en trois catégories : la déforestation, les émissions nocives (notamment le monoxyde de carbone et l'oxyde d'azote) et les modifications de l'habitat environnant. Enfin, l'hydrogène est un produit dangereux. Cette dangerosité est socialement difficile à accepter. Bien que les risques d'explosion et d'accident soient peu nombreux, ils peuvent être dévastateurs. Ces différents inconvénients des énergies renouvelables en termes de santé et d'environnement peuvent être encore accentués dans un contexte transfrontalier, car le droit, notamment environnemental, est inadapté pour évaluer les impacts des projets transfrontaliers.

Le work package 5 (WP5) a élaboré une brochure offrant un aperçu synthétique de la réglementation relative à l'éolien, au photovoltaïque, à la géothermie, à l'hydroélectricité, à la biomasse et à l'hydrogène dans la région du Rhin supérieur, mettant en évidence les différents aspects réglementaires dans le développement des énergies renouvelables, y compris l'aspect transfrontalier. (Aras, 2021) Étant donné que le cadre juridique européen favorise la coopération transfrontalière dans le contexte de la transition énergétique et que les lois nationales s'adaptent ainsi aux exigences de la mise en œuvre de la transition énergétique sur leur territoire par le développement des technologies des énergies renouvelables, la décentralisation de la production et de la consommation d'électricité à partir de sources renouvelables est un aspect essentiel dans la région trinationale. Néanmoins, les exigences de maintien de la sécurité d'approvisionnement et la coexistence de différents enjeux (économiques, environnementaux, sociaux, etc.) accentuent la nécessité d'un cadre juridico-politique beaucoup plus centralisé.

Chapitre 7. Work Package 6 : Etude des structures incitatives dans la fourniture d'énergie

7.1 Potentiels de la politique énergétique et rôle des coopératives énergétiques et des décideurs politiques

Dans le cadre du Work Package 6 (WP6), il apparaît clairement que l'intégration du marché européen de l'énergie est l'élément central pour réaliser une Union européenne de l'énergie. Celle-ci vise à assurer un approvisionnement énergétique neutre sur le plan climatique, à faible émission, sûr et rentable grâce aux énergies renouvelables en Europe. La possibilité d'utiliser les capacités de transmission entre les différents États membres de l'UE pour le commerce transfrontalier de l'électricité, ainsi que l'expansion du couplage des marchés, en sont les conditions préalables. Pour des raisons historiques, les points d'interconnexion transfrontaliers entre les différents États membres sont assez peu développés, l'échange avec les États voisins ayant jusqu'à présent joué un rôle secondaire. Avec la modification de l'approvisionnement en énergie et l'augmentation de la demande en électricité, les réseaux doivent être étendus au-delà des frontières. Cependant, divers obstacles s'opposent aux projets de développement des réseaux qui sont nécessaires pour la capacité de production actuelle et immédiatement planifiée des énergies renouvelables. Les préférences nationales en matière de politique énergétique ainsi que l'acceptation par le public des nouveaux projets énergétiques dans les différentes régions de l'UE constituent un problème central. Des procédures administratives longues et différentes au sein des États membres de l'UE et entre eux entraînent des retards dans l'expansion du réseau pouvant aller jusqu'à 20 ans. Le système de gouvernance de l'Union de l'énergie prévoit peu de responsabilités et aucune sanction. Il incombe donc aux États membres, au niveau national, d'intégrer les cibles, les stratégies et les mesures relatives aux objectifs climatiques dans leurs plans climatiques nationaux. En cas de retard ou de non-respect, il n'y a pas de sanctions, ce qui limite les possibilités d'action pour lutter contre le changement climatique en matière de politique énergétique. Le coût du développement du réseau nécessite un effort politique, technique et financier fort et coordonné qui prendra des décennies à l'ensemble de l'Europe. Mais les coûts d'expansion sont bien inférieurs aux coûts économiques, environnementaux et de sécurité d'approvisionnement à long terme auxquels l'UE serait confrontée sans ces mesures.

Dans le développement de la transition énergétique jusqu'à présent, la multitude d'initiatives de production d'énergie à petite échelle a été un facteur clé de son succès. En particulier, l'essor de nouveaux acteurs organisés de manière décentralisée dans la fourniture d'énergie renouvelable soutient remarquablement l'"Energiewende". L'intensification de la coopération et l'activation continue des capitaux privés sont essentielles à la poursuite du succès. Dans la suite du cours, le rôle des coopératives dans la réalisation des objectifs sera montré. Il met également en évidence les problèmes qui se posent dans ce contexte.

Les politiciens et les scientifiques s'accordent à dire que le mouvement ascendant dans le cadre de la transition énergétique est très pertinent et a également une influence sur l'engagement des citoyens (Ohlhorst, 2018a). La compétence centrale des coopératives est l'accumulation de ressources financières et d'intérêts, la poursuite d'objectifs communs et l'intensification de la communication. Par conséquent, elles ont le potentiel d'accroître l'acceptation des énergies renouvelables et de promouvoir leur expansion. Dans le cadre de l'offre de conseil et de formation continue, les modes de vie quotidiens, mais aussi les aspects à long terme, sont rapprochés du citoyen. Ainsi, la société est sensibilisée à la nécessité de réduire la demande d'énergie et d'augmenter l'efficacité énergétique. La participation aux activités éducatives accroît la prise de conscience des citoyens, ce qui se traduit par une participation accrue à la politique énergétique. En outre, il est possible d'atteindre des citoyens auparavant non motivés, ainsi que des indécis, et de les encourager à s'engager. Grâce à

l'ancrage local et à l'orientation non lucrative, il est plus facile pour l'organisation de construire un capital social et une confiance à long terme. Cela se reflète notamment dans les investissements transparents et les chaînes de valeur régionales. Grâce à leurs liens locaux, les coopératives connaissent les particularités et les atouts de la zone de chalandise et savent comment les exploiter au mieux. Elles soutiennent ainsi l'augmentation de la valeur ajoutée locale et la croissance économique. Selon le principe "de la région pour la région", les contrats, par exemple pour la construction d'installations, leur entretien et leur exploitation, sont attribués à des entreprises locales et de nouveaux emplois sont créés dans les environs immédiats. En outre, les municipalités génèrent des revenus locatifs et fiscaux grâce aux activités des coopératives. Grâce à des cotisations égales et équitables, il est donc également possible pour les ménages financièrement faibles de participer à la transition énergétique. Inversement, la coopérative contribue également à la réduction de la pauvreté énergétique. Les aspects de neutralité de genre sont également pris en compte dans la sélection non-discriminatoire des membres potentiels. Par rapport à d'autres formes d'organisation, des instruments tels que le gender budgeting, les quotas de femmes et la formation au leadership sont plus faciles à mettre en place (Eichermüller et al., 2017). En raison de la diversité sous-jacente, les coopératives ont le potentiel de prendre pleinement en compte les besoins de leurs membres et d'exploiter pleinement leur savoir-faire. Comme les activités d'une coopérative sont axées sur les besoins et les objectifs de ses membres, elle peut agir avec plus de souplesse et s'adapter aux conditions locales. Ce qui semble être un avantage au départ peut rapidement se transformer en obstacle. La diversité est caractérisée par la composition socio-économique des membres et les budgets disponibles. Si les intérêts diffèrent fortement, il est presque impossible de formuler des recommandations d'action uniformes (Schröder & Walk, 2014).

En particulier, le domaine des énergies renouvelables se caractérise par une dépendance aux conditions locales, aux influences météorologiques et à l'acceptation sociale. La région du Rhin supérieur présente des langues et des cultures différentes en raison de sa transnationalité, ce qui peut constituer un obstacle à la coopération. En outre, l'Allemagne, la France et la Suisse se trouvent dans des situations de départ différentes en ce qui concerne les objectifs, la production d'électricité et les conditions cadres juridiques. Pour les coopératives, les circonstances offrent toutefois la possibilité de jouer un rôle clé essentiel. Compte tenu de leurs caractéristiques, elles peuvent s'adapter avec souplesse aux différences géographiques et juridiques. La création d'un sentiment de communauté dans la région est une base prometteuse pour la poursuite de la coopération. Les coopératives pourraient donner l'exemple à d'autres entreprises avec de petits projets spécialement organisés. D'autres acteurs (autorités publiques ou entreprises conventionnelles) pourraient suivre leur exemple et intensifier les investissements dans la coopération transnationale.

Les obstacles et les faiblesses potentielles du modèle coopératif ne doivent pas être ignorés. Pour la région du Rhin supérieur, il convient avant tout de souligner le problème de la perte de référence régionale. La coopération dans la région du Rhin supérieur n'est pas seulement suprarégionale, mais dépasse également les frontières nationales. En outre, les pays ont une compréhension différente des coopératives. Cela peut rendre plus difficile la recherche de partenaires de coopération potentiels et se révéler a posteriori incorrect. Comme déjà décrit, l'adhésion à une coopérative est caractérisée par le volontariat. Dès que les membres ont le sentiment que leurs intérêts ne sont pas suffisamment représentés, ils risquent de se détourner de la coopérative. C'est pourquoi la gestion des conflits est nécessaire pour s'assurer que les membres sont en faveur des activités de la coopérative. Les pays appartenant à la région cible ont des cultures, des langues et des attitudes différentes. Négliger ces aspects peut conduire à des malentendus, entraînant une coopération inefficace. En outre, les barrières linguistiques

nuisent à la coordination des activités, ce qui rend la coopération plus difficile (Braun et al., 2019).

En outre, la dépendance vis-à-vis du cadre juridique est l'un des plus grands obstacles pour les coopératives. Dans le cadre de ce travail de recherche, l'amendement de la loi sur les énergies renouvelables (EEG) a été analysé de manière plus concrète, car il décrit de manière optimale les problèmes rencontrés. Déjà récemment, lors de l'introduction de l'EEG, l'Allemagne a enregistré des mouvements importants et a assumé un rôle de pionnier international en matière de politique climatique et énergétique. Ce succès s'est également reflété dans le nombre de coopératives énergétiques fondées, qui ont connu un véritable boom au cours de la période suivante. Jusqu'à la modification susmentionnée de la loi EEG, le mécanisme de soutien était un tarif de rachat fixe, dont le montant était déterminé par le Parlement en fonction de la technologie et des prévisions. Cependant, du point de vue des décideurs politiques, cela posait problème car les coûts réels différaient des prévisions. Par la suite, le niveau de subvention s'est avéré trop élevé ou trop bas. La solution qui en a résulté a été la procédure d'appel d'offres qui est toujours en vigueur. Cependant, le risque existe maintenant que ce changement augmente les chances des grands fournisseurs financièrement forts et actifs au niveau suprarégional d'accroître leurs parts de marché, alors que le changement sera beaucoup plus difficile pour les petits projets à caractère local. En effet, jusqu'à présent, le tarif de rachat et la commercialisation directe subventionnée permettaient aux acteurs de calculer les risques d'investissement et de mieux évaluer les projets. Il offrait aux acteurs une sécurité de planification et réduisait les coûts de transaction pour les investisseurs concernés. Cependant, la modification constitue une menace sérieuse pour les coopératives, car elles ne disposent pas des ressources financières nécessaires. Par conséquent, elles ne sont pas en mesure de supporter les coûts de transaction et les risques encourus, par exemple, en participant aux enchères. Il faut s'attendre à ce qu'à l'avenir, le marché se concentre sur les grands acteurs et réduise la concurrence sur le marché de l'électricité. Dans le processus d'enchères, les coopératives sont confrontées à l'incertitude de remporter un projet. Cependant, même si elles obtiennent un projet, les coûts peuvent s'avérer plus élevés que prévu. Dans ce cas, l'organisation doit faire face à des pénalités importantes. En outre, les grandes entreprises, contrairement aux coopératives, disposent d'un portefeuille largement différencié. Cela leur permet de réduire les incertitudes en répartissant plus largement les risques. Par conséquent, il est plus difficile pour les coopératives concernées d'amortir les coûts qui en découlent. Il va de soi qu'elles échoueront en raison des risques et de la complexité des tâches (Ohlhorst, 2018b). Le soutien financier représente donc le facteur le plus important pour un démarrage et une exploitation réussis. Dans le cadre de la modification de la loi sur les énergies renouvelables, les coopératives sont encouragées à diversifier plus largement leurs portefeuilles ou à élargir leur organisation au vu des risques. L'élargissement peut se faire en augmentant le nombre de membres, les cotisations ou en supprimant l'orientation régionale. Toutefois, lors de la conception des contributions financières, il est important de veiller à ce que tous les groupes sociaux soient atteints. À cette condition, l'acceptation locale est favorisée au maximum, ce qui affirme à son tour la transition énergétique (Wierling et al., 2018).

En outre, la numérisation offre aux coopératives la possibilité de surmonter les obstacles. Par conséquent, il est possible de développer de nouveaux modèles d'affaires qui vont au-delà des domaines d'activité précédents. À cet égard, la numérisation offre l'avantage que l'information est librement accessible à tous, à tout moment. Outre une réduction significative des coûts d'information, les processus de travail peuvent également être automatisés et le contact avec les parties prenantes optimisé. Dans ce contexte, une formation efficace ainsi qu'un engagement des parties prenantes au niveau du projet et de l'entreprise sont possibles (Bertram & Primova, 2019). En outre, l'utilisation de la numérisation supprime les problèmes

sous-jacents de réputation et de socio-démographie déséquilibrée. Les présences en ligne, notamment dans les médias sociaux, offrent la possibilité d'intensifier le contact avec les jeunes citoyens. En outre, l'internet est une plateforme d'information optimale et permet aux parties prenantes d'exprimer des réactions ou des souhaits non contraignants. Avec l'aide d'une présentation appropriée des informations pertinentes et la démonstration des avantages des coopératives, de nouveaux membres potentiels peuvent être gagnés - une stratégie qui a déjà été utilisée par d'importantes coopératives telles que RTE, TennetTSO, National Grid UK et 50 Hertz depuis un certain temps. En outre, les activités éducatives virtuelles offrent la possibilité d'atteindre des sections de la société qui, autrement, ne participeraient pas aux séminaires ou aux ateliers (Bhagwat et al., 2018).

Outre les outils en ligne, des représentants qualifiés de la coopérative pourraient donner des conférences dans des universités ou des écoles. Les questions relatives au climat, à l'environnement et à l'énergie seraient utilisées pour encourager les parties prenantes à s'engager dans la transition énergétique. Le concept est si prometteur précisément parce que la jeune génération fait déjà preuve d'un grand engagement en faveur de la politique climatique et environnementale, mais n'est pas informée du lien avec la transition énergétique. En outre, la coopération avec les entreprises sociales peut conduire à un renforcement de l'image. A titre d'exemple, il convient de mentionner la coopération antérieure entre Swissgrid et Greenpeace, WWF, ProNatura et d'autres organisations. Dans le cadre de cette coopération, le développement du réseau en Suisse a été discuté en commun et une solution satisfaisante pour toutes les parties concernées a été trouvée. Du point de vue de la coopérative, on bénéficie non seulement du soutien de l'organisation respective, mais la perspective d'exploiter de nouveaux groupes de parties prenantes est offerte (Bhagwat et al., 2018).

Pour une analyse complète de l'importance des coopératives énergétiques, le problème des obstacles financiers est abordé. La coopérative Somenergia contredit l'hypothèse selon laquelle une expansion du nombre de membres ou de la zone de chalandise géographique s'accompagne de risques considérables. Fondée à Gérone en 2010, la coopérative est non seulement la première coopérative énergétique d'Espagne, mais elle est également devenue un modèle international. Avec ses 66 933 membres actuels, elle est l'une des plus grandes coopératives et ses activités s'étendent à l'ensemble du pays (Somenergia, 2020 ; Kunze et Becker, 2015). Cependant, l'évolution en Allemagne montre également que de plus en plus de coopératives se détachent de l'environnement local et opèrent de plus en plus au niveau régional. Cela est dû à la coopération de plusieurs coopératives ou à l'inclusion de nouvelles parties prenantes (petites entreprises, fournisseurs d'énergie locaux). Comme les coopératives rencontrent le plus souvent des obstacles dans les conditions cadres nationales, la coopération avec les autorités et les décideurs locaux peut s'avérer bénéfique. Grâce à cette coopération, les coopératives obtiennent non seulement plus de fonds propres, mais aussi d'autres aides financières, par exemple sous la forme d'un accès plus facile aux prêts et aux garanties accordées. En outre, elles bénéficient d'un accès plus facile aux terrains grâce à la coopération et profitent d'un traitement plus rapide dans les procédures d'approbation. Les municipalités bénéficient également de la coopération, c'est pourquoi elles manifestent un grand intérêt pour la coopération. Outre les emplois et les recettes fiscales créés par la coopération, la municipalité peut également servir de modèle et de pionnier pour les autres municipalités (Meister et al., 2020).

L'une des principales causes du retard pris dans l'expansion d'un marché intérieur européen de l'électricité peut être attribuée, dans le cadre d'une analyse des choix publics, au fait que la Commission et le Parlement de l'UE cherchent également à maximiser leur influence avec une élaboration centralisée de la politique énergétique, ce qui va à l'encontre de l'incitation des politiciens à allouer les rentes énergétiques nationales pour maximiser leur propre bénéfice (Gawel et al., 2014). Cela va de pair avec la crainte qu'une répartition des capacités de

production d'énergie à l'échelle de l'UE n'ait des répercussions négatives sur les structures industrielles nationales (Strunz et al., 2014). De plus, l'approvisionnement en énergie en tant que bien fondamental est central pour la compétitivité nationale (Haas, 2019). D'autres difficultés du marché intérieur peuvent découler de différences structurelles dans les régimes de soutien aux ER, les infrastructures de réseau et les mix énergétiques (Munaretto et al., 2019 ; Schülke, 2010). Pour la région métropolitaine trinationale Oberrhein (Rhin supérieur) (TMO), Munaretto et al. (2019) ont pu identifier les différentes réglementations, le manque d'échange d'informations, le manque de confiance politique, les structures de gouvernance divergentes ainsi que les obstacles financiers et bureaucratiques comme les principaux obstacles à la coopération politique sur le marché de l'électricité entre la France et l'Allemagne.

