

CO2InnO

Interreg Rhin supérieur 2021-2027

Réf. : A1-3
Date : 03/09/2025

Rapport final

Porteur du projet : Université de Fribourg
Partenaires du projet : Université de Karlsruhe, Université de Kehl, Institut de technologie de Karlsruhe, Université de Haute Alsace, Université de Strasbourg, Centre national de la recherche scientifique, TRION-climate e.V., Klimapartner Südbaden e.V.



Interreg



Cofinancé par
l'Union Européenne
Kofinanziert von
der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

Table des matières

Liste des abréviations	7
Liste des figures.....	10
Liste des tableaux	12
Introduction	13
Objectif du projet.....	13
Feuille de route pour l'intégration des systèmes énergétiques basés sur l'hydrogène et des infrastructures interconnectées entre les secteurs	14
I. Rapport du lot de travail no. 1	18
I.1. Résultats :.....	19
I.1.1. Communication	19
I.2. Revue ENERGIE vis-à-vis	20
I.3. Événements.....	21
I.4. Visites	23
I.5. Aperçu des installations de production d'hydrogène et des consommateurs.....	24
II. Rapport du lot de travail no. 2 :	28
II.1. Contexte et objectif	29
II.2. Méthodes et matériel	29
II.2.1. Structure et équipement technique du laboratoire réel.....	29
II.2.2. Développement d'un modèle de simulation numérique.....	31
II.2.3. Base de données : profils de charge et infrastructure de surveillance de la Stadt Offenburg	34
II.2.4. Justification de la méthodologie de simulation	35
II.3. Résultats.....	36
II.3.1. Résultats du laboratoire réel.....	36
II.3.2. Résultats de la simulation.....	38
II.3.3. Mise en œuvre d'un système énergétique basé sur l'hydrogène au niveau communal.....	42
II.3.4. Évaluation du point de vue communal	43
II.3.5. Utilisation de l'interface utilisateur graphique	44
II.4. Problèmes et défis	45
II.5. Écarts par rapport au plan du projet.....	46
II.6. Perspectives	47
III. Rapport du lot de travail no. 3 Démonstration de mobilité durable	48
III.1. Mobilité durable grâce à l'hydrogène	49
III.2. Mobilité électrique durable et son lien avec la cogénération	52
III.2.1. Contexte	52
III.3. Analyses réalisées	55
III.3.1. Cartographie des points de recharge publics.....	56

III.3.2. Répartition régionale des infrastructures de recharge privées et publiques	62
III.3.3. Exigences AFIR et infrastructure de recharge le long du réseau RTE-T	64
III.3.4. Analyse de l'infrastructure de recharge le long du réseau RTE-T	67
III.3.5. Résultats et recommandations	68
III.3.6. Analyses de l'utilisation des points de recharge publics au moment de l'enregistrement et dans différents scénarios de mobilité.....	71
III.3.7. Électrification des stations-service.....	83
III.3.8. Le Vehicle-to-Grid (V2G) comme élément clé de la transition énergétique : une analyse critique des potentiels, des défis et des champs d'action.....	85
III.4. Défis	90
III.5. Perspectives	91
III.6. Contribution à la feuille de route	92
IV. Rapport du lot de travail no. 4 Analyse juridique et administrative complémentaire.....	94
IV.1. Contexte et objectif	95
IV.2. Méthodes et matériel	97
IV.3. Méthodes utilisées	97
IV.3.1. Méthodes d'interprétation juridique.....	97
IV.3.2. Comparaison juridique.....	98
IV.3.3. Analyse bibliographique	98
IV.3.4. Analyse de documents politiques et stratégiques	98
IV.3.5. Communication institutionnelle et données statistiques	98
IV.4. Sources et base documentaire	98
IV.5. Justification du choix des méthodes.....	99
IV.6. Défis particuliers	99
IV.7. Résultats.....	99
IV.7.1. Le secteur de l'énergie et la neutralité climatique	100
IV.7.2. Cadre juridique du stockage d'énergie (Allemagne et France).....	106
IV.7.3. Cadre juridique de la cybersécurité	107
IV.7.4. Conclusion	107
IV.8. L'hydrogène comme source d'énergie centrale	108
IV.8.1. Le cadre juridique de l'hydrogène	108
IV.8.2. L'infrastructure nécessaire au développement de l'hydrogène.....	110
IV.9. Conclusion et perspectives	119
IV.10. Relations publiques	119
IV.11. Problèmes et risques	120
IV.12. Écarts	120
IV.13. Perspectives	121
IV.13.1. Analyses de rentabilité et faisabilité financière au niveau communal.....	121

IV.13.2.Approfondissement de l'intégration intersectorielle.....	121
IV.13.3.Participation citoyenne et acceptation sociale	122
IV.13.4.Harmonisation et coopération dans l'application de la loi	122
IV.14. Recommandations concernant la feuille de route et l'action politique.....	122
IV.14.1.Renforcer le couplage sectoriel au niveau local	122
IV.14.2.Clarté juridique et normalisation	124
IV.14.3.Développement des énergies renouvelables et garantie de la flexibilité du système énergétique	124
IV.14.4.Renforcement de la coopération transfrontalière	124
V. Rapport du lot de travail no. 5 Analyse de l'acceptation des technologies innovantes	126
V.1. Contexte et objectif	127
V.2. Méthodes et matériel	129
V.2.1. Revue de la littérature et identification d'exemples de bonnes pratiques	129
V.2.2. Intégration de l'état actuel de la science dans le processus participatif.....	130
V.2.3. Entretiens guidés.....	130
V.2.4. Note d'orientation	131
V.2.5. Études d'acceptation basées sur des questionnaires	131
V.3. Résultats.....	133
V.3.1. Projets pilotes de technologies énergétiques décentralisées	133
V.3.2. Parties prenantes et processus participatifs	135
V.3.3. Analyse du potentiel sur la base des avis d'experts.....	137
V.3.4. Acceptation des centrales de cogénération à hydrogène et des infrastructures de bornes de recharge électrique par la population	138
V.3.5. Comparaison entre les pays en matière de perception des technologies.....	138
V.4. Problèmes et risques	142
V.5. Dérogações	142
V.6. Perspectives	143
V.7. Recommandations concernant la feuille de route ou l'action politique	145
VI. Rapport du lot de travail no. 6 Analyse de la cybersécurité.....	147
VI.1. Contexte et objectif	148
VI.2. Méthodologie	151
VI.2.1. Conception et simulation d'un micro-réseau réel	151
VI.2.2. Structure du micro-réseau et sélection des équipements	152
VI.2.3. Modélisation et simulation des composants physiques.....	153
VI.2.4. Développement du jumeau numérique	154
VI.2.5. Système de détection basé sur l'IA pour la surveillance des anomalies cyber-physiques	155
VI.2.6. Infrastructure de comptage intelligent et intégration dans les systèmes de cogénération	156

VI.2.7. Cybersécurité et résilience des systèmes de cogénération à hydrogène	157
VI.3. Résultats.....	159
VI.3.1. Validation des performances du démonstrateur de micro-réseau en conditions réelles	159
VI.3.2. Robustesse de la synchronisation du réseau	160
VI.3.3. Fonctionnement normal sous des apports solaires variables.....	160
VI.3.4. Stratégie de gestion de l'énergie	161
VI.3.5. Performances de détection des cyberattaques physiques basées sur le LSTM	162
VI.3.6. Résultats de l'entraînement LSTM.....	162
VI.3.7. Scénarios d'attaques cyber-physiques et évaluation	164
VI.3.8. Analyse comparative des politiques et pratiques en matière de comptage intelligent dans le Rhin supérieur.....	165
VI.3.9. Cybersécurité et numérisation dans les systèmes de cogénération à hydrogène	
167	
VI.3.10.Implications de l'intégration des compteurs intelligents en matière de sécurité cyber-physique	167
VI.3.11.Scénario illustratif d'attaque cyber-physique dans les systèmes de cogénération à hydrogène	169
VI.3.12.Discussion.....	170
VI.4. Problèmes et risques	172
VI.5. Écarts	174
VI.6. Perspectives	176
VI.7. Recommandations	180
VI.8. Tableau de réalisation des objectifs.....	182
VII. Rapport du lot de travail no. 7 «Fessenheim».....	183
VII.1. Contexte et objectif.....	184
VII.1.1.Prendre en charge l'ancien : Démantèlement du CNPE de Fessenheim	184
VII.1.2.Anticiper le nouveau : évaluation d'une solution énergétique basée sur l'hydrogène (H ₂)	186
VII.2. Méthodes et matériel :	187
VII.2.1.Démantèlement du CNPE de Fessenheim	187
VII.2.2.Solution énergétique basée sur H ₂	188
VII.3. Résultats.....	191
VII.3.1.Démantèlement du CNPE de Fessenheim	191
VII.3.2.Solution énergétique basée sur H ₂	195
VII.3.3.Problèmes et risques	201
VII.3.4.Démantèlement du CNPE de Fessenheim	201
VII.4. Déviations.....	203
VII.4.1.Démantèlement du CNPE de Fessenheim	203
VII.4.2.Solution énergétique basée sur H ₂	203

VII.5. Perspectives	204
VII.5.1.Démantèlement du CNPE de Fessenheim	204
VII.5.2.Solution énergétique basée sur H ₂	204
VII.5.3.Recommandations concernant la feuille de route ou l'action politique :	204
VII.5.4.Démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim	204
VII.5.5.Solution énergétique basée sur H ₂	205
VII.5.6.Réalisation des objectifs.....	206
VII.6. Objectifs additionnels.....	207
VII.6.1.Analyse du cycle de vie du système CHP	207
VII.6.2.Observatoire académique du démantèlement	208

Liste des abréviations

ACV : Analyse du cycle de vie

AEUV : Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne

ANCLLI : Association nationale des commissions et comités locaux d'information

API : Interface de programmation d'application

BauGB : Code de la construction

BauNVO : Règlement relatif à l'utilisation des constructions

BHKW : Centrale de cogénération

BlmSchG : Loi fédérale sur la protection contre les émissions

BMDV : Ministère fédéral allemand du Numérique et des Transports

BMWK : Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie de la République fédérale d'Allemagne

BT : Document parlementaire

CF : Facteur de caractérisation

CGM : Méthodologie des groupes critiques

Cires : Centre industriel de regroupement d'entreposage et de stockage

CNPE : Centre Nucléaire de Production d'Électricité

CO2 : Dioxyde de carbone

CO2 e : Équivalent dioxyde de carbone

CSA : Centre de stockage de l'Aube

CSP : Code de la santé publique français

DASSL : Solveur de systèmes algébriques différentiels

DeIVO : Règlement délégué

DFBEW : Bureau franco-allemand pour la transition énergétique

DIP : Système de documentation et d'information pour les documents parlementaires

Dir. : Directive

EDF : Électricité de France

EEG : Loi sur les énergies renouvelables

EnWG : Loi sur l'économie énergétique

EIE : Évaluation des incidences sur l'environnement

H2 : Hydrogène

HCTISN : Haut Comité pour la transparence et l'information en matière de sûreté nucléaire

HERA : Health and environmental risk assessment

ICEDA : Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés

ICPE : Installations classées pour la protection de l'environnement

KWh : Kilowattheure

kW : Kilowatt

KWK : Cogénération

KWKG : Loi sur la cogénération

LAI : Groupe de travail fédéral/régional pour la protection contre les émissions

LoRaWAN : Réseau étendu longue portée

n.d. : Pas de date

No : Numéro

OM : OpenModelica

OSM : OpenStreetMap

PEM : Électrolyseur à membrane échangeuse de protons

PLU : Plan local d'urbanisme

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie

PPA : Contrat d'achat d'électricité

RED III : Directive (UE) 2023/2413 du 18 octobre 2023

RES : Systèmes d'énergie renouvelable

RTE : Réseau de transport d'électricité

SNBC : Stratégie nationale bas carbone

SOC : État de charge

TWh : Térawattheure

TES : Stockage d'énergie thermique

UCrad : Méthode d'évaluation de l'impact radiologique dans l'ACV

UE : Union européenne

UVPG : Loi sur l'évaluation des incidences sur l'environnement

VLLW : Déchets de très faible activité (DFFA)

VvA : Traité d'Aix-la-Chapelle

WT : Éolienne (voir WKA)