Le traité de Lisbonne accordant aux États membres la souveraineté sur leur bouquet énergétique (Art.194, para.2, TFUE), la stratégie de la Commission de l'UE est d'influencer les politiques énergétiques nationales en supprimant les obstacles potentiels au marché intérieur commun, que tous les États membres se sont engagés à mettre en place (Strunz et al., 2016). Avec le paquet " Une énergie propre pour tous les Européens " qui oblige les États membres à développer des plans d'action nationaux cohérents avec les objectifs climatiques des politiques de l'UE (Art. 13-15, 25, 39 RL 2018/1999/EU). En ce qui concerne les dépendances de parcours décrites ci-dessus, l'UE assume différents rôles : D'une part, elle est une force extérieure et extérieure qui peut initier un changement de politique immédiat par le biais d'un événement drastique, par exemple sous la forme d'une affaire judiciaire, ou elle se trouve dans la position d'un " agent de changement " indépendant qui influence activement l'interaction politique des États membres sous la forme de négociations avec les États membres, par exemple en ce qui concerne les lignes directrices relatives aux aides d'État. Leiren et Reimer (2018) ont pu observer ce rôle actif de la Commission de l'UE lors du passage au système d'enchères, qui, à partir de 1990, a progressivement exercé des pressions sur l'Allemagne pour qu'elle passe à un système de subventions plus conforme à la concurrence et, en vue d'une insolvabilité imminente des Big Four, a exprimé en tant que " négociateur fantôme ", sous une forme opaque pour le Bundestag, que l'exemption des entreprises grandes consommatrices d'électricité n'était pas compatible avec la réglementation sur les aides d'État (CE, 2013 ; Gawel & Strunz, 2014), ce qui aurait entraîné des milliards de paiements rétroactifs de la part des industries concernées. Cependant, les subventions étaient considérées comme nécessaires par les politiciens allemands pour trouver un consensus sur la transition énergétique, c'est pourquoi ils se sont sentis obligés de modifier la subvention, qui a été simultanément incluse par la Commission de l'UE dans ses lignes directrices sur les subventions environnementales et énergétiques, qui sont de facto contraignantes pour tous les États membres (Leiren & Reimer, 2018). Selon les chercheurs, la Commission de l'UE a donc été décisive, ou a contribué à une accélération considérable, pour ouvrir la voie à une politique énergétique des intérêts industriels. Une décision qui convenait également aux politiciens allemands dans la mesure où ils pouvaient transférer la responsabilité du changement de politique à un niveau supérieur, échappant ainsi aux nombreux points de veto du système fédéral et donnant aux partisans de la faction RE moins de possibilités de résister, ce qui illustre à son tour la tendance des politiciens nationaux à transférer les décisions politiquement impopulaires au niveau supérieur de l'UE (Leipprand & Flachslan, 2018).

La perte de pouvoir redoutée se reflète également dans la relation avec la Suisse, qui n'a pas été en mesure de parvenir à un accord avec l'UE sur un marché de l'électricité depuis 2007, car l'UE lie la conclusion à d'autres accords institutionnels, ce qui à son tour, en raison de la réduction d'autonomie la Suisse n'a pas pu conclure d'accord avec l'UE sur le marché de l'électricité depuis 2007. L'état actuel des accords, pour la plupart informels, affaiblit considérablement la position de la Suisse sur le marché européen de l'électricité (Thaler, 2020 ; vanBaal & Finger, 2019), surtout depuis l'introduction du paquet "Clean Energy for All

Europeans", qui vise à harmoniser la législation entre les pays membres pour renforcer le marché intérieur.

L'une des implications les plus importantes pour accélérer la transition énergétique est la nécessité de formuler des objectifs politiques crédibles, clairs et limités dans le temps, ainsi que des mesures politiques cohérentes. En outre, une élimination progressive des technologies pourrait être mise en œuvre plus facilement si la politique permettait en même temps à l'industrie conventionnelle de passer plus facilement aux technologies alternatives, tout en équilibrant les intérêts décentralisés (Kungl & Geels, 2018). Pour éviter les résistances sociétales et industrielles, il est important de mettre d'abord en œuvre des projets de réforme d'où émergent des "gagnants" lors de leur agencement dans le temps (Rodrik, 1996). Les messages politiques doivent se concentrer sur la création de nouveaux emplois au lieu de la perte d'emplois, ce qui doit être mis en œuvre de manière cohérente dans les régions touchées par le changement structurel par le biais de compensations crédibles, de la mise en place de nouvelles institutions et de mesures de recyclage ou de retraite anticipée. La déviation des promesses passées au détriment de l'environnement, qui est liée au problème du marchandage politique pour les votes, pourrait être flanquée de garanties juridiques plus fortes et d'institutions qui limitent de manière appropriée la portée discrétionnaire politique de la redistribution des ressources (Jacobs & Matthews, 2017 ; Uzar, 2020). Le contrôle externe du respect des objectifs climatiques, tel qu'il a été créé en France avec la mise en place d'une nouvelle institution, le "Haut Conseil pour le climat", peut également être utile (Millot et al., 2020). Selon Fesenfeld et Rinscheid (2020), l'utilisation de messages politiques mettant l'accent sur l'urgence du changement climatique pour atténuer l'actualisation temporelle ne fait qu'augmenter l'approbation de mesures politiques " peu coûteuses ", mais ne permet aucun changement de comportement ou une acceptation accrue de projets de réforme drastiques en raison de la distance émotionnelle. Néanmoins, l'identification des risques temporels liés aux mesures politiques visant à réduire le problème climatique, en tenant compte des restrictions temporelles des politiciens, est tout à fait raisonnable. En particulier, la combinaison de différents instruments politiques (taxes, subventions) s'y prête (Millot et al., 2020 ; Nicolli & Vona, 2019). Ce qui, lorsque des interventions coûteuses sont présentées avec des compensations jugées bénéfiques, modère le rapport coût-bénéfice perçu dans une direction qui augmente le soutien du public (Dermont, 2019 ; Fesenfeld et al., 2020). L'acceptation sociale d'un prix du carbone augmente si les recettes ne sont pas simplement versées au budget de l'État ou accompagnées de réductions d'autres taxes, mais sont affectées à des mesures environnementales spécifiques ou reversées aux ménages à faibles revenus afin de réduire la méfiance politique existante. L'approbation augmente également si certains coûts actuels sont redistribués aux générations futures (par exemple avec des obligations vertes) ou si les avantages supplémentaires (moins de bruit, de pollution de l'air) de la protection du climat qui peuvent déjà être ressentis dans un court laps de temps sont soulignés (Rinscheid et al., 2020).

Caferra et al. (2021) notent, dans le contexte de la difficulté de contrôler les taxes et les subventions, que les politiques devraient également intégrer les effets comportementaux. L'importance de la confiance sociale peut être délibérément exploitée en utilisant des messages politiques pour mettre l'accent sur une norme souhaitable, dans le sens où la majorité de la population adopte déjà le comportement souhaité. Une autre possibilité consiste à mettre en place des systèmes d'incitation collectifs, conçus de telle sorte que tous les membres reçoivent une prime pour la conformité générale. Les gens sont d'autant plus disposés à coopérer qu'ils perçoivent l'action de l'État avec bienveillance et qu'ils perçoivent moins l'influence des groupes d'intérêt sous forme de corruption, ce qui implique à son tour de renforcer la confiance politique en augmentant la transparence des actions de l'État et de l'administration publique (Caferra et al., 2020 ; Hübner et al., 2020 ; Uzar, 2020). En outre,

compte tenu des manifestations des gilets jaunes et de la hausse de la pauvreté énergétique en Europe, la conception d'une transition énergétique réussie devrait prendre en compte une répartition socialement équitable des coûts encourus (Mastropietro, 2019 ; Poupeau, 2020). Les conclusions de Schuhmacher et al. (2019) et de Cousse et al. (2020) montrent clairement que les décideurs politiques ne doivent pas se fier au sentiment national dominant, mais aux attitudes et aux besoins locaux lors de la planification de projets concrets d'ER. À court terme, il est important d'impliquer activement ceux qui envisagent de participer activement (Schumacher & Schultmann, 2017). À long terme, cependant, l'accent politique devrait être mis sur la conquête de la majorité silencieuse (encore indécise) de la population afin d'éviter un glissement vers une attitude négative. Dans ce contexte, il pourrait être utile de mettre en avant les différents avantages des ER d'une manière adaptée au groupe cible ; les électeurs conservateurs, par exemple, préfèrent que l'accent soit mis sur l'indépendance énergétique (Cousse et al., 2020).

Afin d'éviter les résistances locales, il est important de proposer une offre d'information complète ainsi que des visites d'installations ER similaires pour réduire les craintes, ou d'impliquer activement la population dans une approche ascendante dès la phase de planification. Les facteurs qui augmentent l'acceptation, tels que la création de possibilités de participation (les mesures à faible niveau de responsabilité sont privilégiées, par exemple les campagnes d'information et les consultations) ou les effets du choix du site, doivent être pris en compte de manière adéquate au préalable (Cuppen et al., 2020 ; Schuhmacher et al., 2019). Les coûts perçus doivent être pesés, car si les coûts sociaux et environnementaux sont élevés, un projet court le risque de perdre même les plus fervents partisans (Stadelmann-Steffen, 2021). L'écart d'acceptation plus important des ER dans la zone TMO française pourrait être amélioré indirectement, avec une amélioration des conditions cadres légales telles qu'une alimentation prioritaire du réseau par les ER et la réduction des obstacles bureaucratiques à la participation. Dans la coopération transfrontalière, les responsables politiques devraient renforcer l'échange commun d'informations (Schuhmacher et al., 2019), ce que le travail du réseau énergétique trinational TRION-climate dans le TMO prend déjà en compte.

7.2 Lignes directrices réglementaires pour la transformation du marché européen de l'énergie

La transformation du marché de l'électricité est poursuivie par de plus en plus de pays dans le monde pour lutter contre le changement climatique. Cependant, la mise en œuvre politique sous la forme de l'EEG allemand doit être considérée principalement comme un exemple négatif qui illustre les conséquences du fait de se détourner du deuxième principe de politique étatique d'Eucken : l'échec de la gouvernance politique du marché a entraîné d'énormes augmentations du prix de l'électricité pour les consommateurs, un faible impact sur la protection du climat et une expansion non coordonnée des SER qui remet même en question la stabilité des réseaux électriques dans les pays voisins (Feld et al., 2014).

L'objectif consistant à promouvoir l'expansion quantitative des énergies renouvelables, en revanche, a été largement atteint grâce aux tarifs de rachat élevés de l'EEG ; de même, en termes de politique industrielle, le développement technologique de l'énergie éolienne et de la photovoltaïque a pu être accéléré. La libéralisation complète du marché et la séparation des gestionnaires de réseau de transport et des fournisseurs d'électricité qui en découle étaient en soi une condition préalable optimale pour un marché concurrentiel fonctionnel, conformément aux objectifs de l'école de Fribourg. Cependant, la législation EEG ne tenait pas compte du deuxième principe de politique étatique : l'État orientait les décisions d'investissement des investisseurs privés en créant les conditions d'une expansion uniforme de toutes les sources d'énergie à l'échelle nationale : pour les centrales éoliennes terrestres, par exemple, le modèle

dit de rendement de référence rendait économiquement lucrative l'expansion à n'importe quel endroit, indépendamment de l'adéquation météorologique (Hilligweg, 2018). Le système de prix basé sur le marché n'était donc plus en mesure de développer son effet de coordination et de garantie de l'efficacité. Cela a favorisé une mentalité dite de produire et d'oublier chez les producteurs d'énergie ; en d'autres termes, une incitation constante des producteurs à augmenter la production sans tenir compte des conséquences sur le marché (Feld et al., 2014).

L'un des aspects positifs au sens de l'école de Fribourg est la dissolution du pouvoir de marché des entreprises énergétiques. Cependant, le danger du pouvoir de marché sur le marché de l'électricité s'est déplacé vers un autre aspect : en raison de l'alimentation non contrôlable en SER, des pics de prix se produisent lorsqu'une forte demande d'électricité rencontre une faible alimentation en SER. Les centrales de production individuelles - pour la plupart des centrales au charbon ou au gaz à commande flexible dont les coûts de production sont élevés - deviennent alors cruciales pour répondre à la demande du marché ou à la sécurité de l'approvisionnement. Leurs exploitants - pour la plupart de grandes entreprises en raison des volumes d'investissement élevés - reçoivent donc le pouvoir de fixer les prix dans le cadre du principe du merit order. Dans le même temps, il existe une incitation à la restriction de la capacité d'augmentation des prix (Monopolies Commission, 2019). Les pics de prix résultent de l'éviction par la MOE des centrales électriques qui, en raison des coûts marginaux inférieurs des SER, ne sont utilisées que lorsque les SER ne peuvent fournir aucune électricité ou une quantité suffisante. Par conséquent, les coûts totaux des centrales de réserve doivent être couverts en un temps très court, ou les coûts fixes sont répartis sur une très petite quantité d'électricité (Monopolies Commission, 2017). En raison de l'expansion et de la diversification croissantes des sources d'énergie, ces centrales sont de moins en moins nécessaires, mais doivent tout de même être maintenues disponibles pour ces situations. Si cela n'est plus rentable pour les fournisseurs, les capacités doivent faire l'objet d'appels d'offres séparés et être subventionnées pour garantir la sécurité d'approvisionnement (Buck et al, 2016).

Le principe de la pleine concurrence ne peut donc être appliqué à un marché de l'électricité que dans une mesure limitée: Un EOM correspond à ce principe dans une large mesure et plus que la situation actuelle du marché dans le TMO avec les tarifs de rachat et les mécanismes de capacité décrits. Cependant, l'évolution des marchés a montré que la défaillance du marché décrite ci-dessus peut se produire dans la MOE. En plus de la sécurité d'approvisionnement, la limitation du pouvoir de marché était donc également une raison pour l'introduction des mécanismes de capacité. Cependant, comme ceux-ci ne sont qu'une mesure complémentaire à la MOE en Allemagne et non un marché de capacité au sens propre, les potentiels d'efficacité du marché qui peuvent également être exploités par un marché de capacité au sens de l'école de Fribourg ne sont pas utilisés (Next-Kraftwerke GmbH, n.d.). Le renforcement du commerce transfrontalier peut en outre réduire le pouvoir de marché dans de tels cas et devrait donc être poursuivi pour promouvoir la concurrence (Zachmann, 2013). La dépendance au sentier de la structure nationale des sources d'énergie est un autre aspect, le stock de centrales électriques conventionnelles affectant la capacité de transition basée sur le marché. Les centrales hydroélectriques flexibles avec capacité de stockage sont un avantage de la Suisse à cet égard, contrairement aux centrales à charbon ou nucléaires de l'Allemagne ou de la France.

Cependant, la conception des appels d'offres pour les réserves de capacité maintient souvent les anciennes technologies rigides sur le marché au lieu de permettre l'entrée sur le marché de nouveaux types de centrales électriques innovantes. L'impact insuffisant du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (ETS) contribue largement aux faibles effets de la transition énergétique sur la protection du climat. En raison d'un nombre trop important de certificats, leur faible prix n'a aucun effet d'orientation sur l'évitement des

émissions (Buck et al, 2016). Les émissions évitées en Allemagne en raison de la part élevée de SER dans le secteur de l'électricité sont ainsi déplacées vers d'autres pays de l'UE.

La question de recherche dans quelle mesure les structures incitatives réglementaires au sens du Nouvel Ordolibéralisme (NO) sont déjà réalisées dans les structures incitatives existantes de l'UE et des États TMO peut recevoir une réponse mitigée. Neumärker (2017, p. 836 s.) présente cinq critères qui conditionnent les structures incitatives réglementaires au sens du NO. Le premier critère repose sur les principes fondamentaux de l'absence d'envie et de conflit. Le deuxième critère de régulation du NO repose sur la renégociabilité des règles. Le troisième critère de régulation au sein du NO est défini comme l'ordonnancement des règles à l'épreuve des stratégies. Le quatrième critère concerne l'application des règles. Il s'agit d'un cadre de règles qui ne génère pas de conflit post-constitutionnel et qui répond au critère d'absence de conflit, tout en étant à l'épreuve des réformes et des stratégies. Le cinquième critère se définit comme la renégociation des règles en tant que deuxième meilleure solution. L'article 7 de l'UE peut en principe couvrir les règles sur l'acceptabilité sociale de la répartition des coûts et des bénéfices ainsi que des divers instruments d'incitation nationaux. La première règle mentionnée est ambiguë pour les critères 1 à 4 et conforme pour le critère 5. La deuxième règle mentionnée présente une ambiguïté pour les critères 1-2 et une conformité pour les critères 3-5. Une réalisation de la règle pour la fixation des incitations ainsi que pour les différentes politiques énergétiques nationales n'a pas nécessairement pu être démontrée. En outre, l'article 9 de l'UE peut également couvrir la règle sur l'acceptabilité sociale de la répartition des coûts et des bénéfices, mais les critères 1 à 4 doivent être interprétés de manière ambiguë tandis que le critère 5 peut être respecté. De même, la règle théoriquement élaborée des différents instruments de soutien nationaux peut être retracée dans l'article 9, mais seule une conformité mitigée avec les critères peut être observée. En conséquence, l'article 9 ne réalise que partiellement deux des quatre règles analogues à l'article 7. Les règles relatives à la fixation des incitations ainsi qu'aux différentes politiques énergétiques nationales ne sont pas réalisées.

Pour l'allocation transfrontalière des coûts (ACFC) spécifiée à l'article 12 de l'UE (2020), une interprétation ambiguë peut être démontrée en ce qui concerne la règle 3 pour chaque critère. En revanche, en ce qui concerne les règles 1, 2 et 4, aucune preuve circonstancielle ne peut être trouvée. Le Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV 2017) de l'Allemagne montre la violation de tous les critères par l'interprétation choisie basée sur un engagement coopératif avec la Suisse et, entre-temps, ne peut réaliser aucune des règles théoriquement élaborées. La non-consideration de l'article 9 de l'UE (2009) dans le GEEV (2017) ne peut être interprétée que de manière à ce que la politique énergétique de l'Allemagne par rapport à l'UE soit effectivement considérée comme différenciée et réalise ainsi la règle 2 dans un contexte négatif. Le Plan d'action national pour les énergies renouvelables (PNAER) 2009 de la France, quant à lui, ne présente pas de congruence positive avec l'une des règles théoriquement élaborées et ne peut donc satisfaire à aucun des critères. Ce n'est qu'en ce sens qu'une relation négative avec la règle des politiques énergétiques nationales différenciées peut être démontrée, puisque le PNAER exclut l'harmonisation avec les règlements de l'UE. Enfin, en analysant la loi suisse sur l'énergie (2018) sur la base de l'article 54, on peut démontrer une relation avec la règle des instruments de soutien nationaux différenciés, dans laquelle, cependant, seul le respect d'un ordre de sécurité stratégique peut être établi.

Sur la base des structures d'incitation de l'UE et des États de l'OMT analysés dans ce travail, les coopérations entre les États de l'OMT ne sont actuellement ni prévues ni réalisables. En ce qui concerne l'UE (2009), l'article 7 et l'article 9 fournissent des incitations à la coopération internationale entre les États de l'OMT. Cependant, la plupart des critères de la NO ne peuvent

être remplis à cet égard que si les parties prenantes privées respectives n'ont aucune incitation à dissimuler des informations pertinentes afin de ne pas fausser la CBCA recommandée par la CE (2013). Ici, l'UE ne devrait pas seulement tenir compte des coûts de transaction pour atteindre le niveau de connaissance nécessaire (Weber et al., 2015). Les groupes d'intérêt selon Resch et al. (2013) au sein de l'UE ainsi que les États de l'OMT doivent également être sensibilisés de telle sorte que la coordination politique puisse conduire les intérêts différenciés des parties prenantes à une action unifiée (Pahl-Wostl, 2009). À ce stade, l'approche critique élaborée du NO envers l'économie constitutionnelle conventionnelle sur le manque de praticabilité est également évidente (Neumärker, 2017). D'un point de vue purement normatif, les mécanismes de coopération de l'UE mentionnés conditionnent les alliances coopératives de l'EE au sein de TMO. Cependant, d'un point de vue positif, celles-ci ne peuvent être assurées que sous certaines conditions préalables, qui sont attribuées par Caldés et al. (2019) à l'incertitude concernant les coûts et les avantages de la coopération et sont intensifiées en particulier avec l'obscurcissement potentiel des informations des parties prenantes privées mentionné ci-dessus. L'approche choisie par le NO pour produire une recherche d'équité réglementaire accrue (Neumärker, 2017) pourrait être réalisée par le biais des expériences notées par Neumärker. Si les parties prenantes respectives choisissent l'allocation coûts-bénéfices qui est juste pour elles dans le cadre de différentes expériences et simulations, des états sans envie et sans stratégie peuvent ainsi être réalisés au niveau post-constitutionnel.

Il faut également mentionner que l'UE (2009), ainsi que la CE (2013), soulignent avec les articles 7 et 9 la pertinence nécessaire de la règle de l'acceptation sociale au sein de la population, qui est élémentaire pour une mise en œuvre politique (Resch et al., 2013). Cependant, cette circonstance est niée en soi par le PNAE français (2009) et le PNAE allemand (2009) en raison de la non prise en compte des mécanismes de coopération et de la loi sur l'énergie correspondante (2018) du côté suisse.

En ce qui concerne le NON, il convient de noter, en termes de politique réglementaire, que le " Plan national intégré de l'énergie et du climat pour la France " (2020), qui sera valable à partir de l'année 2021, peut supprimer la non prise en compte des mécanismes de coopération de l'UE par le PNAEE (2009) et ainsi servir d'approche de solution. En permettant la coopération avec des partenaires au sein du Forum énergétique pentalatéral sur la base des mécanismes de coopération de l'UE, cela pourrait correspondre à une renégociation en tant que solution de second choix, car les incitations à la coopération manquantes du PNAE français et les lacunes associées sont remédiées (Neumärker 2017). A partir de là, il est politiquement implicite de noter que la coopération TMO pourrait être rendue possible par l'Allemagne et la France à partir de 2021, mais on peut à nouveau se demander dans quelle mesure le Plan français pour l'énergie et le climat (2020) spécifie la Suisse comme partenaire de coopération possible et, en allant plus loin, peut également respecter les critères du NO. Sur le plan de la coopération politique, le nouveau Plan français pour l'énergie et le climat (2020) pourrait ne pas satisfaire au critère de non-conflit si le statut d'observateur inactif de la Suisse au sein du Forum pentalatéral de l'énergie ne permet pas l'application de l'article 9 (Ministère fédéral de l'économie et de l'énergie, 2020 ; Umpfenbach et al., 2015).

Ainsi, pour concrétiser une communauté énergétique TMO également avec la Suisse, il ne faut pas seulement considérer l'absence de référendum dans la loi suisse sur l'énergie (2018). Le potentiel d'application manquant de l'article 9 (2009) de l'UE analysé dans ce document avec les pays tiers et donc la Suisse doit également être adapté du point de vue de la théorie des réformes dans le nouveau plan français pour l'énergie et le climat (2020). À cet égard, un futur accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE (Tobler & Beglinger, 2020) pourrait créer un concept de solution institutionnelle qui non seulement intègre l'article 9 de l'UE (2009), mais permet également à la Suisse de jouer un rôle actif au sein du Forum énergétique pentalatéral afin de construire une communauté énergétique TMO en conséquence.

Cependant, il n'y a pas que l'accord potentiel de la Suisse sur l'électricité avec l'UE qui devrait être aligné sur les critères du NO. Du côté allemand, le GEEV (2017) devrait également être réformé théoriquement de manière à ce que la coopération bilatérale avec la Suisse soit rendue possible grâce à l'article 9 de l'UE. En outre, au niveau conceptuel, le GEEV (2017) devrait être réformé de manière à autoriser également les projets basés sur la géothermie ou la biomasse dans le sens d'une coopération bilatérale avec la France ou la Suisse. Alors que l'UE (2009) autorise les projets basés sur tous les types courants d'ER, le GEEV (2017) limite les projets internationaux d'ER aux installations solaires et éoliennes, mais les installations géothermiques et de biomasse peuvent également être réalisées du côté français et suisse (Franz et al., 2019).

Par voie de conséquence, cette réforme pourrait respecter le critère d'absence de conflit et viser également des projets autres que les centrales solaires et éoliennes. Les approches de réforme susmentionnées peuvent entraîner une plus grande harmonisation des politiques énergétiques nationales au sein des pays de l'OMT (Resch et al., 2013), qui a été élaborée comme une composante essentielle de la coopération énergétique de l'OMT. Si ces approches de réforme permettent des potentiels plus concrets pour utiliser les mécanismes de coopération de l'UE dans la directive 2009/28/CE (2009), les règles sur l'acceptation de la répartition coûts-avantages ainsi que les instruments de soutien nationaux différenciés seraient également respectés, car ils sont couverts par les articles 7 et 9 de l'UE (2009).

Seule la règle relative à l'incitation n'est pas intégrée de manière cohérente dans ce contexte, ni par les structures d'incitation existantes de l'UE ni par les États de TMO. Il est vrai que l'UE (2018) spécifie un système d'incitation à l'échelle de l'UE basé sur le produit intérieur brut par habitant dans la directive 2018/842 afin de définir des objectifs de réduction des GES spécifiques à chaque pays. Toutefois, on peut se demander dans quelle mesure cette approche est applicable à la fixation d'incitations régionales au sein des États TMO. La CBCA analysée de l'UE (2020) peut également conditionner de manière normative une allocation équitable des coûts transfrontaliers, mais elle est moins adaptée pour éliminer le problème des biens publics, qui se caractérise par le problème du resquillage dans les coopérations internationales (Grasso, 2007). À cet égard, la directive 2009/28/CE (2009) mentionne à l'article 3 des objectifs nationaux distincts en matière d'énergies renouvelables à atteindre de manière contraignante dans le cadre de la Mobilité spatiale (MS) et à harmoniser avec l'objectif global de l'UE. Ainsi, les différents potentiels de création d'énergies renouvelables et les mix énergétiques différenciés sont pris en compte dans le calcul de ces objectifs contraignants en matière d'énergies renouvelables (Union européenne, 2009) et garantissent l'absence de conflit, étant donné que les différentes positions de départ des États membres de TMO seraient prises en compte (Franz et al., 2019).

Cependant, la Suisse est un pays tiers au sein de l'UE (Confédération suisse, 2015) et n'est pas obligée de respecter les objectifs nationaux contraignants en matière d'EnR au sein de l'UE (consortium de recherche Consentec, 2018). Afin d'inclure la Suisse, la directive 2009/28/CE devrait être réformée en conséquence et violerait donc implicitement les critères de certitude de renégociation et d'application des règles (Neumärker, 2017). À cet égard, la Confédération suisse (2019) fait référence au concept de solution précédemment mentionné d'un accord sur l'électricité entre l'UE et la Suisse et considère l'obligation d'un objectif suisse contraignant en matière d'ER comme faisant partie de l'accord. De cette manière, les incompatibilités institutionnelles entre l'UE et la Suisse pourraient dans un premier temps être désamorçées au moyen d'une solution de second choix et préparées en tant que solution de second choix selon le critère de la renégociation (Neumärker, 2017).

Cependant, des objectifs d'ER contraignants à un niveau strictement national ne seraient pas nécessairement équivalents à une coopération régionale, comme on peut parfois se référer

au PNAE allemand et au PNAE français (2009), qui ne spécifient pas l'utilisation des mécanismes de coopération de l'UE. Ainsi, il est possible d'affirmer implicitement que l'intégration d'un objectif régional contraignant en matière d'ER au sens de Gephart et al. (2015) dans un cadre réglementaire contraignant pour les États de TMO pourrait représenter une première incitation à la coopération. Cela permettrait de respecter la règle de l'incitation, mais il faudrait également que la répartition des responsabilités soit clairement définie afin d'éviter les conflits pointés par Gephart et al. (2015) et de respecter l'absence de conflit en conséquence (Neumärker, 2017). Dans l'étape suivante, l'harmonisation susmentionnée des politiques énergétiques en termes de règles pourrait alors nécessiter l'utilisation des mécanismes de coopération respectifs de l'UE pour réaliser une coopération régionale TMO. Cela rendrait les projets d'ER réalisables au sein des États TMO, ce qui couvrirait également la règle de l'acceptation sociale ainsi que les instruments nationaux différenciés de soutien aux ER en utilisant les mécanismes de coopération de l'UE modifiés avec les simulations expérimentales.

En conclusion, on peut affirmer que pour un marché de l'énergie de TMO pour les énergies durables et renouvelables basé sur le NO, du point de vue de la théorie des réformes, des ajustements respectifs aux structures d'incitation existantes devraient être effectués avant qu'une telle coopération puisse être effectivement établie. En raison des limites de capacité de ce travail, des limitations apparaissent aussi inévitablement, car les structures d'incitation de l'UE et des états TMO analysées dans ce travail ne représentent en aucun cas toutes les structures d'incitation pertinentes qui peuvent être analysées en termes de NO. Les règles définies peuvent également être complétées par d'autres règles basées sur la NO. Une extension de l'analyse serait concevable par le biais de conditions cadres réglementaires supplémentaires. Dans le cadre d'une coopération TMO, il convient par exemple de mentionner le traitement de la réglementation des prix (Jacobsen et al., 2014) ou les distorsions potentielles de la sécurité d'approvisionnement transfrontalière (Ministère fédéral de l'économie et de l'énergie, 2020) ainsi que la réglementation des interconnexions (Consentec research consortium, 2018). Dans le domaine des structures incitatives existantes, l'article 6 et l'article 11 de la directive européenne 2009/28/CE (2009) offrent d'autres possibilités d'explorer l'application des critères NO. L'absence d'autres orientations concrètes pour l'action au sein des États de l'OMT concernant la coopération régionale peut être due à l'absence de coopération transfrontalière au sens des mécanismes de coopération de l'UE analysés dans le présent document (Caldés et al., 2019). Il reste à voir dans quelle mesure ce manque de scénarios de coopération réels s'installera également au sein des États de l'OMT et annulera un marché énergétique coopératif en conséquence. En particulier, le fait que les États de l'OMT pourraient, cependant, se concentrer sur une réalisation non coopérative de leurs objectifs respectifs en matière de SER (Ragwitz et al., 2012) pourrait, cependant, l'indiquer et compliquerait par conséquent l'intégration des règles et critères de NO explorés dans ce travail.

7.3 Mise en œuvre des réformes de politique économique

Pour répondre à la question des retards de réforme pour un marché européen des énergies renouvelables, nous avons utilisé la théorie de la réforme des politiques économiques pour analyser les efforts et les retards passés. Dans le modèle de retard de réforme économique, le risque de fermeture de la fenêtre de réforme, les coûts du statu quo et l'allocation des coûts de la réforme, entre autres, sont déterminants pour la durée du retard de la réforme. Il a pu être démontré que sur le marché de l'électricité de TMO, l'absence d'une fenêtre de réforme fermée plaide contre une mise en œuvre rapide de la réforme. Cependant, le dépassement du délai augmente les coûts du statu quo lorsque les pénalités deviennent exigibles. Les coûts du statu quo sont déjà élevés aujourd'hui et augmenteront à l'avenir. En théorie, cela plaide en faveur d'une mise en œuvre rapide de la réforme.

Dans le cadre de TMO, en revanche, un retard dans la réforme peut résulter du partage des coûts. En attendant, un partage des coûts plus élevé par les autres pays peut être obtenu. Le problème a été discuté en prenant comme exemple la situation de la Suisse. Cependant, il peut être appliqué à tous les pays qui doivent supporter une part disproportionnée des coûts dus aux mesures de réforme. Les pays de l'OMT sont donc incités à retarder leur consentement aux mesures de réforme afin d'augmenter leur paiement et de réaliser une amélioration de leurs prestations. Tous les acteurs restent dans le statu quo. Bien que les pays de l'UE se soient déjà prononcés en faveur d'une intégration globale des marchés de l'électricité en 2011 (CE, 2011), et que la Suisse négocie également un accord sur l'électricité avec l'UE depuis 2007 (UVEK, 2017), la mise en œuvre globale de mesures de réforme décisives n'a pas encore eu lieu. Cela corrobore la thèse selon laquelle les coûts du statu quo ne sont actuellement pas encore le facteur décisif pour la mise en œuvre de la réforme et que le partage asymétrique des coûts de la réforme dans le TMO représente un obstacle important à la réforme.

Il a pu être démontré que l'incertitude individuelle quant aux effets des mesures de réforme est pertinente dans le TMO. Il est donc difficile de déterminer ex ante qui fera partie des gagnants ou des perdants. Il convient de faire une distinction entre les différentes mesures de réforme : Dans le cas des projets d'infrastructure, des incertitudes apparaissent même si les projets sont purement nationaux. L'impact transfrontalier des projets d'expansion sur le marché de l'électricité ajoute des incertitudes transfrontalières quant à la répartition des coûts et des bénéfices entre les pays. Elles compliquent la situation de la réforme. Toutefois, il est possible d'introduire des mécanismes de compensation pour compenser les pertes potentielles de sorte que les avantages nets attendus et réels soient positifs. Dans le cas d'une organisation transfrontalière de la sécurité d'approvisionnement, l'incertitude n'apparaît que dans le cadre de la coopération transfrontalière. Dans le cas d'un auto-approvisionnement équilibré, l'insécurité transfrontalière n'existerait pas. L'approvisionnement énergétique national étant une infrastructure critique, ce point est particulièrement important pour les pays. Le risque de panne d'électricité est jugé plus élevé par les pays en cas de coopération transfrontalière et la perte attendue en cas de non-respect des accords d'approvisionnement est très élevée. Les pays privilégient donc les solutions qui ne les rendent pas dépendants de l'étranger pour la sécurité de l'approvisionnement et qui leur permettent d'éviter l'incertitude. La déclaration énergétique du Conseil des ministres franco-allemand (2015) souligne explicitement que la sécurité d'approvisionnement doit rester une affaire purement nationale. À cet égard, des capacités communes et une expansion commune des énergies renouvelables ne peuvent également être réalisées que dans la mesure où la sécurité d'approvisionnement nationale n'est pas affectée.

Dans le modèle de résistance aux réformes, en cas d'incertitude individuelle, le maintien du statu quo est plus probable qu'une mise en œuvre réussie des mesures de réforme (biais du statu quo). Bien qu'il existe des opportunités et des avantages pour les pays de l'association, on doit supposer qu'en raison des coûts potentiellement élevés et de l'incertitude individuelle, le bénéfice net attendu des mesures de réforme sera négatif si les mesures sont entièrement mises en œuvre en tant que paquet de réformes. Dans ce cas, les pays s'attendent à ne pas passer du secteur L au secteur W. L'incertitude individuelle quant aux bénéfices nets réels peut donc constituer un obstacle important à la mise en œuvre des mesures de réforme dans l'OMT.

Sur la base du modèle du perdant politique, nous pouvons supposer que la différence entre les probabilités de maintien du pouvoir politique dans les pays TMO est élevée, c'est-à-dire que la probabilité de maintien du pouvoir politique est plus élevée en cas de blocage qu'en cas de tolérance de la réforme. En même temps, la perte pour le monopoliste est élevée s'il renonce au pouvoir. Cela plaide en faveur d'un blocage des réformes par les perdants

politiques. Un argument contre le blocage, cependant, est que les coûts du blocage sont élevés. Cependant, les retards actuels dans l'achèvement du marché intérieur de l'électricité ainsi que les retards dans la conclusion d'un accord sur l'électricité avec la Suisse indiquent que les coûts du blocage ne sont pas encore assez élevés par rapport aux pertes politiques. Par conséquent, l'inégalité qui est déterminante dans le modèle de blocage des réformes peut être considérée comme remplie. Les perdants politiques doivent être considérés comme un obstacle décisif à la réforme de l'OMT.