WKA : Éolienne

Liste des figures

Figure I-1: extraits de publications LinkedIn sur le compte officiel de TRION-climate e.V.	20
Figure I-2: extraits de la revue ENERGIE vis-à-vis n° 9	21
Figure I-3: Affiche du premier colloque CO2InnO	21
Figure I-4: photos du premier colloque CO2InnO	22
Figure I-5: Affiche du deuxième colloque CO2InnO	22
Figure I-6: photos du deuxième colloque CO2InnO le 02/07/2024 à Colmar	22
Figure I-7: Photos de la Collectivité européenne d'Alsace à Strasbourg	23
Figure I-8: photos de la première visite de l'installation expérimentale R-HYFIE et des laboratoires Hynovateur de R-GDS à Strasbourg le 28/11/2023.....	23
Figure I-9: photos de la deuxième visite au Fraunhofer ISE à Fribourg-en-Brisgau le 17 décembre 2024	24
Figure I-10: : Légende détaillée de la carte des installations et projets liés à l'hydrogène	26
Figure I-11: : extrait de la carte des installations et projets liés à l'hydrogène	27
Figure II-1: Structure de l'unité de démonstration à KIT	30
Figure II-2: : représentation schématique du modèle de simulation	31
Figure II-3: schéma du système électrique	32
Figure II-4: système de chauffage du modèle de simulation	33
Figure II-5: représentation schématique du système hydrogène.....	34
Figure II-6: Comparaison de la puissance, du rendement et des émissions de NOX du moteur de la centrale de cogénération fonctionnant au gaz naturel et à l'hydrogène	37
Figure II-7: courbe caractéristique de rendement de l'électrolyseur PEM.	38
Figure II-8: : émissions de CO ₂ e en fonction de la taille du réservoir d'hydrogène (à 80 bars).....	41
Figure II-9: le tableau de bord de l'interface utilisateur.....	45
Figure III-1: Extrait du questionnaire sur la mobilité durable	49
Figure III-2: Extraits des résultats de l'enquête sur la mobilité durable.....	51
Figure III-3: : Extrait de la carte sur la mobilité durable des collectivités territoriales dans la région du Rhin supérieur	51
Figure III-4: QGIS carte des points de recharge dans les 60 unités administratives de la région du Rhin supérieur en 2024	59
Figure III-5: Électromobilité dans la région du Rhin supérieur : carte générale de la puissance de recharge en 2024	61
Figure III-6: Carte générale de la puissance de recharge selon le règlement européen AFIR	66
Figure III-7: Puissance de recharge disponible par rapport aux exigences AFIR dans le corridor RTE-T de la région du Rhin supérieur (droite et gauche).....	68
Figure III-8: Puissance de recharge disponible jusqu'à 3 km à l'extérieur du corridor RTE-T de la région du Rhin supérieur (à gauche et à droite)	70
Figure III-9: Représentation des différents scénarios et des besoins en recharge (présentation personnelle).....	73
Figure III-10: Évolution hebdomadaire et utilisation moyenne des bornes de recharge publiques.....	76
Figure III-11: utilisation des bornes de recharge publiques par heure.....	77

Figure III-12: Scénario 50 % EVs : besoins en recharge vs infrastructure de recharge disponible en Allemagne/France/Suisse.....	81
Figure III-13: Scénario 100 % EVs : besoins en recharge vs infrastructure de recharge disponible en Allemagne/France/Suisse	82
Figure III-14: QGIS carte: stations-service avec et sans infrastructure de recharge dans la région du Rhin supérieur	84
Figure IV-1: Comparaison entre le système énergétique intégré actuel et futur de l'UE	101
Figure V-1: répartition de l'échantillon de l'enquête d'acceptation représentative de la population par pays et par possession d'une voiture électrique	133
Figure V-2: combinaison de technologies en relation avec une centrale de cogénération à hydrogène	135
Figure V-3: aperçu des acteurs concernés par la transition énergétique	136
Figure V-4: Perception des bornes de recharge électriques en Allemagne et en France	139
Figure V-5: Perception des centrales de cogénération à hydrogène en Allemagne et en France.....	140
Figure V-6: Comparaison entre les pays des variables psychologiques	141
Figure V-7: comparaison entre les échantillons allemand et français.....	141
Figure VI-1: Architecture générale du démonstrateur de micro-réseau.....	153
Figure VI-2: Graphiques en temps réel de la production et de la consommation d'électricité	155
Figure VI-3: Intégration de la cogénération dans les systèmes énergétiques et vecteurs d'attaque de cybersécurité.....	158
Figure VI-4: Réponse à une chute de tension de 90 %, formes d'onde de tension, de courant et de phase.....	160
Figure VI-5: Réponse de la PLL au saut de phase	160
Figure VI-6: Production des panneaux photovoltaïques fixes dans des conditions d'ensoleillement variables (a) Profil d'irradiance (b) Profil de production d'énergie solaire	161
Figure VI-7: Résultats des performances de l'onduleur. (a) Profil du courant de référence du réseau (b) Tension du bus CC (c) Courant alternatif du réseau (d) Tension du réseau	161
Figure VI-8: puissance prévue des trois configurations par rapport à la mesure réelle	163
Figure VI-9: : Résultats de l'entraînement de la configuration Istm3	163
Figure VI-10: prédiction LSTM avant et après l'injection de l'attaque FDI (a) Graphique du signal (b) Graphique des erreurs	164
Figure VI-11: prédiction LSTM avant et après l'injection de l'attaque par rejeu (a) Graphique du signal (b) Graphique des erreurs.....	164
Figure VI-12: : Attaque par charge forcée de la batterie jusqu'à la 30e seconde	165
Figure VII-1: Vue d'ensemble de l'équilibre des flux dans le système pour les différentes	189
Figure VII-2: Figure de la diminution des impacts (toute catégorie évaluée) avec le remplacement dela découpe des métaux thermique par de la découpe mécanique.	193
Figure VII-3: Résumé graphique de l'étude comparée de l'impact radiologique sur la santé humaine lors du démantèlement de la centrale de Fessenheim.....	193

Figure VII-4: Impacts environnementaux avec incertitudes du système énergétique basé sur l'hydrogène, par famille de scénarios	196
Figure VII-5 : Contributions des sous-systèmes à l'impact du système énergétique basé sur l'hydrogène, par famille de scénarios	198

Liste des tableaux

Tableau II-1: Spécifications techniques de l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM)	30
Tableau II-2: Consommation annuelle d'électricité et de chaleur des bâtiments considérés (2019).....	35
Tableau II-3: Caractéristiques techniques de la centrale de cogénération à hydrogène MAH 33.3 TI 311A.....	39
Tableau II-4: : dimensionnement et composants des systèmes énergétiques décentralisés avec la centrale de cogénération MAH 33.3 TI 311A	40
Tableau III-1: Répartition en pourcentage des points de recharge selon la densité de population dans la région du Rhin supérieur.....	62
Tableau III-2: Puissance de recharge privée et publique : comparaison des données ..	63
Tableau III-3: Nombre de bornes de recharge privées et publiques : comparaison des données	64
Tableau III-4: Puissance de recharge publique : exigences AFIR et puissance de recharge effectivement installée	65
Tableau III-5: Besoins annuels totaux en électricité pour les voitures électriques en kWh pour l'Allemagne, la France et la Suisse actuellement et dans quatre scénarios ..	79
Tableau III-6: Comparaison de la puissance de charge installée avec la directive AFIR	79
Tableau V-1: aperçu des projets pilotes de centrales de cogénération à hydrogène en Allemagne	134
Tableau VII-1: Indicateurs environnementaux retenus pour l'évaluation de la solution énergétique basée.....	190

Introduction

Le développement durable de la région du Rhin supérieur nécessite avant tout une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre dans la région. Seule une réduction substantielle des émissions de CO₂ permettra d'atténuer les effets du changement climatique (ACEA ; 2024)¹. Les nouvelles technologies et les solutions énergétiques durables jouent ici un rôle central, en particulier lorsqu'elles ont un effet transfrontalier et créent des synergies entre l'Allemagne, la France et la Suisse.