Dans le modèle du délai de réforme, plus la différence entre le paiement actif et passif est faible, plus le délai est court. Dans le cas de l'égalité, la réforme directe se produit parce que l'attente n'en vaut pas la peine (Alesina & Drazen, 1991). Par conséquent, il est important de prendre en compte le partage des coûts dans la conception de la réforme. Une réduction de la différence peut être obtenue en taxant les gagnants de la réforme (α diminue) et / ou en compensant les perdants relatifs de la réforme (Schröder, 2006). Ainsi, un mécanisme de compensation est nécessaire pour éviter une distribution asymétrique des coûts et des bénéfices et rendre le programme de réforme plus équitable. En outre, il est important de déterminer la répartition des coûts et la compensation ex ante, de sorte qu'aucune autre répartition ne puisse être obtenue en attendant. Une façon d'y parvenir est de répartir les coûts à supporter entre les pays au prorata des avantages obtenus. Cela permet de déterminer dès le départ comment les coûts seront répartis entre les pays concernés. Cependant, le partage proportionnel des coûts peut être difficile à mettre en œuvre. Tous les pays n'ont pas la même compréhension des coûts et des avantages, et il est important d'appliquer un principe de calcul des coûts communément accepté aux investissements transfrontaliers. En outre, les incertitudes existantes doivent être traitées de manière adéquate (Meeus & He, 2014). En outre, les difficultés suivantes peuvent survenir lors de l'introduction de paiements compensatoires : En taxant les gagnants (relatifs) de la réforme, des coûts supplémentaires peuvent apparaître en raison d'un effet de distorsion de la taxation. Le résultat souhaité ne peut plus être atteint et l'efficacité du mécanisme n'est plus donnée ; L'information asymétrique sur les pertes effectivement réalisées (même si seules des pertes relatives se produisent) peut conduire à des paiements compensatoires trop élevés. Cela conduit à une surcompensation, ce qui n'est pas optimal (Roland, 2002).

Selon une enquête de Consentec (2018), avec les mécanismes de compensation existants au niveau de l'UE, les États sont incités à estimer les prestations nationales aussi bas que possible afin de réduire leur propre participation aux coûts. Ces questions devraient être prises en compte dans la conception de la réforme. Au niveau de l'UE, le partage transfrontalier des coûts a été initié dans le règlement 347/2013 (CBCA) afin de promouvoir l'expansion transfrontalière des réseaux électriques. En principe, cet instrument est destiné aux projets dans lesquels les pays participants réalisent des pertes nettes. Par conséquent, la compensation des perdants relatifs n'est pas explicitement prise en compte (Communauté de l'énergie, n.d.). Cependant, il existe des exemples où le partage transfrontalier des coûts a été réalisé avec succès, même si aucun perdant net n'était prévu ex ante. Par exemple, la Lettonie et la Lituanie ont convenu de financer conjointement la construction d'un gazoduc en Lituanie et de mettre en œuvre conjointement un projet en Lettonie (Meeus & Keyaerts, 2015). La Lituanie a justifié sa contribution par des effets de synergie émergents. La Pologne et la République tchèque ont justifié un mécanisme de compensation transfrontalier en disant qu'il garantit la stabilité de l'investissement et l'engagement de l'expansion des deux côtés de la frontière. La Suède et la Norvège ont également utilisé une analyse coûts-avantages pour permettre le partage transfrontalier des coûts. La Norvège a obtenu, par le biais de paiements compensatoires à la Suède, que ce pays achève plus rapidement l'expansion d'une ligne transfrontalière et que la Norvège puisse ainsi réduire ses coûts du statu quo. Les gestionnaires de réseau de transport des deux pays ont convenu d'un contrat d'expansion

commun à cette fin. Mees et He supposent que le montant des paiements est basé sur les coûts d'un retard et les coûts supplémentaires pour la Suède en raison d'une expansion plus rapide (Meeus & He, 2014).

Par conséquent, les accords de partage des coûts peuvent contribuer à la réalisation de projets ayant un impact asymétrique sur les coûts et les avantages. Les mécanismes de partage des coûts transfrontaliers devraient donc également être appliqués et ancrés institutionnellement dans l'OMT pour le cas où il n'y a pas de pertes nettes mais un retard dû à une répartition asymétrique des coûts et des avantages. Dans le modèle de retardement des réformes, il est également opportun d'introduire des délais contraignants pour la mise en œuvre des mesures de réforme. Toutefois, cela donne lieu au problème déjà évoqué selon lequel la fenêtre de réforme ne peut pas vraiment se refermer. En outre, il n'existe pas d'organe au sein même de l'OMT qui vérifie le respect du calendrier et qui soit en même temps compétent pour imposer des sanctions. Des réglementations à ce sujet pourraient être élaborées au niveau de l'UE, étant donné que les astreintes peuvent être appliquées à ce niveau (CE, n.d.b). Celles-ci devraient être fixées à un niveau si élevé que les coûts du statu quo augmenteraient considérablement. La mise en œuvre de la réforme devient alors d'autant plus urgente.

Sur la base du modèle de résistance aux réformes, les questions se posent de savoir comment réduire l'incertitude pour que les gagnants de la réforme s'attendent déjà à un bénéfice positif ex ante ($\Delta > 0$) et comment compenser les perdants réels de la réforme pour qu'ils obtiennent un bénéfice net positif. Pour surmonter les contraintes de la réforme, Roland (2002) suggère plusieurs stratégies : La conception de paquets de réformes qui incluent une compensation pour les perdants absolus de la réforme, des mesures qui ne prévoient qu'une mise en œuvre partielle des réformes, et l'introduction d'institutions qui rendent la compensation crédible. Dans le cas de projets d'infrastructure dont la répartition coûts-avantages est incertaine et potentiellement très asymétrique, les mécanismes de compensation doivent être initiés sur la base de l'application du modèle afin que les pays ne subissent pas de pertes absolues et que le blocage des réformes puisse être exclu. Par conséquent, la compensation des perdants absolus sera abordée dans cette section. Les pays qui sont des perdants nets avec une forte probabilité peuvent être compensés par des gagnants nets. Mees et He parlent de "compensation minimale" (Meeus & He, 2014). Un rejet strict des projets transfrontaliers peut ainsi être évité. Toutefois, si seules les pertes absolues sont compensées, il n'est pas possible de garantir qu'il n'y a pas d'incitation à retarder, car les coûts et les avantages peuvent toujours être asymétriques. Cela contraste avec la compensation qui met les coûts et les avantages en proportion pour tous les pays. Des problèmes peuvent survenir avec les paiements compensatoires, comme cela a déjà été examiné. Outre les pertes d'efficacité dues à la taxation et à une éventuelle surcompensation des perdants de la réforme, il peut également être difficile de communiquer de manière crédible les paiements compensatoires. Cela nécessite des institutions qui protègent les paiements de transfert (Roland, 2002). Par exemple, l'UE pourrait agir en tant qu'acteur externe dans l'OMT pour garantir que la compensation est assurée. Afin d'éviter les blocages de réforme dans l'expansion d'un marché de l'électricité transfrontalier et durable dans l'OMT, les pertes absolues potentielles devraient donc être identifiées et les mécanismes de compensation convenus de manière crédible afin que tous les pays s'attendent à un bénéfice net positif ex ante et ex post.

Une autre façon d'éviter le blocage des réformes et de réduire l'incertitude consiste à mettre en œuvre des réformes partielles. Cela peut être bénéfique car des effets d'apprentissage initiaux sur les effets possibles des mesures peuvent être réalisés et les coûts d'un retour au statu quo ne sont pas encore si élevés. Les paiements compensatoires sont également moins élevés avec les réformes partielles (Roland, 2000). Les pays de l'OMT pourraient d'abord décider uniquement de développer ensemble les énergies renouvelables et d'organiser

ensemble une partie de la capacité sans organiser la sécurité d'approvisionnement au-delà des frontières. L'incertitude concernant les approvisionnements énergétiques en provenance de l'étranger est moins cruciale dans ce cas que dans celui de la mise en œuvre d'une réforme globale, puisque la sécurité d'approvisionnement n'est pas affectée. Cependant, des pertes d'efficacité peuvent également survenir lors de la mise en œuvre d'une réforme partielle et tous les avantages d'une réforme complète peuvent ne pas être atteints (Roland, 2000). Par conséquent, si le développement d'un marché transfrontalier de l'électricité dans l'OMT se limite à la coopération transfrontalière en matière de développement des énergies renouvelables, tous les avantages en termes de coûts ne pourront pas être réalisés. Dans le même temps, il est important de noter que les projets peuvent être complémentaires et que les coûts et avantages qui en résultent ne peuvent être correctement déterminés que si ces complémentarités sont prises en compte (Meeus & He, 2014). Par conséquent, il peut à nouveau être plus bénéfique de mettre en œuvre le paquet de réformes de manière holistique. Dans leur étude, Rechlitz et al. (2014) ont calculé que ce n'est que si les mesures de coopération considérées sont mises en œuvre dans leur intégralité que tous les pays s'en sortent mieux. Si les mesures individuelles sont mises en œuvre, il y a des pertes absolues pour la Suisse et l'Allemagne (Rechlitz et al., 2014). Par conséquent, les conceptions de réforme susmentionnées présentent des avantages et des inconvénients.

En outre, d'autres mesures peuvent contribuer à la réduction de l'incertitude. Selon la Commission européenne (2013), la réticence des États membres à l'égard des mécanismes de coopération transfrontalière diminuera si les avantages et les inconvénients directs et indirects sont identifiés de manière plus précise et mentionnés explicitement dans un accord de coopération. À ce stade, il est possible de décider si la coopération vaut la peine ou non et quels paiements de transfert seront nécessaires (CE, 2013). Pour éviter les incertitudes, il est important que les pays communiquent clairement leurs stratégies en matière de politique énergétique. Agora et l'IDDRI (2018) affirment que l'Allemagne et la France devraient coopérer étroitement concernant leurs stratégies nationales, notamment en ce qui concerne l'exploitation des centrales électriques conventionnelles, et fixer des objectifs contraignants. Une plus grande coordination transfrontalière à cet égard est une condition nécessaire pour que les pays coopérants puissent émettre des objections avant que les décisions nationales ne soient prises. Les questions concernant un approvisionnement en électricité adéquat et fiable dans la région peuvent être discutées au sein d'un comité réunissant des représentants de tous les pays participants et des différents secteurs du marché de l'électricité. Une perspective purement nationale et unilatérale peut ainsi être évitée et les complémentarités peuvent être mieux exploitées (Bössner, 2015).

Afin de réduire l'incertitude sur les livraisons réelles d'électricité, la Commission européenne (2013a) souligne que les livraisons transfrontalières ne devraient pas dépendre de la réalisation d'un excédent de production d'électricité par le pays exportateur. En outre, comme nous l'avons déjà évoqué, l'impact des projets sur la sécurité d'approvisionnement n'est pas suffisamment pris en compte dans les procédures d'ACB. Cela peut conduire à des décisions moins efficaces et sous-optimales. Il est donc recommandé d'inclure des approches qui permettent de monétiser les impacts sur la sécurité de l'approvisionnement (Consentec, 2018). En outre, l'augmentation de l'acceptation du public peut contribuer à réduire l'incertitude. Pour cela, une présentation transparente et publique de tous les coûts et avantages identifiés est importante. Avant tout, il convient de préciser que les potentiels et les objectifs nationaux sont également promus par la coopération (CE, 2013). En particulier en ce qui concerne les mesures d'extension du réseau, certaines mesures peuvent être adaptées pour augmenter l'acceptation. Il s'agit notamment des mécanismes de compensation, de la pose de câbles souterrains et de l'implication précoce de toutes les parties prenantes concernées (Consentec, 2018). La France peut servir d'exemple positif. Ainsi, il y existe un processus complet de

participation du public. Les étapes de planification et d'approbation sont réalisées avec la participation des parties prenantes concernées. En outre, le gestionnaire du réseau de transport français RTE est tenu de cofinancer des projets durables dans les régions touchées (Consentec, 2018).

L'application du modèle du perdant politique a montré que la perte d'influence politique peut également être une raison de blocage dans l'OMT. À ce stade, il est toutefois assez difficile de déduire les points de départ d'une conception de la réforme qui soit utile à l'expansion du marché transfrontalier de l'électricité dans la TMO. Une suggestion serait de dissocier davantage la politique et les entreprises énergétiques afin que la probabilité de conserver le pouvoir en cas de blocus diminue et que la différence diminue donc. Davantage de pouvoirs en matière de politique énergétique pourraient être transférés au niveau de l'UE afin de retirer également du pouvoir aux politiciens. Toutefois, ces efforts sont difficiles à mettre en œuvre car il s'agit à nouveau de renoncer au pouvoir politique, qui a été identifié dans le modèle comme une raison de bloquer la réforme. Les États de l'UE doivent en décider au niveau européen (Knodt, 2019). Un transfert de pouvoir ne peut pas être lié de manière crédible à des accords de compensation (Acemoglu & Robinson, 2000).

Malgré l'hypothèse selon laquelle une alliance énergétique est fondamentalement bénéfique pour tous les États participants à long terme, des problèmes peuvent survenir au cours du processus d'accord. Chaque État tente de suivre un comportement rationnel consistant à obtenir le plus grand bénéfice possible et donc les coûts les plus bas possibles. Il y a un risque que les mesures de réforme ne soient pas appliquées, car chaque État tactique pour pouvoir appliquer un comportement de resquilleur. Actuellement, il manque le pouvoir de décision nécessaire au niveau supranational pour contrer ce problème. En effet, bien que la mise en œuvre des mesures de réforme soit associée à des coûts pour chaque État, la non-application représente des coûts bien plus importants à l'avenir, car les avantages à long terme d'une alliance énergétique ne peuvent être récoltés. Les contrats contraignants, par exemple, qui sanctionnent le comportement défectueux des parties et le rendent ainsi non rentable, peuvent contribuer à la solution. Par conséquent, un équilibre socialement efficace pourrait être créé.

7.4 Acceptation des énergies renouvelables et participation des acteurs locaux

Les données recueillies ont montré que dans les trois pays, l'expérience et la connaissance des sources d'énergie renouvelables et des installations contribuent à une meilleure acceptation des énergies renouvelables. Cela s'applique à la fois au soutien (acceptation passive) à la construction d'installations d'énergie renouvelable et à la participation financière (acceptation active) à l'égard des installations d'énergie renouvelable. La volonté de participation financière plus faible des répondants français par rapport aux participants des deux autres pays est en accord avec la volonté réelle de participer à des projets d'ER en France. En ce qui concerne l'engagement des acteurs locaux, par exemple dans le cadre des coopératives énergétiques, dans les projets d'EnR, la France est clairement derrière l'Allemagne et la Suisse (DGRV, 2021 ; Kahla et al., 2017 ; Rivas et al., 2018 ; Sebi & Vernay, 2020). Alors que la Suisse compte un nombre de coopératives énergétiques similaire à celui de l'Allemagne, mesuré par sa population, les modèles énergétiques citoyens, quels qu'ils soient, ne sont guère répandus en France (Rivas et al., 2018 ; Sebi & Vernay, 2020). Cela peut être attribué au cadre institutionnel plus favorable en Allemagne et en Suisse. Comme décrit précédemment, les cadres de politique énergétique en Suisse et en Allemagne sont comparables ; des mécanismes d'incitation financière similaires ont été créés pour mobiliser la volonté de participation des acteurs locaux. L'amélioration du cadre institutionnel devrait donc jouer un rôle central dans l'activation de la volonté financière de participation des citoyens. Actuellement, des tentatives sont faites en France pour faire tomber les barrières institutionnelles et établir des investissements financiers directs avec des modèles dits de

crowdfunding (Drogosch, 2018). En France, par exemple, la mise en place d'un accès prioritaire au réseau pour les installations d'EnR pourrait faire en sorte que l'engagement financier de la population soit accru (Schumacher et al., 2019). Il est également apparu que tant les connaissances que l'expérience ont une influence plus forte sur l'acceptation active sous forme de participation financière que la simple approbation d'une centrale ER dans le voisinage immédiat. Cela souligne une fois de plus l'immense importance des deux facteurs d'acceptation pour la réussite de la transition énergétique et l'expansion des ER avec l'inclusion et la participation active des acteurs privés.

En outre, il a pu être démontré que le facteur d'acceptation "connaissance" a une influence plus forte sur l'attitude envers la construction d'une centrale ER dans le voisinage immédiat que l'expérience déjà existante. La connaissance a une influence significative sur la plupart des formes d'énergie renouvelable, alors que l'expérience n'a pas d'influence significative sur l'attitude des répondants, à l'exception des installations d'énergie éolienne. Ce résultat souligne que le manque d'information peut être un facteur sous-jacent dans le manque d'adoption et que l'éducation active des résidents locaux sur les technologies d'énergie renouvelable est essentielle pour l'expansion des installations d'ER. Les données suggèrent que la volonté de participation financière des personnes interrogées dans tous les pays pour les projets d'ER est généralement plus élevée que la participation réelle dans les pays respectifs. Le potentiel de participation réelle semble être ancré, de sorte qu'il faut s'attendre à ce qu'avec les mesures appropriées, la participation financière de la population puisse être augmentée. Il existe de nombreuses possibilités pour les acteurs politiques d'offrir des opportunités de participation appropriées afin d'atteindre les citoyens qui, par exemple, ne participent pas financièrement et donc activement aux projets d'ER en raison d'un manque d'informations sur les ER (Schumacher et al., 2019). Le manque d'information peut également être lié à l'opportunité d'investissement elle-même. Langer et al. (2017) soulignent qu'il est possible d'accroître la volonté d'investir dans des projets d'ER si les institutions financières informent mieux la population sur les possibilités d'investissement dans le secteur des ER.