Actuellement, l'Allemagne, la France et la Suisse émettent ensemble environ 1 milliard de tonnes de CO₂ par an (Agence fédérale allemande pour l'environnement, 2024 ; OFEV, 2025 ; Commissariat général au développement durable, 2021)². L'objectif général du projet **CO2InnO** est donc de présenter des approches innovantes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'étudier leur faisabilité dans la région. L'accent est mis sur la transition énergétique et thermique, en particulier grâce à l'utilisation d'installations innovantes de cogénération (CCE) qui contribuent à l'approvisionnement en électricité et en chaleur tout en favorisant un développement stable et flexible du réseau.

Une attention particulière est accordée à l'efficacité de l'approvisionnement en chaleur, car le chauffage représente une part importante (16 à 20 %) des émissions régionales de gaz à effet de serre³. Les installations de cogénération sont particulièrement efficaces dans ce domaine. Dans le cadre de la transition énergétique, les solutions intersectorielles telles que la combinaison de la cogénération et de la mobilité électrique sont au premier plan.

Objectif du projet

Pour atteindre les objectifs climatiques ambitieux, les communes et les collectivités locales ont besoin des outils adéquats pour mettre en œuvre une décarbonisation ciblée. Le projet a donc pour objectif de présenter aux communes et aux autres parties prenantes des technologies innovantes et de les rendre utilisables afin que la pertinence des technologies présentées puisse être évaluée. Les technologies, telles que les installations de cogénération et l'électromobilité, sont présentées de manière exhaustive et interdisciplinaire afin que les personnes intéressées puissent évaluer leur faisabilité. En outre, les résultats indiquent les étapes nécessaires à la planification.

¹https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/sites/default/files/document-files/2024-05/Charging_ahead_Accelerating_the_roll-out_of_EU_electric_vehicle_charging_infrastructure.pdf

²Cf. Indicateurs relatifs à l'évolution des émissions de gaz à effet de serre en Suisse entre 1990 et 2023, <https://www.notre-environnement.gouv.fr/themes/climat/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-et-l-empreinte-carbone-ressources/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-des-transports>, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#quotenergiebedingte-emissionenquot>

Feuille de route pour l'intégration des systèmes énergétiques basés sur l'hydrogène et des infrastructures interconnectées entre les secteurs

La transformation des systèmes énergétiques vers la neutralité climatique nécessite une compréhension approfondie des interactions techniques, organisationnelles et sociales. Les conclusions tirées dans le cadre du projet CO2InnO montrent que les communes et les villes peuvent jouer un rôle décisif en tant que laboratoires de la transition énergétique, à condition qu'elles associent innovation technologique, infrastructure numérique, structures de gouvernance et acceptation sociale. Cette feuille de route décrit un processus intégré et scientifiquement fondé qui permet la mise en place progressive de systèmes énergétiques basés sur l'hydrogène et interconnectés entre les différents secteurs dans un contexte communal. Elle reflète les expériences acquises au cours du projet.

Afin d'évaluer la pertinence et l'utilité des installations de cogénération dans la planification énergétique et thermique, la charge existante et le cas d'utilisation potentiel doivent être clairement définis. La première étape consiste en une analyse détaillée des besoins énergétiques locaux. Elle comprend la consommation d'électricité, de chaleur et de mobilité dans les bâtiments publics et les infrastructures, idéalement sur la base de profils de charge à haute résolution temporelle. En complément, les installations existantes, telles que les systèmes photovoltaïques, les systèmes de chauffage conventionnels, les systèmes de stockage, les points de recharge ou les raccordements au réseau, sont systématiquement répertoriées. Cette base de données permet non seulement de dimensionner avec précision les futurs systèmes énergétiques, mais aussi de développer des objectifs de décarbonisation réalistes. La collecte et l'évaluation des données techniques doivent être traduites en processus décisionnels en matière de planification et de réglementation.

La prochaine étape clé concerne la mise en place d'une infrastructure numérique de surveillance et de simulation. La transition énergétique communale ne peut réussir que si les systèmes physiques, tels que les centrales de cogénération, les électrolyseurs, les pompes à chaleur et les systèmes de stockage, sont reliés à des outils numériques qui rendent leur fonctionnement transparent et l'optimisent. Le projet CO2InnO a démontré l'utilité des systèmes de surveillance hybrides qui combinent les technologies M-Bus câblées avec les réseaux sans fil LoRaWAN. Ces réseaux de données créent les conditions nécessaires à la mise en place de jumeaux numériques des systèmes énergétiques communaux, qui alimentent des modèles de simulation avec des données de consommation réelles et reproduisent différents scénarios techniques. Il est ainsi possible de tester, avant même la mise en œuvre, l'impact du fonctionnement d'une centrale de cogénération compatible avec l'hydrogène, l'efficacité d'un électrolyseur PEM ou l'effet de différentes tailles de stockage sur les flux d'énergie.

C'est précisément à ce stade que l'interconnexion entre la technologie, l'informatique et la politique énergétique devient évidente. L'évaluation des données réelles a montré que le point de fonctionnement optimal de l'électrolyseur sur le plan énergétique se situe à une consommation d'énergie d'environ 25 %, une valeur qui est essentielle pour la conception du système. Dans le même temps, la planification technique nécessite une prise de conscience des exigences en matière de sécurité, de stabilité du réseau et de rentabilité. Une commune qui souhaite mettre en place un tel système doit donc non seulement comprendre les paramètres techniques, mais aussi être capable de les intégrer dans des modèles de financement, des processus d'autorisation et la communication avec les citoyens.

La phase de planification et de mise en œuvre qui suit doit inclure la sélection des technologies appropriées, la coordination avec les autorités, l'obtention de subventions et l'intégration dans les infrastructures énergétiques existantes. Les centrales de cogénération à hydrogène offrent ici une valeur ajoutée décisive grâce à leur combinaison de production d'électricité et de chaleur. Dans le cadre du projet, il a été démontré que l'utilisation de l'hydrogène comme combustible permet d'éviter les émissions de CO₂, d'augmenter la puissance jusqu'à 33 % et d'augmenter le rendement thermique d'environ cinq points de pourcentage tout en réduisant les émissions de NO_x. Ces résultats sont très pertinents pour les décideurs municipaux, car ils prouvent empiriquement le potentiel écologique et énergétique de tels systèmes.

Les analyses du cycle de vie réalisées dans le cadre du projet fournissent une bonne justification pour l'utilisation de la cogénération sans émissions et indiquent les conditions cadres nécessaires à une mise en œuvre réduisant les émissions. Il est essentiel que l'hydrogène provienne de sources non fossiles pour que la réduction des émissions soit effective. Concrètement, cela signifie que la construction d'installations de cogénération à hydrogène ne doit pas être considérée isolément, mais dans le contexte plus large du réseau, et qu'elle nécessite un développement des énergies renouvelables pour être « verte ».