La présente étude s'est concentrée sur la perception générale des répondants concernant les technologies des énergies renouvelables et leur mise en œuvre au niveau sociétal. Ainsi, comme la plupart des études sur l'acceptation des ER, cette étude s'est déroulée au niveau de l'acceptation socio-politique (également appelée acceptation sociétale) et est purement attitudinale (Ohlsen, 2018 ; Schäfer & Keppler, 2013). Comme souligné dans le présent document, le niveau d'acceptation sociopolitique n'est qu'une des trois dimensions de l'acceptation sociale telles que définies par Wüstenhagen et al. (2007). Dans ce contexte, la présente étude n'est donc pas en mesure de montrer les relations réciproques entre l'acceptation sociopolitique, l'acceptation du marché et l'acceptation locale. De plus, elle ne peut fournir aucune information sur l'acceptation locale de projets d'ER spécifiques.

La dimension sociopolitique, qui saisit principalement les attitudes sociales à l'égard des ER, peut être attribuée au niveau de l'attitude (Schäfer & Keppler, 2013 dans Schumacher et al., 2019). Cependant, pour mener à bien la transition énergétique et l'expansion associée, une participation active des acteurs est nécessaire en plus de la défense passive, c'est-à-dire une attitude positive, qui serait liée à une dimension d'action. Au cours de cette enquête, la volonté des répondants de participer à des projets d'ER a été interrogée à plusieurs reprises. L'acceptation liée à l'attitude qui a été demandée dans cette enquête peut contenir une intention d'agir, mais ne dit rien sur le succès réel d'une action (Schäfer & Keppler, 2013). On peut supposer que la volonté interrogée de participer activement ne reflète pas la participation réelle.

Hildebrand et Renn (2019) soulignent qu'il existe une compréhension divergente de l'acceptation dans la recherche et la pratique ; dans la pratique, l'acceptation est souvent

considérée sans la dimension d'action et le plaidoyer passif est compris comme une acceptation. Cette limitation doit être prise en compte lors de l'interprétation de la recherche sur l'acceptation purement basée sur l'attitude. Il est également concevable qu'il existe des personnes testées qui ont exprimé leur volonté de participer financièrement et qui participeraient effectivement financièrement, mais qui n'ont tout simplement pas les moyens financiers nécessaires pour le faire. Il y avait également un rapport défavorable en termes de taille de groupe entre les personnes testées avec et sans expérience des différentes formes spécifiques d'énergie renouvelable. En outre, comme expliqué précédemment, il y avait un écart important entre l'âge moyen des personnes interrogées en Suisse et l'âge moyen de la population suisse dans son ensemble. Les intentions et les attitudes de la partie la plus jeune de la population suisse sont mieux représentées dans cette étude que celles de la population plus âgée. Ces deux limites concernant l'échantillon doivent être prises en compte.

Malgré ses limites, la présente étude offre des données importantes en ce qui concerne la recherche sur l'acceptation dans un contexte transnational. Il existe peu d'études dans le domaine de la recherche sur l'acceptation sociale qui utilisent des données empiriques pour effectuer des comparaisons régionales ou nationales (Schumacher et al., 2019). L'étude réalisée rejoint le groupe d'articles de recherche de Schumacher et al. (2019), Schumacher et Schultmann (2017), Jobert et al. (2007) ou également Warren et al. (2005), qui ont également étudié l'acceptation sociale des ER à travers les pays (Schumacher et al., 2019). Il a été démontré que l'on peut supposer que la volonté financière de participer interrogée est plus élevée que la volonté réelle de participer. Pour que la transition énergétique réussisse, il est encore nécessaire de mobiliser la volonté financière des acteurs privés de participer et de réduire davantage l'écart entre la volonté hypothétique et la volonté réelle de participer. Sur la base des comparaisons nationales, il a été possible de déterminer que l'Allemagne et la Suisse ont montré une plus grande volonté de participation que la France. Outre les conditions cadres politiques susmentionnées, qui sont relativement meilleures en Allemagne et en Suisse, le manque d'expérience et de connaissances de la population française est également responsable des différences nationales. Les résultats de cette étude suggèrent que la volonté de participer financièrement peut être augmentée par des offres d'information ciblées. Les connaissances acquises offrent aux pays de nombreux points de départ sur la manière dont il est possible de continuer à augmenter l'acceptation passive et active envers les installations ER à l'avenir.

Chapitre 8. Conclusion

Malgré les nombreuses différences nationales, notamment en ce qui concerne les mix énergétiques, les cadres réglementaires, économiques et sociétaux, les trois pays, l'Allemagne, la France et la Suisse, se sont fixé pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 au plus tard (AIE, 2021a ; BFE, 2020 ; Bundesregierung, n.d.). En outre, on peut également observer que leurs stratégies pour atteindre cet objectif reposent toutes, entre autres, sur une augmentation considérable des sources d'énergie renouvelables (SER) dans leurs mix énergétiques.

La demande totale en énergie dans la région du Rhin supérieur a été estimée à 212 TWh par une étude de faisabilité réalisée sur la même zone d'étude en 2022. Selon les résultats du WP2, le potentiel technique total de production d'énergie à partir de SER, estimé à 359 TWh/an, est suffisamment important pour couvrir cette demande. Cependant, le potentiel technique est limité par le potentiel économique et réalisable, comme expliqué au chapitre 2. En outre, ce potentiel est également limité par divers autres facteurs tels que la concurrence pour l'utilisation des terres due à la production alimentaire, les impacts environnementaux, les aspects paysagers, l'acceptation sociétale et le cadre économique. L'importance du calcul du potentiel technique réside dans le soutien de meilleures conditions cadres qui pourraient être facilitées en intégrant les différentes parties prenantes telles que les citoyens et les entreprises dans le processus, ce qui était le principal objectif du WP4. (Koch (Ed.), 2022) Plus précisément, le WP4 a analysé les conditions socioculturelles pour le développement d'un système d'énergie renouvelable dans la région en se concentrant sur les conditions favorables qui permettent aux acteurs régionaux de coopérer au-delà des frontières nationales et sur l'importance d'impliquer les citoyens dans le processus de prise de décision régional lié aux énergies renouvelables.

L'étude réalisée par le WP2 s'est concentrée sur la recherche de la zone utilisable où la propagation des projets SER pourrait avoir lieu. Dans le cas du WP2, l'estimation des potentiels était principalement liée à la disponibilité spatiale des terres et le potentiel calculé était présenté comme une estimation annuelle. D'autre part, la pénétration des SER dans le réseau électrique nécessite un certain degré de flexibilité et des installations de stockage, comme l'a montré la recherche du WP3. En raison du caractère intermittent des SER, le WP3 a étudié la variation horaire de la demande d'électricité dans l'URR et a simulé différents scénarios incluant diverses combinaisons de stockage et de SER dans l'approvisionnement énergétique futur afin de trouver la combinaison la plus optimale et d'analyser les futurs systèmes énergétiques régionaux possibles. De plus, afin de gérer la demande croissante en électricité et en énergies renouvelables, le réseau régional, national et transnational doit être bien équipé ; pour cette raison, la recherche du WP6 met en lumière la nécessité d'étendre le réseau au-delà des frontières, surtout si l'on considère les points de couplage peu développés des États membres en raison du rôle quelque peu subordonné que les échanges d'électricité avec les pays voisins ont joué jusqu'à présent. En outre, le WP6 a abordé les obstacles auxquels les projets de développement du réseau continuent de se heurter malgré le besoin pressant d'augmenter la capacité de production renouvelable. En outre, comme cela a été souligné dans l'introduction, la gestion de la demande et la numérisation sont appelées à renforcer la sécurité du futur système énergétique, par exemple grâce aux réseaux et aux compteurs intelligents. Les cyberattaques constituent aujourd'hui une menace importante pour la sécurité ; c'est pourquoi le WP7 s'est concentré sur la sécurité des données et la lutte contre les menaces croissantes de cyberattaques dans un aspect de la numérisation, à savoir les réseaux intelligents.

Par ailleurs, l'un des principaux obstacles rencontrés dans ce projet a été la disponibilité et l'uniformité des données dans les régions frontalières en raison des différences structurelles

de chaque pays. La trinationnalité de la région contribue également à des différences majeures dans la structure légale et réglementaire des trois pays. Par conséquent, la recherche du WP5 a abordé la variété des obstacles juridiques et a donné de nombreuses solutions possibles pour réduire ces obstacles afin de faciliter la mise à l'échelle et le développement des technologies d'énergie renouvelable. Le WP5 a également analysé l'impact des réglementations européennes et nationales qui sont liées aux SER sur leur développement dans chacun des trois pays.

Enfin, l'objectif principal du projet, tel que défini précédemment, était d'"examiner les synergies découlant de la complémentarité des capacités de production, de demande et de stockage, ainsi que des initiatives énergétiques transfrontalières dans la région TMO, en vue d'élaborer des recommandations politiques contribuant à la transition énergétique". Il est clair que la recherche maintenant terminée des paquets de travail du projet RES-TMO était interconnectée et holistique. Plus important encore, les modules ont réussi, grâce à leurs résultats, à fournir une vue d'ensemble de différents sujets pertinents centrés sur les énergies renouvelables. Il s'agit notamment des potentiels d'énergie renouvelable et de leur implication dans les différents scénarios possibles pour le futur système énergétique régional, ainsi que de l'atmosphère locale actuelle en termes d'obstacles juridiques et réglementaires au niveau régional, national et européen pour le réseau et le développement de projets d'énergie renouvelable, les menaces pour le réseau, l'énergie et la sécurité des données par le biais de cyberattaques, l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable et l'implication des citoyens dans le processus de prise de décision.

En conclusion, il a été déclaré par l'AIE (2021b) que "les gouvernements peuvent encore accélérer la croissance des énergies renouvelables en s'attaquant aux principaux obstacles, tels que les problèmes d'autorisation et d'intégration au réseau, les questions d'acceptation sociale, les approches politiques incohérentes et la rémunération insuffisante." Le projet RES-TMO a abordé bon nombre des idées susmentionnées pour accélérer la croissance des énergies renouvelables, dans un contexte régional trinational, dans l'espoir de faire la différence non pas dans un mais dans trois pays et de fournir une région modèle idéale pour les futurs projets de coopération transfrontalière.

Liste des auteurs

Rédacteurs : Barbara Koch, Ines Gavrilut, Zeina Najjar, Adem Ugurlu, Kristina Izmailova

Chapitre 1 :

Ines Gavrilut, Zeina Najjar

Prof. Barbara Koch

Chapitre 2 :

Zeina Najjar, Felix Kytzia, Prof. Barbara Koch

Johannes Miocic, Martin Kügel

Chapitre 3 :

Joris Dehler-Holland

Bushra Canaan, Djaffar Ould Abdeslam

Marco Guevara, Adrien Barth, Alain Clappier, Nadège Blond

Chapitre 4 :

Bushra Canaan, Djaffar Ould Abdeslam

Chapitre 5 :

Marie Mangold, Sophie Henck, Philippe Hamman

Chapitre 6 :

Melis Aras, Elisabeth Lambert, Sophie Gambardella, Theresa Hüscher, Jens-Peter Schneider

Chapitre 7 :

Bianca Blum, Dominik Schröder, Marcel Franke, Bernhard Neumärker.

Conclusion :

Zeina Najjar

Liste des abréviations

AEY	Rendement énergétique annuel
IA	Intelligence artificielle
ASEC	Association suisse pour l'énergie citoyenne
CBCA	Allocation des coûts transfrontaliers
CCGT	Turbines à gaz à cycle combiné
CECs	Communautés énergétiques citoyennes
CEI	Initiatives énergétiques communautaires
CEM	Modèle climatique et énergétique
CHP	Centrales de chaleur et d'électricité combinées
CLC	CORINE Land Cover
CPS	Système cyber-physique
CSIRTs	Computer Security Incident Response Teams (équipes de réponse aux incidents de sécurité informatique)
DERs	Ressources énergétiques distribuées
DSP	Fournisseurs de services numériques
DSOs	Gestionnaires de réseaux de distribution
EDF	Électricité de France
AEE	Prix européen de l'énergie
EEG	Loi sur les énergies renouvelables
EGS	Systèmes géothermiques améliorés
ENISA	Agence de l'Union européenne pour la cybersécurité
EOM	Energy Only Market
ETS	Système d'échange de quotas d'émission
EV	Véhicules électriques
GDPR	Règlement général sur la protection des données
GECLER	Grand Est Citoyen et Local d'Énergies Renouvelables
GEEV	Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung
GES	Émissions de gaz à effet de serre
SIG	Système d'information géographique
GM	Monté au sol
H2	Hydrogène
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement
PICC	Programmes intégrés de protection du climat

TIC	Technologies de l'information et de la communication
AIE	Agence internationale de l'énergie
IoT	Internet des objets
LEM	Marchés locaux de l'électricité
MS	Mobilité Spaciale
NIS	Sécurité des réseaux et de l'information
NON	Nouvel Ordolibéralisme
CENTRALE NUCLÉAIRE	Centrale nucléaire
NREAPLe	plan d'action national pour les énergies renouvelables
OES	Opérateurs de services essentiels
ORG	Oberrheingraben
	PERSEUS Paquet de programmes pour les stratégies de réduction des émissions dans la consommation et l'approvisionnement en énergie - échange de certificats
PtG	Power to Gas
PV	Photovoltaïque
RA1	Groupe de recherche 1
RE	Énergie renouvelable
RECs	Communautés d'énergie renouvelable
REPM	Modèle régional de planification énergétique
RES	Sources d'énergie renouvelables
SJR	Sommet des dirigeants régionaux
RRF	Mécanisme de redressement et de résilience
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
SWOT	Forces, faiblesses, opportunités et menaces.
TAC	Coût annuel total
TMO	Région métropolitaine trinationale Oberrhein
GRTs	Gestionnaires de réseaux de transport
URR	Région du Rhin supérieur
WPD	Densité de puissance éolienne
WP 2	Paquet de travail 2
WP 3	Paquet de travail 3
WP 4	Groupe de travail 4
WP 5	Paquet de travail 5
WP 6	Groupe de travail 6

WP 7 Groupe de travail 7
WSMS Vitesse du vent Cisaillement du vent

Liste des figures

Figure 1.1 : Analyse SWOT pour le soutien des énergies renouvelables dans les transitions énergétiques des régions du Regional Leaders' Summit (RLS) (Goers et al., 2021)	8
Figure 2.1 : La hiérarchie des potentiels telle que définie par Jäger et al. (2016)	17
Figure 2.2 : Zones tampons autour des poteaux	27
Figure 2.3 : Zones tampons autour des tours	28
Figure 2.4 : Zones tampons autour des sous-stations	28
Figure 2.5 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone A autour des tours des composants du réseau.	29
Figure 2.6 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone B autour des tours des composants du réseau électrique	30
Figure 2.7 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone C, autour des tours des composants du réseau.	30
Figure 2.8 : Potentiel des énergies renouvelables dans la zone D autour des tours de la composante réseau	21
Figure 2.9 : La distribution affinée du potentiel d'énergie éolienne dans l'URR	32
Figure 2.10 : Répartition du potentiel éolien affiné par pays dans l'URR en TWh/an	33
Figure 2.11 : Le potentiel Agro-PV affiné dans l'URR en TWh/an par municipalité	34
Figure 2.12 : Répartition du potentiel Agro-PV affiné par pays dans l'URR en TWh/an	34
Figure 2.13 : Le potentiel GM-PV affiné dans l'URR en TWh/an par municipalité	35
Figure 2.14 : Répartition du potentiel GM-PV affiné par pays dans l'URR en TWh/an	35
Figure 2.15 : Distribution spatiale du potentiel photovoltaïque annuel en toiture dans l'URR	36
Figure 2.16 : Potentiel annuel du solaire photovoltaïque en toiture dans les trois pays de l'URR	36
Figure 2.17 : Potentiel hydroélectrique annuel par frontière de pays dans l'URR	37
Figure 2.18 : Potentiel annuel de biomasse par pays dans l'URR	38
Figure 2.19 : Potentiel annuel de la biomasse dans l'URR	38
Figure 2.20 : Les potentiels d'énergie renouvelable utilisés dans l'URR (TRION-climate e.V., 2019)	40
Figure 2.21 : Tableau comparant les ratios de proximité des différents composants de la grille	41

Figure 2.22 : Profil ouest-est à travers l'ORG légèrement au nord de Bad Krozingen (voir Fig. 8). Les diapirs de sel sont clairement visibles et atteignent une épaisseur de plus de 1,5 km. D'après l'équipe du projet GeORG (2013)	46
Figure 2.23 : Emplacement des diapirs de sel dans l'ORG. La ligne de profil marque l'emplacement du profil de la figure 2.22. Basé sur l'équipe du projet GeORG (2013)	46
Figure 3.1 : Capacités installées des énergies renouvelables dans la région du Rhin supérieur en fonction de la disponibilité variable des capacités de transmission vers les pays voisins (calculs propres)	49
Figure 3.2 : Capacité installée des installations de stockage dans la région du Rhin supérieur en fonction de la disponibilité des capacités de transport vers les pays voisins (calculs propres).	50
Figure 3.3 : Fréquence d'utilisation supérieure à 100% en cas de défaillance d'un élément de réseau dans le "réseau de départ" (NEP 2021, p. 136)	51
Figure 3.4 : Différences de prix (OR_LAND - LAND) entre les sous-régions de la région du Rhin supérieur et les pays voisins en supposant la disponibilité de 70% des capacités thermiques des lignes de transport. Pour des raisons de visualisation, certaines valeurs aberrantes négatives n'ont pas été représentées.	53
Figure 3.5 : Différences de prix (OR_LAND - LAND) entre les sous-régions de la région du Rhin supérieur et les pays voisins en supposant la disponibilité de 50% des capacités thermiques des lignes de transport. Pour des raisons de visualisation, certaines valeurs aberrantes négatives n'ont pas été représentées.	53
Figure 3.6 : Différences de prix (OR_LAND - LAND) entre les sous-régions de la région du Rhin supérieur et les pays voisins en supposant la disponibilité de 30% des capacités thermiques des lignes de transport. Pour des raisons de visualisation, certaines valeurs aberrantes négatives et positives n'ont pas été représentées.	54
Figure 3.7 : Degré d'autosuffisance de la région du Rhin supérieur en énergie électrique en fonction de la disponibilité des capacités de transport vers les pays voisins (calculs propres)	55
Figure 3.8 : Capacité installée des énergies renouvelables et du power-to-gas dans la région du Rhin supérieur en supposant la disponibilité de 50 % des capacités de transmission vers les pays voisins (calculs propres).	56
Figure 3.9 : Capacité installée des énergies renouvelables et du power-to-gas dans la région du Rhin supérieur en supposant la disponibilité de 50 % des capacités de transmission vers les pays voisins avec une variation de la demande d'électricité (calculs propres).	57
Figure 3.10 : "Energiesystemdiagramm des REPM-Model"	62
Figure 3.11 : Calcul de l'énergie résiduelle (R) effectué chaque heure par REPM à partir de la demande horaire d'énergie (D, MWh) et de la production horaire d'énergie intermittente (I, MWh)	63
Figure 3.12 : Courbe de durée de charge de l'énergie résiduelle ($R = D - I$) calculée par le modèle REPM pour distinguer différentes alternatives de gestion du stockage d'énergie : Libération directe (gauche), écrêtement des pointes (droite).	64

Figure 3.13 : Capacité de stockage (à gauche) et capacité contrôlable (à droite) en fonction de la quantité d'énergie solaire et éolienne introduite dans le mix électrique (exprimée en pourcentage de la demande électrique) pour les algorithmes de " libération directe " (courbes bleues) et d'" écrêtement des pointes " (courbes rouges).	64
Figure 3.14 : Analyse des scénarios résultants de REPM : a) représentation de la corrélation des scénarios résultants avec les composantes 1 et 2 de l'ACP comme axes, et b) localisation projetée des scénarios résultants sur les composantes 1 et 2 de l'ACP. Les cercles noirs correspondent aux scénarios caractérisés par une grande capacité et énergie contrôlable, les cercles bleus aux scénarios avec une importante capacité éolienne, et les cercles rouges aux scénarios avec une importante capacité solaire et de stockage.	66
Figure 3.15 : Coûts des coûts contrôlables et coûts totaux pour les scénarios avec le moins de TAC dans chaque cluster, et le scénario de zéro intermittent dans le système, en utilisant comme technologies de référence les axes horizontaux des éoliennes et des panneaux solaires photovoltaïques pour les sources d'énergie intermittentes, et pour le contrôlable et le stockage, les turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) et les grandes tours en béton. Les coûts sont exprimés en milliards de dollars US par an.	68
Figure 3.16 : Comparaison entre les résultats de PERSEUS et de REPM : a) représentation de la corrélation entre les scénarios et les composantes 1 et 2 de l'ACP, et b) localisation projetée des clusters et des scénarios résultants sur les composantes 1 et 2 de l'ACP. Les cercles noirs correspondent aux scénarios caractérisés par une grande capacité et énergie contrôlable, les cercles bleus aux scénarios avec une importante capacité éolienne, et les cercles rouges aux scénarios avec une importante capacité solaire et de stockage. Des scénarios représentatifs de chaque groupe sont inclus. La projection du scénario correspondant aux résultats du modèle PERSEUS est représentée, elle est située dans le cluster 5 à l'intérieur du cercle noir. Les scénarios tracés correspondent à : $\gamma = 100\%$ & $\eta_{StoToDem} = 40\%$. La demande utilisée comme entrée pour REPM correspond au même profil que celui utilisé pour PERSEUS.	70
Figure 5.1 : Une carte montrant les acteurs clés des secteurs public et privé dans la région TMO	78
Figure 5.2 : Production nette d'électricité en 2020 en France métropolitaine, en Allemagne et en Suisse, © Sophie Henck, UMR SAGE, 2022	79

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Potentiel final des ER dans l'URR, y compris les améliorations apportées à l'éolien et au solaire.	35
Tableau 2.2 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel Agro-PV des communes de l'URR	38
Tableau 2.3 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel GM-PV des communes de l'URR	38
Tableau 2.4 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel photovoltaïque en toiture des municipalités de l'URR	38
Tableau 2.5 : Ratio A et ratio B calculés pour le potentiel éolien des communes de l'URR	39
Tableau 2.6 : Le pourcentage de surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les SER Agro-PV.	39
Tableau 2.7 : Le pourcentage de surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les SER GM-PV	39
Table 2.8 : Le pourcentage par pays de la surface utilisable par rapport à la surface utilisable totale pour le photovoltaïque sur toiture SER.	39
Tableau 2.9 : Pourcentage de la surface utilisable par pays par rapport à la surface utilisable totale pour les SER éoliennes	40

Littérature

Chapitre 1 :

Avere et al. (2020). Lettre ouverte Décarboniser le parc immobilier de l'UE avec les solutions disponibles et sans utilisation directe de l'hydrogène. Consulté le 24 octobre 2022, à l'adresse https://euase.net/wp-content/uploads/2021/01/210120_Open-letter_Timmermans_hydrogen.pdf.

Bataille, C., Åhman, M., Neuhoff, K., Nilsson, L. J., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S., Solano-Rodriguez, B., Denis-Ryan, A., Stiebert, S., Waisman, H., Rahbar, S., Sartor, O. (2018). Un examen des options technologiques et politiques de la voie de la décarbonisation profonde. *Journal of Cleaner Production*, 187 (2018), 960-973. Doi: 10.1016/j.jclepro.2018.03.107

Bowen, T. (2019). CIFF MOOC 3. Matériel de cours EdX : Incorporation des énergies renouvelables dans les réseaux électriques de l'initiative d'apprentissage en ligne de l'Imperial College London (10/2018 - 02/2019).

Bundesamt für Energie - BFE (2020). (juin 2019). Statistique suisse des énergies renouvelables 2019, Office fédéral de l'énergie - BFE (2020). Berne. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9765>.

Bundesregierung (n.d). Bundesregierung, consulté le 20 juin 2022 sur : <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> [Page Web].

Chen C., Bing X., Guotian C., Heiko T. et Stueckrad S. (2019). Comparaison des transitions énergétiques en Allemagne et en Chine : Synergies et recommandations. *Energy Reports* (2019), 5, 1249-1260. doi : <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.08.087>

Cooke, P. (2011). Les régions en transition : Systèmes et stratégies d'éco-innovation régionaux - nationaux. *Progress in Planning*, 76(3), 105-146. <https://doi.org/10.1016/j.progress.2011.08.002>

Duch-Brown, N. & Rossetti, F. (2020). Digital platforms across the European regional energy markets, *Energy Policy*, 144 (October 2019). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111612>

Commission européenne (2018a). La Commission se félicite de l'accord politique sur la conclusion du paquet "Une énergie propre pour tous les Européens", communiqué de presse, 18 décembre 2018, Bruxelles, disponible à l'adresse : https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_6870.

Commission européenne (2018b). Une énergie propre pour tous les Européens, site web officiel, disponible à l'adresse suivante : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

Commission européenne (2019). L'état de l'Union de l'énergie expliqué, fiche d'information, 9 avril, Bruxelles, disponible à l'adresse suivante : https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_19_1875.

Commission européenne (2020). Comment votre ville peut-elle devenir... 100 % renouvelable, Luxembourg, Office des publications, disponible à l'adresse : <https://data.europa.eu/doi/10.2779/212569>.

Commission européenne (2021). État de l'Union de l'énergie 2021 - Contribuer au Green Deal européen et à la relance de l'Union. Bruxelles, 26.10.2021. COM(2021) 950 final. Disponible sur : https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-10/state_of_the_energy_union_report_2021.pdf

Commission européenne (2022a). Objectifs 2030 en matière d'énergies renouvelables, site web officiel, disponible à l'adresse : https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en.

Commission européenne (2022b). Un Green Deal européen. S'efforcer d'être le premier continent climatiquement neutre, site web officiel, disponible à l'adresse suivante : https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

Gerbelová, H., Spisto, A., & Giaccaria, S. (2021). Regional Energy Transition : Une approche analytique appliquée à la région charbonnière slovaque. *Energies*, 14, 110. <https://doi.org/10.3390/en14010110>

Gils, H. C., Simon, S., & Soria, R. (2017). Approvisionnement en énergie 100% renouvelable pour le Brésil-Le rôle du couplage sectoriel et du développement régional. *Energies*, 10(11). <https://doi.org/10.3390/en10111859>

Goers, S., Rumohr, F., Fendt, S., Gosselin, L., Jannuzzi, G. M., Gomes, R. D. M., ... Wolvers, R. (2021). Le rôle des énergies renouvelables dans les transitions énergétiques régionales : An Aggregate Qualitative Analysis for the Partner Regions Bavaria , Georgia , Québec , São Paulo , Shandong , Upper Austria , and Western Cape. *Sustainability* , 13(1), 76 ; <https://doi.org/10.3390/su13010076>

Henning, H.-M., Palzer, A. (2015). Was kostet die Energiewende ? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf>.

Hoolohan, C., Mclachlan, C., & Larkin, A. (2019). Technological Forecasting & Social Change "Aha" moments in the water-energy-food nexus : une nouvelle méthode de scénario morphologique pour accélérer la transformation durable. *Technological Forecasting & Social Change*, 148 (août), 119712. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.119712>.

Hoppe, T., Miedema, M. (2020). Une approche de gouvernance de la transition énergétique régionale : Signification, conceptualisation et pratique. *Sustainability*, 12, 915. doi:10.3390/su12030915.

AIE (2019). Integrating Power Systems Across Borders - Analysis, Technology report, June, Consulté le 25 août 2021 sur <https://www.iea.org/reports/integrating-power-systems-across-borders>.

Limpens G., Jeanmart H., Moret S., Guidati G., Li X., Maréchal F. (2019). Le rôle du stockage dans la transition énergétique suisse, Actes de la 32e Conférence internationale sur l'efficacité, le coût, l'optimisation, la simulation et l'impact environnemental des systèmes énergétiques, 1 (1) : 761-774. <https://dial.uclouvain.be/pr/boreal/object/boreal:218561>.

Papapetrou M., Kosmadakis G., Cipollina A., La Commare U., & Micale G. (2018). La chaleur résiduelle industrielle : Estimation de la ressource techniquement disponible dans l'UE par secteur industriel, niveau de température et pays. *Applied Thermal Engineering*, 138, 207-216. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.04.043>.

Schiffer H. W., Trueby J. (2018). Un examen de la transition énergétique allemande : faire le point, regarder vers l'avenir et tirer des conclusions pour le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord. *Transitions énergétiques*, 2, 1-14. <https://doi.org/10.1007/s41825-018-0010-2>.

Serafino, P. (2022). France Coal-Fired Power Plants Get Short-Term Right to Burn More. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-02-06/france-coal-fired-power-plants-get-short-term-right-to-burn-more?leadSource=uverify%20wall>

TRION-climate e.V. (2019). Trinationaler Klima- und Energiebericht. Treibhausemissionen, Energieverbrauch, Erneuerbare : Umsetzung der Klima- und Energieziele am Oberrhein, Kehl, disponible sur : https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf.

Umweltbundesamt (2020). Umweltbundesamt. Récupéré : Octobre 2020 sur <https://www.umweltbundesamt.de/>.

Umweltbundesamt (2020a). Emissionsquellen", disponible à l'adresse : <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen>.

Umweltbundesamt (2020b). Energiebedingte Emissionen", disponible à l'adresse : <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen>.

Umweltbundesamt (2020c). Treibhausgasminderungsziele Deutschlands", disponible à l'adresse : <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>.

Umweltbundesamt (2020d). Erneuerbare Energien in Deutschland 2019", disponible à l'adresse : <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2019>.

Victoria M., Zhu K., Brown T., Andresen G B., Greiner M. (2019). Le rôle des technologies de stockage tout au long de la décarbonisation du système énergétique européen couplé au secteur. *Energy Conversion and Management*, 201, 111977. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111977>.

Weigel P.I, Fishedick M. (2019). 'Examen et catégorisation des applications numériques dans le secteur de l'énergie'. *Sciences appliquées*, 9 (24) : 5350. <https://doi.org/10.3390/app9245350>.

Weiss O., Pareschi G., Georges G., Boulouchos K. (2021). La transition énergétique suisse : Politiques to Address the Energy Trilemma, *Energy Policy*, 148,111926, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111926>.

Zimm, C., Goldemberg, J., Nakicenovic, N., & Busch, S. (2019). La transformation des énergies renouvelables est-elle un morceau de gâteau ou une tarte dans le ciel ? *Energy Strategy Reviews*, 26, 100401. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100401>.

Chapitre 2 :

Axpo (2018). Le pouvoir de l'eau. Disponible en ligne : <https://www.axpo.com/ro/en/magazine/renewable-energy/the-power-of-the-river.html>

Banque des Territoires (juin 2010). La micro-hydraulique a de l'avenir en Alsace. <https://www.banquedesterritoires.fr/la-micro-hydraulique-de-lavenir-en-alsace>

Bayliss C.R. & Hardy B.J. (2012). Chapitre 3 - Implantation des sous-stations, *Ingénierie électrique de transmission et de distribution* 4, 93-119. 10.1016/B978-0-08-096912-1.00003-4

Bhattacharya S. (2017). Les transformateurs intelligents rendront le réseau plus propre et plus flexible. *IEEE Spectrum*.

<https://spectrum.ieee.org/smart-transformers-will-make-the-grid-cleaner-and-more-flexible>

Boring N. (2019, 4 déc.). France : Adoption de la loi sur l'énergie et le climat. Bibliothèque du Congrès. <https://www.loc.gov/item/global-legal-monitor/2019-12-04/france-law-on-energy-and-climate-adopted/>

Britannica (2021, 23 juillet). Transformateur. Encyclopédie Britannica. Récupéré le 26 octobre 2021 de <https://www.britannica.com/technology/transformer-electronics>.

EDF (s.d.). Les Aménagements Hydroélectriques Du Rhin. EDF. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Alsace-Vosges/documents/les_amenagements_hydroelectriques_du_rhin_franco-allemand.pdf

AEE, Lechner Knowledge Center (Lechner Tudásközpont) & Umweltbundesamt (2019). Mise à jour des lignes directrices de la nomenclature illustrée de la CLC.

https://land.copernicus.eu/user-corner/technical-library/corine-land-cover-nomenclature-guidelines/docs/pdf/CLC2018_Nomenclature_illustrée_guide_20190510.pdf

EEG (2021). Erneuerbare-Energien-Gesetz [Loi sur les sources d'énergie renouvelables], partie 2, § 8 et suivants. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/

EnBW (s.d.). Hydropower. EnBW. <https://www.enbw.com/renewable-energy/wasserkraft/>

Enedis (s.d.). Se raccorder ou modifier une installation. Enedis. <https://www.enedis.fr/se-raccorder-ou-modifier-une-installation>

Fang S. J., Roy S., & Kramer J. (1999). Transmission Structures. Structural Engineering Handbook. <http://freeit.free.fr/Structure%20Engineering%20HandBook/15.pdf>

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (Ed.) (2020). Agrivoltaïque : Opportunités pour l'agriculture et la transition énergétique.

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/agrivoltaics-opportunities-for-agriculture-and-the-energy-transition.html>

Grau L., Jung C. et Schindler D. (2017). Sur le cycle annuel du potentiel météorologique et géographique de l'énergie éolienne : Une étude de cas du sud-ouest de l'Allemagne. Sustainability , 9, 7, 1169. 10.3390/su9071169

Guénaire M., Dufour T., George E., Assayag S., & Nouel G.L. (2020). La réglementation de l'électricité en France : vue d'ensemble. Thomson Reuters Practical Law. [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-629-7567?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-629-7567?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true)

Huld T. (2017). 'PVMAPS : Outils logiciels et données pour l'estimation du rayonnement solaire et de la performance des modules photovoltaïques sur de grandes zones géographiques'. Solar Energy, 142, 171-181. 10.1016/j.solener.2016.12.014.

AIE (s.d.). Agence internationale de l'énergie. Consulté en octobre 2021 sur le site <https://www.iea.org/countries/>

Jäger T., McKenna R. , Fichtner W. (2016). Le potentiel d'énergie éolienne terrestre réalisable dans le Bade-Wurtemberg : Une méthodologie ascendante considérant les contraintes socio-économiques. Renewable Energy, 96, 662-675. 10.1016/j.renene.2016.05.013.

Jung C. & Schindler D. (2017). Développement d'un modèle statistique bivarié de vitesse du vent et de cisaillement du vent (WSWS) pour quantifier la ressource éolienne dépendant de la hauteur. Conversion et gestion de l'énergie, 149, 303-317, 10.1016/j.enconman.2017.07.033.

Jung C. & Schindler D. (2018). Cartographie statistique 3D de la ressource éolienne de l'Allemagne à l'aide de WSWS. Energy Conversion and Management, 159, 96-108.10.1016/j.enconman.2017.12.095.

Jung C. & Schindler D. (2019). 'Le rôle de la densité de l'air dans l'évaluation de l'énergie éolienne - Une étude de cas en Allemagne'. Energy, 171, 385-392. 10.1016/j.energy.2019.01.041.

Jung C. (2016). Simulation à haute résolution spatiale du rendement annuel de l'énergie éolienne à l'aide de séries temporelles de la vitesse du vent près de la surface. Energies, 9, 344. 10.3390/en9050344

Mainzer K., Fath K., McKenna R., Stengel J., Fichtner W. et Schultmann F. (2014). Une détermination à haute résolution du potentiel technique des systèmes photovoltaïques montés sur les toits résidentiels en Allemagne. Solar Energy, 105, 715-731. 10.1016/j.solener.2014.04.015.

Manwell J. F., McGowan J. G. et Rogers A. L. (2009). Wind Energy Explained : Theory, Design and Application. Chichester, John Wiley & Sons. 10.1002/9781119994367.

Najjar, M., Gavrilut, I. et Miocic, J. (2022). Rapport RES-TMO 2.1.1. Représentation des potentiels SER dans la région du Rhin supérieur. Université de Freiburg

Rafique H. (2018) Gestion de l'énergie dans les systèmes en réseau. Systèmes énergétiques complets. 5, 581-647. 10.1016/B978-0-12-809597-3.00531-9

RTE (s.d.), Raccordement d'une installation de production [Page web]. <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/connecting-a-generation-facility.html>

Scholl P. & Bär & Karrer SA (2020). La réglementation de l'électricité en Suisse : Overview, Thomas Reuters Practical Law.