Toutefois, les solutions techniques ne suffisent pas à elles seules. La complexité de la planification et de la réglementation de tels projets nécessite un cadre juridique clair. Il existe actuellement des incertitudes considérables concernant les procédures d'autorisation, les définitions de l'hydrogène vert et l'applicabilité des directives européennes telles que la RED III. Une harmonisation nationale des bases juridiques et la création d'une loi-cadre intersectorielle donneraient non seulement aux communes une sécurité en matière de planification, mais accéléreraient également les procédures d'autorisation. Parallèlement, un renforcement financier du niveau communal est nécessaire, par exemple sous forme de subventions à l'investissement, de remboursements des frais d'exploitation ou de programmes de soutien ciblés pour les projets intersectoriels.

À ce stade, l'interdisciplinarité n'est pas un idéal théorique, mais une nécessité pratique. L'expertise juridique, la connaissance technique des systèmes et la recherche en sciences

sociales sur l'acceptation doivent être combinées dans un processus de planification. L'implication des citoyens dans les processus décisionnels, par exemple via des coopératives énergétiques ou des formats de planification participatifs, contribue non seulement à l'acceptation, mais favorise également la création de valeur locale. Il a été constaté que la population évalue généralement de manière positive les centrales de cogénération à hydrogène, en particulier lorsqu'elles contribuent de manière visible à la durabilité régionale. Cependant, cet accord ne doit pas être considéré comme acquis, mais doit être activement garanti par une communication transparente et une participation locale. Des processus participatifs doivent avoir lieu en continu afin d'identifier les perspectives des personnes concernées et de les intégrer dans la planification. Ce processus est indispensable à la réussite du projet et peut s'inspirer des étapes et mesures discutées dans le lot de travail consacré à l'acceptation.

Après la mise en service, l'accent est mis sur l'optimisation du système. On utilise ici des technologies modernes de comptage intelligent et des méthodes d'analyse basées sur l'IA qui enregistrent les flux d'énergie en temps réel et permettent des contrôles adaptatifs. Les mécanismes de cryptage et d'authentification, combinés à des systèmes de détection d'intrusion, sont tout aussi importants pour les applications municipales que la formation du personnel d'exploitation.

Après la mise en service, l'accent est mis sur l'optimisation du système. On utilise ici des technologies modernes de comptage intelligent et des méthodes d'analyse basées sur l'IA qui enregistrent les flux d'énergie en temps réel et permettent des commandes adaptatives. Les mécanismes de cryptage et d'authentification, combinés à des systèmes de détection d'intrusion, sont tout aussi importants pour les applications communales que la formation du personnel d'exploitation. Les consortiums de recherche qui associent l'ingénierie énergétique, l'informatique et la cybersécurité sont essentiels pour relever ces défis.

En outre, la coopération intercommunale et transfrontalière revêt une importance croissante. Dans des régions telles que le Rhin supérieur, où les flux énergétiques, la mobilité et les infrastructures sont interdépendants au niveau transfrontalier, des normes techniques harmonisées et des coopérations institutionnelles sont nécessaires. Les plateformes de données communes, telles que celles créées dans le cadre de projets d'échange ouvert de données (par exemple sur la base d'OpenStreetMap ou de Zenodo), peuvent favoriser le partage des connaissances et la transparence. Parallèlement, des observatoires territoriaux de l'énergie devraient être mis en place afin de collecter et d'analyser les données de manière permanente et de les mettre à la disposition des décideurs locaux.

Enfin, la feuille de route souligne que la transition énergétique au niveau communal ne peut réussir que si elle s'inscrit dans un processus multidisciplinaire. Les systèmes énergétiques basés sur l'hydrogène ne sont pas de simples infrastructures techniques, mais font partie d'une

transformation socio-technique complexe. Ils associent le travail d'ingénierie à la gouvernance politique, à la viabilité économique, à l'acceptation sociale et à la sécurité numérique. Les communes qui s'engagent dans cette voie deviennent des terrains d'expérimentation pour l'avenir, des lieux où se rencontrent l'approvisionnement énergétique durable, l'innovation numérique et la participation démocratique.

I. Rapport du lot de travail no. 1

Partenaire du projet : TRION-climate e.V.

Vulla Parasote, directrice générale

Jeanne Le Chanony, chargée de projet

Max Krauter, chargé de projet

Sylvia Husel, chargée de communication

Dans le cadre du Workpackage 1, TRION-climate e.V. a pour mission d'informer sur le projet, de communiquer et de diffuser ses avancées et ses résultats, de sensibiliser les collectivités territoriales de la région du Rhin supérieur et d'encourager la coopération avec les acteurs économiques via son réseau trinational.

TRION-climate e.V. diffuse des informations actuelles sur le projet via son réseau, que ce soit par le biais d'informations directes à ses membres, de publications sur les réseaux sociaux, sur son site web ou encore via l'enquête sur la mobilité durable décrite dans le Workpackage 3. L'association présente également les résultats du projet lors d'interventions lors d'événements ou de réunions avec des acteurs français, allemands et suisses des secteurs public et privé (Conférence du Rhin supérieur, congrès trinationaux, eurodistricts, etc.).

Dans le cadre du projet, TRION-climate e.V. organise deux visites de sites et co-organise trois colloques, contribuant ainsi à la diffusion du projet et à la promotion de la coopération avec les collectivités territoriales et les acteurs économiques de la région du Rhin supérieur.

TRION-climate e.V. a également publié deux numéros spéciaux de sa revue ENERGIE vis-à-vis à ce sujet : l'un sur le thème de l'hydrogène au service de la mobilité durable et l'autre à la fin du projet, qui résume les résultats des différents workpackages.

I.1. Résultats :

I.1.1. Communication

TRION-Climate e.V. s'est particulièrement engagé dans la communication autour du projet, tant via son compte LinkedIn et son site web que par le biais de mailings exhaustifs à son réseau franco-germano-suisse.

Au total, plus de 40 publications ont été publiées sur LinkedIn et une dizaine de mailings ont été envoyés sur différents thèmes : résultats du projet, colloques et visites, réunions avec les partenaires du projet, présentation du projet à l'extérieur, événements organisés par les partenaires du projet, publication des revues, etc.