[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/Document/lcd17cf50207211e89bf099c0ee06c731/View/FuIIText.html?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&comp=pluk](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/Document/lcd17cf50207211e89bf099c0ee06c731/View/FuIIText.html?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&comp=pluk)

Schumacher K., Fichtner W. & Schultmann F. (Eds.) (2017). Innovations pour une utilisation durable de la biomasse dans la région du Rhin supérieur. Éditions scientifiques du KIT. 10.5445/KSP/1000048433

Swiss Grid (2017). NAV Anhang 2 : Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss an das Schweizer Übertragungsnetz (ABNA). <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/grid-connection/netzanschlussvertrag-anhang-2-de.pdf>

TRION-climate e.V. (2019). Treibhausemissionen, Energieverbrauch, Erneuerbare : Umsetzung der Klima- und Energieziele am Oberrhein, Kehl.

https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf.

Weber C., Tran T. D. B., Elsaesser D., Fritz A., Knapp M., Serradj A., Skupinski G. & Pehle A. (2014). Rapport de synthèse sur les ressources actuelles en terres et en biomasse pour produire de la bioénergie dans la région du Rhin supérieur (URR). KITopen. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/250099732>

Chapitre 3 :

Capros, P. Vita, A. de, Tasios, N., Siskos, P., Kannavou, M., Petropoulos, A. et al. (2016). Scénario de référence de l'UE 2016 - Énergie, transports et émissions de GES -Tendances jusqu'en 2050. Europäische Kommission.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf

ENTSO-E (2018) : Première édition de la revue des zones de candidature. Final Report. ENTSO-E. Online verfügbar unter [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20\(1\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20(1).pdf).

Heinrichs, H. U. (2014). Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Karlsruhe, Allemagne : KIT Scientific Publishing

AIE (2016). Perspectives énergétiques mondiales 2016. IEA.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/680c05c8-1d6e-42ae-b953-68e0420d46d5/WEO2016.pdf>.

Keles, D. et Yilmaz, H. Ü. (2020). Décarbonisation par l'élimination progressive du charbon en Allemagne et en Europe - Impact sur les émissions, les prix de l'électricité et la production d'électricité. Energy Policy 141, p. 111472. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111472

McKenna, R. (2018). L'épée à double tranchant de l'autonomie énergétique décentralisée. Politique énergétique 113 (3), 747-750. 10.1016/j.enpol.2017.11.033.

NEP (2021) : Netzentwicklungsplan Strom 2035, zweiter Entwurf. Hg. v. Übertragungsnetzbetreiber Deutschland. Disponible en ligne à l'adresse <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>.

Rapport RES-TMO (2.1.1) (2022) : Représentation des potentiels SER dans la région du Rhin supérieur. Unter Mitarbeit von Zeina Najjar, Ines Gavrilut und Johannes Miocic. Disponible en ligne à l'adresse https://www.res-tmo.com/fileadmin/PDFs/Outputs/RES-TMO_Deliverable_2.1.1.pdf.

Rapport RES-TMO (3.1.1) (2022) : Eine geografische Beschreibung des Marktgebietes Oberrhein. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland.

Rapport RES-TMO (3.1.2) (2022) : Zwei Szenarien für den Ausbau transnationaler Stromübertragungskapazitäten. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland.

Rapport RES-TMO (3.1.3) (2022) : Un scénario pour l'essor des différentes technologies conventionnelles. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland.

Rapport RES-TMO (3.2.2) (2022) : Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen. Unter Mitarbeit von Hasan Ümitcan Yılmaz und Joris Dehler-Holland.

Rapport RES-TMO (3.2.2) (2022) : Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen. Unter Mitarbeit von Hasan Ümitcan Yılmaz und Joris Dehler-Holland.

Rosen, J. (2007). Le rôle futur des sources d'énergie renouvelables dans l'approvisionnement en électricité en Europe. Une analyse basée sur un modèle pour l'UE-15. Dissertation. Universität Karlsruhe, Karlsruhe. <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/347096>

RTE (2019) : Le schéma décennal de développement du réseau. Hg. v. RTE. Online verfügbar unter <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau>.

Schumacher K., Fichtner W. & Schultmann F. (2017). Innovations pour une utilisation durable de la biomasse dans la région du Rhin supérieur, KIT Scientific Publishing .doi : <https://doi.org/10.5445/KSP/1000048433>.

Chapitre 4 :

Canaan B., Colicchio B., Ould Abdeslam, D. (2020). Cyber-sécurité des micro-réseaux : Revue et défis vers la résilience, Sciences appliquées, 10, 5649. 10.3390/app10165649.

Cyberwatching.eu (2021a) Loi européenne sur la cybersécurité | Cyberwatching. Récupéré le 14 juillet 2021 sur <https://www.cyberwatching.eu/policy-landscape/cybersecurity/eu-cybersecurity-act>

Marron, J., Gopstein, A., Bartol, N. et Feldman, V. (2019) Cybersecurity Framework Smart Grid Profile. Note technique 2051 du National Institute of Standards and Technology National Institute of Standards and Technology. Tech. Note 2051, 142. 10.6028/NIST.TN.2051.

Chapitre 5 :

Assié A. (2021). Refaire de l'énergie, les épreuves de porteurs de projets "citoyens" dans la production d'électricité. Flux, 126, 26-38. <https://doi.org/10.3917/flux1.126.0026>

Bafoil F. (2016). Gouvernances, conflits et acceptabilité sociale de l'énergie éolienne : une synthèse comparée, in : Bafoil François (ed.), L'énergie éolienne en Europe. Conflits, démocratie, acceptabilité sociale. Paris, Presses de Sciences Po, 221-251

Baggioni V., Burger C., Cacciari J., Mangold M. (Eds.) (2019). Repenser la transition énergétique. Un défi pour les sciences humaines et sociales. Rennes, Presses Universitaires de Rennes, coll. Espace et territoires, 272 p.

Bally F. (2015). Vers une transition énergétique citoyenne. La réappropriation des questions environnementales par les acteurs ordinaires. Rives méditerranéennes, 51, 67-79. 10.4000/rives.4940

Bauwens T., Gotchev B., Holstenkamp L. (2016). Quels sont les moteurs du développement de l'énergie communautaire en Europe ? Le cas des coopératives d'énergie éolienne. Recherche sur l'énergie et les sciences sociales, 13, 136-147. 10.1016/j.erss.2015.12.016

Bourgeois I. (2011). Sortie du nucléaire - quelques pistes de réflexion. Regards sur l'économie allemande, 101, 33-37. 10.4000/rea.4296

Burger C., Weinmann J. (2013). La révolution énergétique décentralisée. Stratégies commerciales pour un nouveau paradigme. Basingstoke, Palgrave Macmillan, 221 pp.

- Campos I., Pontes Luz G., Marin-Gonzalez E., Gähr, S., Hall S., Holstenkamp L. (2020). Défis et opportunités réglementaires pour les prosummateurs collectifs d'énergies renouvelables dans l'UE. *Politique énergétique*, 138, 10.1016/j.enpol.2019.111212.
- Cao B. (2015). *Environnement et citoyenneté*. Abingdon, New York, Routledge, 308 pp.
- Christen G., Hamman P. (2015a). Transition énergétique et inégalités environnementales. *Énergies renouvelables et implications citoyennes en Alsace*. Strasbourg, Presses Universitaires de Strasbourg, coll. *Études alsaciennes et rhénanes*, 228 pp.
- Christen G., Hamman P. (2015b). Associer les habitants à la transition écologique : Quelle dimension participative des projets d'énergies renouvelables en Alsace ? *Cahiers de recherche sociologique*, 58, 119-137. 10.7202/1036209ar
- Christen G., Hamman P., Jehling M., Wintz M. (Eds.) (2014). *Systèmes énergétiques renouvelables en France et en Allemagne. Synergies et divergences*. Paris, Éditions Orizons, 331 pp.
- Cointe B. (2016). Le tarif d'achat photovoltaïque comme outil d'innovation territoriale : l'exemple des Fermes de Figeac. *Vertigo*, 16, 10.4000/vertigo.17040
- Day R. (2021). Energy Justice, in : Coolsaet Brendan (ed.), *Environmental Justice. Key Issues*. Abingdon, New York, Routledge, 161-175
- Depraz S., Cornec U., Grabski-Kieron U. (Eds.) (2015). *Acceptation sociale et développement des territoires*. Lyon, ENS Éditions, 266 p.
- Evrard A. (2013). *Contre vents et marées. Politiques des énergies renouvelables en Europe*. Paris, Presses de Sciences Po, coll. *Académique*, 200 pp.
- Foucault M. (1991). Governmentality, in : Burchell Graham, Gordon Colin, Miller Peter (Eds.), *The Foucault Effect : Studies in Governmentality*. Chicago, University of Chicago Press, 87-104.
- Gailing L. & Moss T. (Eds.) (2016). *Conceptualiser la transition énergétique de l'Allemagne. Institutions, matérialité, pouvoir, espace*. Basingstoke, Palgrave Macmillan, 147 pp.
- Gamberini J. (2016). *Villes en transition énergétique : recomposition de l'action urbaine de l'énergie en Allemagne, thèse en urbanisme et aménagement*. Université Grenoble-Alpes
- Hamman P. (Ed.) (2019). *Gouvernance et hiérarchie de la durabilité*. Abingdon, New York, Routledge, 276 pp.
- Hamman P. (2022a). Les coopératives énergétiques citoyennes, paradoxe de la transition énergétique ? *Lormont, Le Bord de l'eau*, coll. *En Anthropocène*, 200 pp.
- Hamman P. (Ed.) (2022b). *Transitions transfrontalières en matière d'énergies renouvelables : Lessons from Europe's Upper Rhine Region (Ed.)*. Abingdon, New York, Routledge, *Routledge Studies in Energy Transitions Series*, 266 pp.
- Hamman P. & Mangold M. (2020). Les coopératives énergétiques, levier de transition écologique ? Quelques réflexions comparées France-Allemagne-Suisse-Belgique. *Etopia - Revue d'écologie politique*, 14, 136-173. <https://etopia.be/revues/>
- Hamman P. & Vuilleumier S. (Eds.) (2019). *La recherche sur la durabilité dans la région du Rhin supérieur. Concepts et études de cas*. Strasbourg, Presses Universitaires de Strasbourg, coll. *Études alsaciennes et rhénanes*, 346 p.
- Labussière O. & Nadaï A. (Ed.) (2018). *Les transitions énergétiques. Une enquête sociotechnique*. Basingstoke, Palgrave Macmillan, 348 pages.
- Lestrade B. & Salles A. (2019). La transition énergétique allemande : un pas en avant, deux pas en arrière ? *Allemagne d'aujourd'hui*, 227, 3-6. 10.3917/all.227.0003
- Pellegrini-Masini G. (2020). *L'énergie éolienne et l'engagement public. Coopératives et propriété communautaire*. Abingdon, New York, Routledge, 250 pp.
- Pohl N. (2016). Une histoire du temps présent nucléaire : le mouvement anti-nucléaire franco-allemand dans la région du Rhin supérieur, in : *Droit Emmanuel, Miard-Delacroix Hélène, Reichherzer Frank (dir.)*,

Penser et pratiquer l'histoire du temps présent. Essais franco-allemands. Villeneuve d'Ascq, Presses Universitaires du Septentrion, 27-36

Ravignan A. (2021). Les énergies renouvelables sont-elles vraiment une catastrophe écologique ? Alternatives Économiques, 416, 60-63. 10.3917/ae.416.0060

Roßmeier A., Weber F., Kühne O. (Eds.) (2018). Wandel und gesellschaftliche Resonanz - Diskurse um Landschaft und Partizipation beim Windkraftausbau, in : Kühne Olaf, Weber Florian (Eds.), Bausteine der Energiewende. Wiesbaden, Springer VS, 653-679

Schumacher K., Krones F., McKenna R., Schultmann F. (2019). Acceptation publique des énergies renouvelables et de l'autonomie énergétique : Une étude comparative dans la région française, allemande et suisse du Rhin supérieur. Energy Policy, 126, 315-332. 10.1016/j.enpol.2018.11.032

Chapitre 6 :

Aras M. (2021a). WP5 Rapport final, Analyse des conditions et des cadres réglementaires pour la coopération transfrontalière en matière de développement des sources d'énergies renouvelables dans la région trinationale du Rhin supérieur. <https://res-tmo.com/fr/>

Aras M. (2021b). Énergies renouvelables et coopération transfrontalière : la gouvernance multi-niveaux du processus de planification énergétique. Vertigo - la revue électronique en sciences de l'environnement. 21 (1). 10.4000/vertigo.31269

Aras M. (2021c). La gouvernance territoriale de la coopération transfrontalière de l'UE en matière d'énergie renouvelable : Un modèle soluble ou turbulent dans le cadre actuel ? Global Energy Law and Sustainability. 2 (1), 79-97. 10.3366/gels.2021.0048

Aras M., Malfrat L., Hüscher T. (2021). Brochure comparative Regards comparés sur la réglementation des énergies renouvelables dans la région trinationale du Rhin supérieur : clés de lecture pour une coopération régionale renforcée. <https://res-tmo.com/fr/>

Directive 2009/28/CE. relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant des directives. Parlement européen et Conseil. <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>

Hamman P. (Ed.) (2022) Coopération transfrontalière franco-allemande en matière d'hydroélectricité : Regulatory Issues and Future Challenges. Transitions transfrontalières en matière d'énergies renouvelables : leçons de la région européenne du Rhin supérieur. Routledge. Série Transitions énergétiques.

Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne Article 191. Journal officiel de l'Union européenne. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2016/art_191/oj

Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne Article 192. Journal officiel de l'Union européenne. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_192/oj

Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne Article 193. Journal officiel de l'Union européenne. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_193/oj

Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne Article 194. Journal officiel de l'Union européenne. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_194/oj

Chapitre 7 :

Acemoglu, D., Robinson J.A. (2000) : Political Losers as a Barrier to Economic Development, The American Economic Review, Vol. 90, No. 2, S. 126 - 130.

Agora Energiewende, IDDRI (2018) : Die Energiewende und die französische Transition énergétique bis 2030 - Fokus auf den Stromsektor. Deutsch-französische Wechselwirkungen bei den Entscheidungen zu Kernenergie und Kohleverstromung vor dem Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/EW_Deutschland_Frankreich/Agora_IDDRI_French_German_Energy_Transition_2030_Study_DE_WEB.pdf

Alesina, A., Drazen, A. (1991). Why are Stabilizations Delayed ? The American Economic Review, 81(5), 1170-1188. <http://www.jstor.org/stable/2006912>

Bertram, R. Primova, R. (2019). Energieatlas. Daten und Fakten über die Erneuerbaren Energien in Europa. Hg. v. Heinrich Böll Foundation.

<https://www.boell.de/de/2018/03/20/energieatlas-daten-und-fakten-ueber-die-erneuerbaren-energien-in-europa>

Bhagwat, P. Keyaerts, Ni, Meeus, L. (2018). Élargir la réglementation incitative pour améliorer la sensibilisation et la confiance du public dans le développement des infrastructures de transport d'électricité. Hg. v. Institut universitaire européen. Centre Robert Schuman pour les études avancées.

https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/54884/FSR_Report2018.pdf?sequence=4&isAllowed=y

Bössner, S. (2015). Renforcer le marché européen de l'électricité par une meilleure coopération franco-allemande, Policy Paper 127, Institut Jacques Delors, <https://institutdelors.eu/wp-content/uploads/2018/01/franco-germanenergycooperation-boessner-jdi-mar15.pdf>.

Braun, J.F., Roos, H., Schermers, Bart, V.G, Lucia, Z.C (2019). Coopérations néerlandaises en matière de R&D énergétique : Pratiques et opportunités. Energy R&D Made in Germany : Leçons stratégiques pour les Néerlandais. Centre d'études stratégiques de La Haye, 51-66. www.jstor.org/stable/resrep19562.7

Buck, M., Redl, C., Steigenberger, M., Graichen, P., Agora E. (2016). Le pentagone du marché de l'électricité. Une conception pragmatique du marché de l'électricité pour la transition énergétique de l'Europe. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Power-Market-Pentagon/Agora_PENTAGON_WEB.pdf

Caferra, R., Colasante, A., Morone, A. (2021). Moins vous brûlez, plus nous gagnons : Le rôle de la confiance sociale et politique dans le comportement d'économie d'énergie en Europe. Energy Research & Social Science, 71, 1-7.

Caldés, N., Del Río, P., Lechón, Y., Gerbeti, A. (2019) : La coopération en matière d'énergies renouvelables en Europe : What next ? Moteurs et obstacles à l'utilisation des mécanismes de coopération. Energies 12 (1), S. 1-22.

Consentec GmbH (2018) : Ziele, Anreize und Hemmnisse für den grenzüberschreitenden Ausbau der Stromnetze, Abschlussbericht AP2 für das BMWi, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/ziele-anreize-und-hemmnisse-fuer-den-grenzueberschreitenden-ausbau-der-stromnetze-ap2.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Cousse, J., Wüstenhagen, R., Schneider, N. (2020). Des sentiments mitigés sur l'énergie éolienne : L'imagerie affective et la préoccupation locale conduisant l'acceptation sociale en Suisse. Energy Research & Social Science, 70, 1-16.

Cuppen, E., Ejderyan, O., Pesch, U., Spruit, S., van de Grift, E., Correljé, A. & Taebi, B. (2020). Quand les controverses tombent en cascade : Analyse de la dynamique de l'engagement public et des conflits aux Pays-Bas et en Suisse par le biais du " débordement des controverses ". Energy Research & Social Science, 68, 1-9.

Dermont, C. (2019) : La prise de décision en matière d'environnement : L'influence de l'information sur les politiques. Politique environnementale, 28(3), 544-567.