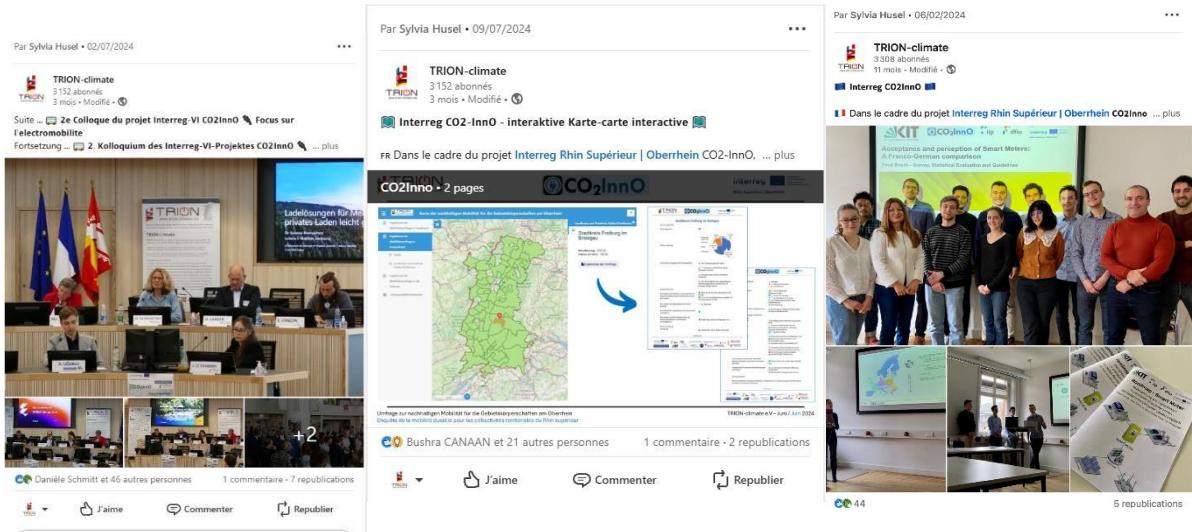


Figure I-1: extraits de publications LinkedIn sur le compte officiel de TRION-climate e.V. ©TRION-climate e.V

Le site web de TRION-climate e.V. comporte différentes pages consacrées au programme Interreg et au projet CO2InnO :

- Page sur Interreg Rhin supérieur
- Page de présentation du projet CO2InnO
- Carte des installations et projets liés à l'hydrogène
- Carte de la mobilité durable
- Page sur le 1er colloque CO2InnO sur l'hydrogène
- Page consacrée au 2e colloque CO2InnO sur l'électromobilité
- Page consacrée au colloque CO2InnO de clôture
- Page consacrée à la 1ère visite CO2InnO de la plateforme d'essai R-HYFIE et du laboratoire Hynovateur de R-GDS
- Page consacrée à la 2e visite CO2InnO à l'Institut Fraunhofer ISE
- Page consacrée à la revue CO2InnO sur la mobilité à hydrogène
- Page consacrée à la revue CO2InnO avec la synthèse complète des résultats du projet

I.2. Revue ENERGIE vis-à-vis

La première revue, consacrée au thème « L'hydrogène au service de la mobilité durable », a été publiée en mai 2024 et compte 12 pages. Elle offre une plateforme sur laquelle les acteurs économiques de la région (Plateforme H2BW, Pôle Véhicule du Futur, Association H2 Mobilité Suisse, Hydrospider AG, Daimler Truck AG, SAFRA Bus) présentent leurs projets phares tout en résumant les résultats du colloque et de la visite.



Figure I-2: extraits de la revue ENERGIE vis-à-vis n° 9 ©TRION-climate e.V.

La revue finale sera publiée en septembre 2025 et comptera 12 pages. Elle récapitulera les résultats de tous les workpackages du projet et donc de tous les partenaires du projet.

Les deux revues auront un format concis de 12 pages et seront largement diffusées via le réseau de TRION-climate e.V. Elles seront également envoyées par courrier aux décideurs politiques et aux acteurs économiques de la région métropolitaine trinationale du Rhin supérieur.

I.3. Événements



Figure I-3: Affiche du premier colloque CO2InnO

Le premier colloque s'est tenu le 5 décembre 2023 dans l'auditorium de l'université de Fribourg et a réuni plus de 75 participants. L'événement était divisé en trois thèmes principaux :

Présentation du projet Interreg et de l'installation pilote de cogénération hydrogène (H2-BHKW) ;
Application concrète d'une centrale de cogénération H2 dans la Stadt Offenburg ;
Maturité technologique et projets industriels exemplaires (avec des contributions de 2GEnergy-Energietechnik GmbH, Ingérop Deutschland GmbH, badenovaNETZE GmbH et 3H2).



Figure I-4: photos du premier colloque CO2InnO



Figure I-5: Affiche du deuxième colloque CO2InnO



Figure I-6: photos du deuxième colloque CO2InnO le 02/07/2024 à Colmar ©TRION-climate e.V.

Le colloque de clôture du projet aura lieu le 25 septembre 2025 dans la salle plénierie de la Collectivité européenne d'Alsace à Strasbourg. Après avoir abordé les thèmes de l'hydrogène et de l'électromobilité lors des deux colloques précédents, cet événement se concentrera sur *l'optimisation de la production d'énergies renouvelables et les solutions de stockage*. Les

partenaires du projet y présenteront leurs derniers résultats. Des acteurs privés externes prendront également la parole, notamment *Energy Consulting Kehl* et *Territoire d'énergie Alsace*, sur les solutions locales d'optimisation des énergies renouvelables, ainsi que Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., EnBW, Enedis et Storengy sur le thème du stockage de l'électricité.



Figure I-7: Photos de la Collectivité européenne d'Alsace à Strasbourg ©TRION-climate e.V.

I.4. Visites

La première visite a eu lieu le 28 novembre 2023 à Strasbourg, à laquelle tous les partenaires du projet Interreg CO2InnO ont été invités. TRION-climate e.V. a organisé la visite de l'installation expérimentale R-HYFIE et des laboratoires Hynovateur de R-GDS. Plus de 35 personnes ont participé à cette première visite (Figure I-8).



Figure I-8: photos de la première visite de l'installation expérimentale R-HYFIE et des laboratoires Hynovateur de R-GDS à Strasbourg le 28/11/2023 ©TRION-climate e.V.

La deuxième visite organisée par TRION-climate e.V. a eu lieu le 17 décembre 2024 à l'Institut Fraunhofer ISE à Fribourg-en-Brisgau. Une trentaine de participants issus du monde économique et des collectivités territoriales ont pris part à cette visite. Le professeur Bett a ouvert la visite par une présentation sur le fonctionnement des instituts Fraunhofer. Les progrès technologiques importants réalisés dans les domaines du photovoltaïque et de l'hydrogène ont suscité un vif intérêt chez tous les participants.



Figure I-9: photos de la deuxième visite au Fraunhofer ISE à Fribourg-en-Brisgau le 17 décembre 2024

I.5. Aperçu des installations de production d'hydrogène et des consommateurs

Une première mission de TRION-climate e.V. consistait à créer une base de données descriptive sur les installations de production d'hydrogène, les consommateurs et les infrastructures de transport afin de développer une carte statique et géolocalisée.

Une autre tâche consistait à dresser un inventaire des projets phares dans le domaine de la mobilité durable afin de contribuer à l'analyse de la situation actuelle dans ce domaine.

Dans un premier temps, l'inventaire des installations et des projets liés à l'hydrogène s'est appuyé sur le contenu des événements organisés par TRION-climate e.V. en collaboration avec ses partenaires :

- Congrès le 5 avril 2022 à Bâle en collaboration avec GRTgaz et en partenariat avec l'Association suisse du gaz et des eaux, l'Association allemande du gaz et des eaux, France Hydrogène et les entreprises IWB, Energiedienst et badenova.
- Atelier le 6 octobre 2022 à Strasbourg dans le cadre du 7e congrès trinational sur le climat et l'énergie de la Conférence du Rhin supérieur, en coopération avec l'initiative 3H2.
- Congrès trinational sur le climat et l'énergie de la Conférence du Rhin supérieur le 28 novembre 2023 à Strasbourg, en partenariat avec les réseaux Plattform Erneuerbare Energien BW, Plattform H2 BW, le Pôle Véhicule du Futur avec DINAMHySE, les Klimapartner Südbaden et l'Association suisse du gaz et des eaux.

Des informations supplémentaires ont été obtenues de manière bilatérale par les membres de TRION-climate e.V. De plus, le contenu a été comparé à d'autres représentations cartographiques :

- Carte interactive des stations-service H2 H2.live (<https://h2.live/>)
- Observatoire français de l'hydrogène VIG'HY (<https://vighy.france-hydrogene.org/>)

- Carte interactive du réseau 3H2 (<https://3h2.info/interaktive-karte/>)

Le contenu de cet inventaire est le résultat d'un travail coordonné par TRION-climate e.V. avec DINAMHySE du côté français, la plateforme H2-BW du côté allemand et gazenergie du côté suisse. L'objectif n'était pas de recenser le plus grand nombre possible de projets, mais plutôt de répertorier des projets concrets.



Cette carte a pour objectif de donner un aperçu du développement de l'hydrogène dans la région du Rhin supérieur, mais aussi de fournir des informations sur l'évolution future des besoins énergétiques (électricité, hydrogène, etc.) dans cette région transfrontalière.

La carte de l'hydrogène pour le Rhin supérieur comprend les projets et les installations qui ont été construits et mis en service jusqu'en 2023, mais aussi ceux qui sont en cours de construction ou prévus. Une mise à jour régulière est prévue.

La carte répertorie plusieurs catégories et sous-catégories, identifiées par des couleurs. Les principales catégories sont présentées dans la légende à l'adresse Figure10 :

- La production (en bleu), qui comprend la production par électrolyse et thermolyse ;
- L'utilisation (vert), qui comprend les acteurs industriels liés à l'hydrogène et les stations-service à hydrogène ;
- Le secteur de la recherche (nuances de gris), qui regroupe différents projets de recherche liés à l'hydrogène ;
- La distribution de l'hydrogène, qui comprend les hubs portuaires (en jaune) à fonctions multiples (par exemple, production, stockage, transport, distribution) ainsi que les principaux pipelines existants ou prévus dans la région du Rhin supérieur ;
- Les réseaux d'acteurs, tels que le groupe thématique « Hydrogène » de la Conférence du Rhin supérieur, en étroite collaboration avec TRION-climate e.V., le réseau DINAMHySE ou l'initiative 3H2. D'autres réseaux, tels que la plateforme H2BW, existent également, mais ne sont pas basés dans la région du Rhin supérieur.

Les projets recensés sont également classés en fonction de leur degré de maturité : en phase de planification, en construction ou en service. Plus la couleur est foncée, plus le projet est avancé.

Projet Projekt	En construction Im Aufbau	En activité In Betrieb	Type d'installation Art der Anlage	Catégorie Kategorie
			Electrolyse Elektrolyse	Production Produktion
			Thermolyse Thermolyse	
			Station H ₂ H ₂ -Tankstellen	Usages Nutzung
			Industrie H ₂ et constructeur H ₂ -Industrie und -Hersteller	
			Ports Häfen	Transport et distribution Transport und Verteilung
			Pipelines Pipelines	
Projet à l'étude Projekt in Planung	Projet en cours Laufendes Projekt	Projet finalisé Abgeschlossenes Projekt		Catégorie Kategorie
				Recherche Forschung
				Réseaux d'acteurs Akteurnetzwerke

Figure I-10: : Légende détaillée de la carte des installations et projets liés à l'hydrogène ©TRION-climate e.V.

GeoRhena, le système d'information géographique pour le Rhin supérieur, a représenté tous les éléments sur une carte.

La carte a été officiellement publiée en février 2024 et comprend près de 70 projets identifiés

- Production : 17 électrolyseurs + 3 installations de thermolyse
- Utilisation : 14 stations-service à hydrogène + 4 projets industriels / fabricants
- Transport et distribution : 5 ports + 4 pipelines
- Recherche : 18
- Réseaux d'acteurs : 3

Comme il s'agit d'une carte interactive, il est possible de cliquer sur chaque installation et chaque projet répertoriés pour ouvrir une fenêtre descriptive.

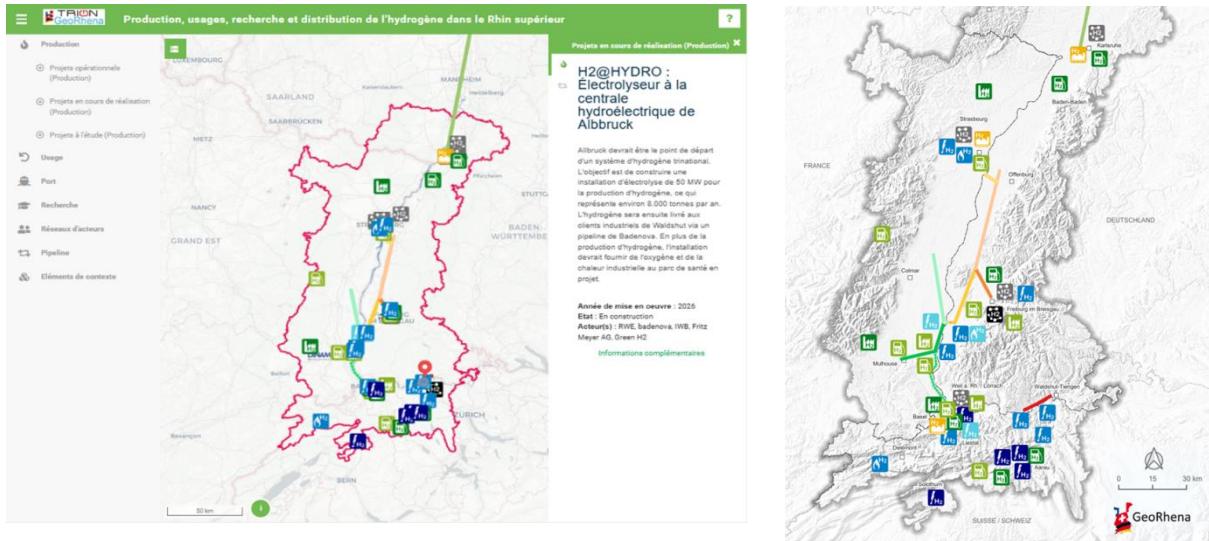


Figure I-11: : extrait de la carte des installations et projets liés à l'hydrogène ©TRION-climate e.V.

Notre objectif est que cette carte soit continuellement développée et mise à jour au fur et à mesure du développement de l'hydrogène dans la région du Rhin supérieur.