Conseil des ministres franco-allemand (2015). Gemeinsame Energieerklärung, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/deutsch-franzoesischer-ministerrat-gemeinsame-energieerklaerung.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

DGRV. (2021). Energiegenossenschaften 2021 : Jahresumfrage des DGRV. <https://www.dgrv.de/news/dgrv-jahresumfrage-energiegenossenschaften/>

Drogosch, B. (2018). Bürgerschaftliche Beteiligung an Erneuerbare-Energien-Projekten in Frankreich. DFBEW. <https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/buergerschaftliche-beteiligung-an-erneuerbare-energien-projekten-in-frankreich.html>

Eichermüller, J. Furlan, M. Habersbrunner, K. Kordic, Z. (2017). Les coopératives énergétiques. Analyse comparative dans les pays du Partenariat oriental et les Balkans occidentaux. Hg. v. Z. E.Z. WECF

https://calendar.boell.de/sites/default/files/companalysis_e-coops_eastern_europe_short_version.pdf

Eucken, W., Eucken-Erdsiek, E. (1952) : Grundsätze der Wirtschaftspolitik. Berne : Francke.

Commission européenne (s.d.). Vertragsverletzungsverfahren, https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/applying-eu-law/infringement-procedure_de.

Ministère fédéral de l'économie et de l'énergie (2020). Le ministre fédéral de l'Économie Altmaier participe à la conférence de l'UE avec les États des Forums Pentalatéraux pour la technologie de l'avenir
Wasserstoff [Communiqué de presse].
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200615-bundeswirtschaftsminister-altmaier-wirbt-bei-eu-konferenz-fuer-die-zukunftstechnologie-wasserstoff.html>

Feld, L.P., Fuest, C., Haucap, J., Schweitzer, H., Wieland, V., Wigger, B.U. (2014). Neustart in der Energiepolitik jetzt ! Berlin : Stiftung Marktwirtschaft. <https://www.stiftung-marktwirtschaft.de/inhalte/publikationen/kronberger-kreis-studien/detailansicht/neustart-in-der-energiepolitik-jetzt/kronberger-kreis-studien/show/Publications/>

Fesenfeld, L., Wicki, M., Sun, Y., Bernauer, T. (2020). L'emballage politique peut rendre la transformation du système alimentaire réalisable. *Nature Food*, 1, 173-182.

Fesenfeld, L.P., Rinscheid, A. (2020). Souligner l'urgence du changement climatique n'est pas une solution miracle pour accroître le soutien politique. *One Earth*, 1- 57.

Franz, K., Goetz, S., Nabholz, M., Raber, W., Zimmer, Y. (2019) : Trinationaler Klima- und Energiebericht. Treibhausemissionen, Energieverbrauch, Erneuerbare : Umsetzung der Klima- und Energieziele am Oberrhein. Hg. v. TRION-climate e.V. https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf

Gawel, E., Korte, K. (2014). Das Grünbuch Strommarktdesign : Subventionen für konventionelle Kraftwerke ante portas ? WISO Direkt- Analysen und Konzepte zur Wirtschafts- und Sozialpolitik, Dezember 2014, 1-4. <https://library.fes.de/pdf-files/wiso/11080.pdf>.

Gawel, E., Strunz, S. (2014). Litige en matière d'aides d'État concernant le soutien de l'Allemagne aux énergies renouvelables. La Commission est-elle sur la bonne voie ? *Journal for European Environmental & Planning Law*, 11(2), 137-150.

Gephart, M., Tesnière, L., Klessmann, C. (2015). Faire avancer la coopération régionale dans le cadre des énergies renouvelables 2030. Hg. v. Heinrich-Böll-Stiftung. Europäische Union. https://eu.boell.org/sites/default/files/hbfecofys_regional_cooperation.pdf

Goldschmidt, N., Wohlgemuth, M. (2012). Grundtexte zur Freiburger Tradition der Ordnungsökonomik. Tübingen, Mohr Siebeck, 191-222, 315-345.

Grasso, M. (2007). Un cadre éthique normatif dans le changement climatique. *Climatic change* 81 (3-4), 223-246. <http://www.aari.ru/docs/pub/070316/gra07.pdf>

Haas, T. (2019). Les luttes dans les politiques énergétiques de l'Union européenne : Une perspective gramscienne sur le pouvoir dans les transitions énergétiques. *Energy Research & Social Science*, 48 (février 2019) pp. 66-74. Recherche sur l'énergie et les sciences sociales

Hildebrand, J., Renn, O. (2019). Akzeptanz in der Energiewende. *Energiewende*, 261-282, Springer.

Hilligweg, G. (2018). Grundlagen der deutschen Energiepolitik. Träger - Ziele - Instrumente. Berlin, Münster : LIT (Schriftenreihe des Fachbereichs Wirtschaft der Jade Hochschule Wilhelmshaven, Oldenburg, Elsfleth, Band 8).

Hübner, G., Pohl, J., Warode, J., Gotchev, B., Ohlhorst, D., Krug, M., Salecki, S. & Peters, W. (2020). Akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien, Bundesamt für Naturschutz BfN-Skripten 551. <https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript551.pdf>

Jacobs, A.M., Matthews, J.S. (2017). Attitudes politiques dans le contexte institutionnel : Rules, Uncertainty, and the Mass Politics of Public Investment. *American Journal of Political Science*, 61(1), 194- 207.

Jacobsen, H., Klinge ; P., Lise L., Schröder, S., Thorsten ; K., L. (2014) : Mécanismes de coopération pour atteindre les objectifs de l'UE en matière de renouvelables. *Renewable Energy* 63, S. 345-352.

- Jobert, A., Laborgne, P. Mimler, S. (2007). L'acceptation locale de l'énergie éolienne : Facteurs de succès identifiés dans des études de cas françaises et allemandes. *Energy policy*, 35(5), 2751-2760.
- Kahla, F., Holstenkamp, L., Müller, J. R. & Degenhart, H. (2017). Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland. 10.13140/RG.2.2.19726.46407.
- Knodt, M. (2019). Steuerung der Energietransformation durch die EU, in : Der moderne Staat. Zeitschrift für Public Policy. Recht und Management, Vol. 12, No. 2, S. 367-381.
- Kungl, G. et Geels, F.W. (2018). Séquence et alignement des pressions externes dans la déstabilisation de l'industrie : Comprendre la chute des services publics historiques dans la transition énergétique allemande (1998-2015). *Innovation environnementale et transitions sociétales*, 26, 78-100.
- Kunze, C., Becker, S. (2015) : Propriété collective dans les énergies renouvelables et opportunités pour une décroissance durable. *Sustainability Science*, 10 (3), 425-437.
- Langer, K., Decker, T. & Menrad, K. (2017). La participation du public dans les projets d'énergie éolienne situés en Allemagne : Quelle forme de participation est la clé de l'acceptation ? *Renewable energy*, 112, 63-73.
- Leipprand, A., Flachslund, C. (2018). La déstabilisation des régimes dans les transitions énergétiques : Le débat allemand sur l'avenir du charbon. *Recherche sur l'énergie et les sciences sociales*, 40, 190-204.
- Leiren, M.D., Reimer, I. (2018). Perspective institutionnaliste historique sur le passage du tarif de rachat vers la mise aux enchères dans la politique allemande en matière d'énergies renouvelables. *Recherche sur l'énergie et les sciences sociales*, 43, 33-40.
- Mastropietro, P. (2019). Qui devrait payer pour soutenir l'électricité renouvelable ? Exploration des impacts régressifs, de la pauvreté énergétique et de l'équité tarifaire. *EnergyResearch & Social Science*, 56, 1-8.
- Meister, Thomas ; Schmid, Benjamin ; Seidl, Irmi ; Klagge, Britta (2020) : How municipalities support energy cooperatives : survey results from Germany and Switzerland. *Énergie, durabilité et société* 10 (1), 18.
- Meeus, Leonardo & He, X. (2014). Guide à l'intention des promoteurs de projets et des régulateurs sur la répartition transfrontalière des coûts des projets d'intérêt commun, 2014/02, 1-6. https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/29679/PB_2014.02_dig.pdf;jsessionid=ECD9836194D8C40FA57798D51E1B514A?sequence=1.
- Meeus, L., Keyaerts, N. (2015). Première série de décisions de répartition transfrontalière des coûts pour des projets d'intérêt commun : Principaux enseignements, Florence School of Regulation, n° 2015/1, Policy Briefs, Energy, Gas. https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/35017/FSR_PB_2015_01.pdf
- Millot, A., Krook-Riekkola, A., Maïzi, N. (2020). Guider l'avenir vers des émissions nettes nulles : Lessons from exploring differences between France and Sweden. *Energy Policy*, 129, 1-13.
- Commission des monopoles (2017). Energie 2017 : gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. 1. Auflage. Baden-Baden : Nomos
- Commission des monopoles (2019). Wettbewerb mit neuer Energie Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. 7. Sektorgutachten Energie. Bonn.
- Munaretto, S., Ward, B. (2019). SIM4NEXUS D2.2. Nexus-relevant policies in the transboundary, national and regional case studies -Main Report-, European Union -Horizon 2020-Societal challenge 5- Climate action, environment, resource Efficiency and raw materials. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/Deliverable_2.2_Policy_analysis_case_studies_final-report_2019.02.18.pdf
- Neumärker, K. J.B. (2017) : Ordnungspolitik, neuer Ordoliberalismus und Mainstream Economics. *WISU*.(46) 830, S. 830-844.
- Next-Kraftwerke (n.d.). Qu'est-ce que le marché exclusif de l'énergie (EOM) ? Next-Kraftwerk. <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/energy-only-market>
- Nicolli, F. & Vona, F. (2019). Libéralisation du marché de l'énergie et politiques en matière d'énergies renouvelables dans les pays de l'OCDE. *Politique énergétique*, 128, 853-867.

Ohlsen, N. (2018). Klimawandelbewusstsein und Akzeptanz erneuerbarer Energien [Universität Bremen].

Ohlhorst, Dörte (2018a). Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland : das EEG und seine Reform. In : Lars Holstenkamp et Jörg Radtke (Hg.) : Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden : Springer VS (Handbuch), 101-102.

Ohlhorst, Dörte (2018b). Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland. Das EEG und seine Reform. In : Lars Holstenkamp et Jörg Radtke (Hg.) : Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden : Springer VS (Handbuch), 108-110.

Pahl-Wostl, C. (2009). Un cadre conceptuel pour l'analyse de la capacité d'adaptation et des processus d'apprentissage à plusieurs niveaux dans les régimes de gouvernance des ressources. *Global environmental change* 19 (3), 354-365.

Poupeau, F.M. (2020). Tout doit changer pour rester en l'état. L'impossible décentralisation du secteur de l'électricité en France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 1-11.

Ragwitz, M., Steinhilber, S. et Breitschopf, B., Resch, G., Ortner, A., Busch, S. (2012). RE-Shaping : Façonner un marché européen des énergies renouvelables efficace et efficient Auteurs. Fraunhofer ISI. https://www.researchgate.net/publication/265186295_RE-Shaping_Shaping_an_effective_and_efficient_European_renewable_energy_market_Auteurs

Resch, G., Held, A., Faber, T., Panzer, C., Toro, F. et Haas, R. (2008). Potentiels et perspectives des énergies renouvelables à l'échelle mondiale. *Energy Policy* 36(11), pp. 4048-4056. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.029>

Rinscheid, A., Pianta, S. & Weber, E.U. (2020). Fast track ou Slo-Mo ? Soutien public et préférences temporelles pour l'élimination progressive des voitures à carburant fossile aux États-Unis. *Climate Policy*, 20, 30-45.

Rivas, J. ; Schmid, B. ; Seidl, I., (2018). Les entreprises d'énergie en Suisse : Résultats d'une enquête. *WSL Berichte*, 71. 108 .

Rodrik, D. (1996). Understanding Economic Policy Reform. *Journal of Economic Literature*, 34(1), 9-41.

Roland, G. (2000) : *Transition and economics : politics, markets, and firms*, Cambridge, Massachusetts : The MIT Press.

Roland, G. (2002). The Political Economy of Transition. *The Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 29-50. <http://www.jstor.org/stable/2696575>

Schröder, P.J.H. (2006) : Reformverzögerung : Eine Theorie und drei Beispiele. in : T. Eger (Hrsg.), *Voraussetzungen für grundlegende institutionelle Reformen*, Berlin : Duncker & Humblot, S. 55-72.

Schröder, C., Walk, H. (Hg.) (2014) : *Genossenschaften und Klimaschutz*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden.

Schumacher, K., Krones, F., McKenna, R. et Schultmann, F. (2019). Acceptation par le public des énergies renouvelables et de l'autonomie énergétique : Une étude comparative dans la région française, allemande et suisse du Rhin supérieur. *Politique énergétique*, 126, 315-332.

Schumacher, K. & Schultmann, F. (2017). L'acceptation locale des installations de biogaz : Une étude comparative dans la région trinationale du Rhin supérieur. *Valorisation des déchets et de la biomasse*, 8, 2393- 2412.

Schulke, Ch. Les principales compagnies d'électricité et de gaz de l'UE depuis la libéralisation du marché. France.

Disponible à l'adresse suivante : <https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etudesn10cschulke.pdf> (consulté le 20 février 2022)

Sebi, C. & Vernay, A. L. (2020). Les énergies renouvelables communautaires en France : L'état de développement et la voie à suivre. *Politique énergétique*, 147. 111874. 10.1016/j.enpol.2020.111874.

Schäfer, M. & Keppler, D. (2013). Modelle der technikorientierten Akzeptanzforschung. Discussion paper Nr. 34/2013 12/2013, TU Berlin. <https://api-depositonce.tu-berlin.de/server/api/core/bitstreams/e0ae8a09-2125-4d4f-a088-e70c87b3299d/content>

Somenergia (2020) : Page d'accueil, siehe URL. Disponible en ligne sur <https://www.somenergia.coop/es/#>.

Stadelmann-Steffen, I. & Dermont, C. (2021). L'acceptation par l'inclusion ? Participation politique et économique et acceptation de projets locaux d'énergie renouvelable en Suisse, *Energy Research & Social Science*, 71, 1-12.

Strunz, S. (2014) : La transition énergétique allemande comme un changement de régime, *Ecological Economics*, 100, 150-158.

Strunz, S., Gawel, E. et Lehmann, P. (2016). L'économie politique des politiques en matière d'énergies renouvelables en Allemagne et dans l'UE. *Utilities Policy*, 42, 33-41.

Thaler, P. (2020). La coopération énergétique entre l'UE et la Suisse : Partenariat par le destin à la recherche d'un nouveau modèle. *Politique GovTran*. Nr.01 : Réseau GovTran, 1-6.

Tobler, C., Beglinger, J. (2020) : Tobler/Beglinger-Brevier zum Institutionellen Abkommen Schweiz-EU, S. 1-67.

https://edoc.unibas.ch/78360/1/Tobler-Beglinger-Brevier-Institutionelles-Abkommen_2020-08.1.pdf

Umpfenbach, K., Graf, A., Bausch, C. (2015) : La coopération régionale dans le contexte de la nouvelle gouvernance énergétique 2030. Rapport commandé par la Fondation européenne pour le climat. Berlin : Institut écologique, S. 1-23.

<https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2015/regional-cooperation-energy-2030.pdf>

UVEK (2017). Mise en relation des systèmes suisse et européen d'échange de quotas d'émission : un grand pas en avant [Communiqué de presse]. <https://www.uvek.admin.ch/uvek/en/home/detec/media/press-releases.msg-id-67745.html>.

Uzar, U. (2020). Économie politique des énergies renouvelables : La qualité institutionnelle fait-elle une différence dans la consommation d'énergie renouvelable ? *Renewable Energy*, 155, 591-603.

Van Baal, P.A. & Finger M. (2019). L'effet de l'intégration européenne sur la politique et la gouvernance énergétiques suisses. *Politique et gouvernance*, 7(1), 6-16.

Warren, C. R., Lumsden, C., O'Dowd, S., Birnie, R. V. (2005). 'Green on green' : public perceptions of wind power in Scotland and Ireland. *Journal of environmental planning and management*, 48(6), 853-875.

Weber, D., Hoffrichter, A., Weber, A., Beckers, T., Boldt, B. (2015). Grenzüberschreitende Kooperation beim Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Europa, S. Working Paper, 1-75. https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2015/weber_et_al_2015-grenzueberschreitende_kooperation_beim_ee-zubau_in_europa-v96.pdf

Wierling, A., Schwanitz, V., Zeiß, J., Bout, C., Candelise, C., Gilcrease, W., & Gregg, J. S. (2018). Preuves statistiques sur le rôle des coopératives énergétiques pour la transition énergétique dans les pays européens. *Sustainability*, 10(9), [3339]. <https://doi.org/10.3390/su10093339>

Wüstenhagen, R., Wolsink, M. & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation : An introduction to the concept. *Energy policy*, 35(5), 2683-2691.

Zachmann, G. (2013). Front Matter. Dans *Électricité sans frontières : un plan pour faire fonctionner le marché intérieur* (pp. i-ii). Bruegel. <http://www.jstor.org/stable/resrep28599.1>

Conclusion :

Office fédéral de l'énergie - BFE (2020). *Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2019*, Berne. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9765>.

Bundesregierung (n.d). Récupéré : juin 2022 à partir de <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> [Page Web].

Agence internationale de l'énergie (2021a). Examen de la politique énergétique de la France 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-a0a5-a9993d7dd1d6/France2021.pdf>

Agence internationale de l'énergie (2021b). La croissance de l'électricité renouvelable s'accélère plus que jamais dans le monde entier, soutenant l'émergence de la nouvelle économie énergétique mondiale.

<https://www.iea.org/news/renewable-electricity-growth-is-accelerating-faster-than-ever-worldwide-supporting-the-emergence-of-the-new-global-energy-economy>

Koch B. (Ed.) (2022). Rapport pour l'étude de faisabilité Région d'innovation de Fessenheim Rhin supérieur. https://www.sustainability-upperhine.info/fileadmin/documents/FinalReport_Innovation-Region-Fessenheim_preamble-1.pdf