Une première version de cet inventaire a été présentée le 5 décembre 2023 lors du 1er colloque technique du projet Interreg CO2InnO, ainsi que le 18 décembre 2023 au sein du groupe thématique Hydrogène de la Conférence du Rhin supérieur.

II. Rapport du lot de travail no. 2 :

Démonstration de la cogénération sans émissions grâce à l'hydrogène vert et à un contrôle intelligent

Membres :

Prof. Dr.-Ing. Maurice Kettner, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Florian Beerlage, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Naqib Salim, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Bushra Canaan, Université de Haute-Alsace

Djafar Ould-Abdeslam, Université de Haute-Alsace

Paul Robineau, Université de Strasbourg

Yamit Ibarra-Suarez, Stadt Offenburg

Natalie Miller, Stadt Offenburg

II.1. Contexte et objectif

Dans le cadre du projet CO2InnO, un démonstrateur réel a été mis en place dans le cadre du lot de travail 2 afin de démontrer la production combinée d'électricité et de chaleur à partir d'hydrogène vert. L'objectif était de développer et de valider un système énergétique sans émissions pouvant être reproduit aussi bien dans un laboratoire réel que dans un espace numérique.

Le démonstrateur du laboratoire réel situé sur le site de l'université de Karlsruhe (HKA) comprend un électrolyseur pour la production d'hydrogène, un compresseur avec un réservoir haute pression et une centrale de cogénération modifiée (BHKW) pouvant fonctionner à l'hydrogène. Les composants sont reliés entre eux par des systèmes de mesure et constituent la base d'un système de gestion de l'énergie.

En complément, un modèle de simulation numérique (« jumeau numérique ») a été développé sur la base de données de consommation réelles fournies par les partenaires du projet, dont la Stadt Offenburg. Ce modèle a permis de simuler différents scénarios hypothétiques afin d'analyser l'efficacité du système dans des conditions variables.

Un autre objectif central du lot de travail était le développement d'une interface utilisateur graphique permettant aux acteurs municipaux, même sans connaissances techniques approfondies, de modéliser et d'évaluer des scénarios individuels. L'objectif est de mettre en évidence des options d'action concrètes pour un approvisionnement énergétique neutre en carbone dans les bâtiments publics, en s'appuyant dans un premier temps sur l'exemple de cinq bâtiments réels de la Stadt Offenburg.

À long terme, le système développé et le modèle associé doivent être transférables à d'autres villes et régions et contribuer à la planification de systèmes énergétiques durables basés sur l'hydrogène.

II.2. Méthodes et matériel

II.2.1. Structure et équipement technique du laboratoire réel

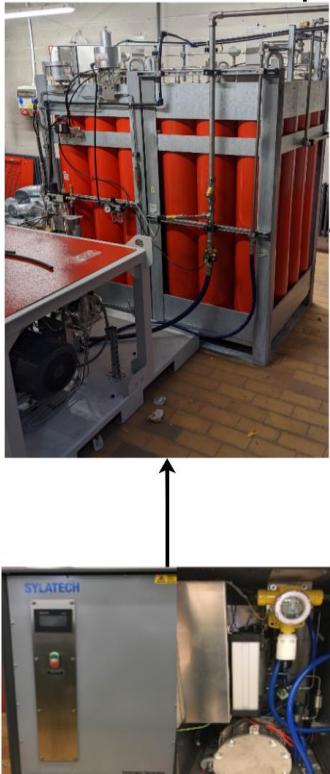
Dans le cadre du lot de travail 2, un démonstrateur physique pour un système énergétique à base d'hydrogène a été mis en place à l'université de Karlsruhe (HKA). L'objectif était de tester et d'analyser dans la pratique la production, le stockage et l'utilisation d'hydrogène vert pour l'approvisionnement combiné en électricité et en chaleur.

Le démonstrateur comprend les composants principaux suivants :

- un électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) pour la production d'hydrogène à partir d'électricité renouvelable,
- un compresseur avec réservoir haute pression,
- ainsi qu'une centrale de cogénération modifiée pour fonctionner avec H₂.

Les composants ont été reliés entre eux sur le plan hydraulique et technique. Toutes les grandeurs principales telles que la puissance électrique, les quantités de chaleur, les valeurs de pression et de débit sont mesurées en continu. La structure physique du système est représentée dans la figure 1.

Issoerstoffverdichter und -Speicher



Gasmotor-BHKW

Figure II-1: Structure de l'unité de démonstration à KIT (PEM : membrane échangeuse de protons ; BHKW : centrale de cogénération).

Tableau II-1: Spécifications techniques de l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM).

Électrolyseur PEM Sylatech GmbH	
Puissance nominale	1,9 kW
Taux de production d'hydrogène (mètres cubes normaux)	0,3 Nm³/h
Pureté de l'hydrogène	99,99 %
Pression nominale	3 – 10 bar

L'hydrogène produit est stocké dans un réservoir haute pression d'un volume de 1 200 litres, ce qui correspond à environ 300 mètres cubes normaux (Nm³) d'hydrogène. Ce volume de stockage a été utilisé dans le laboratoire réel pour alimenter la centrale de cogénération et a également servi de référence pour la conception de scénarios de stockage dans le modèle de simulation numérique.

Une représentation schématique de la structure interne de l'électrolyseur est documentée dans l'annexe 1.

II.2.2. Développement d'un modèle de simulation numérique

Sur la base de la structure technique du laboratoire réel, un modèle de simulation dynamique a été développé, qui fait office de jumeau numérique. La modélisation a été réalisée à partir des composants dans OpenModelica et reproduit les interactions entre l'électrolyseur, le stockage d'hydrogène et la centrale de cogénération dans des conditions proches de la réalité . Elle a été complétée par des modèles pour les consommateurs électriques, les charges thermiques et les influences environnementales telles que la température extérieure et le rayonnement solaire.

Le modèle du système simule à la fois les flux d'énergie électrique et thermique ainsi que le cycle de l'hydrogène. La structure et l'interaction des différents composants du modèle sont illustrées dans l'Figure II-2 . Le modèle de simulation est encapsulé dans un paquet qui organise les modèles définis par l'utilisateur en classes. Cette structure améliore la clarté et la compréhensibilité de l'outil de simulation, qui est divisé en trois sous-paquets : le système électrique (qui comprend le système photovoltaïque, l'éolienne et le système de stockage par batterie), le système de chauffage (cogénération, pompe à chaleur et accumulateur de chaleur) et le système à hydrogène. Les sous-paquets CO₂ et Coûts se trouvent dans le bloc Résultats. Celui-ci résume les résultats centraux de tous les autres blocs et les extrait à l'aide de méthodes de programmation orientées objet, sans influencer le calcul proprement dit, de sorte qu'aucune connexion explicite n'est nécessaire. Tous les sous-paquets sont décrits plus en détail dans le chapitre actuel. Les approches de modélisation physique sont décrites en détail dans (Florian Beerlage, René Behmann et Lukas Stahl, 2023 ; Florian Beerlage, 2024).

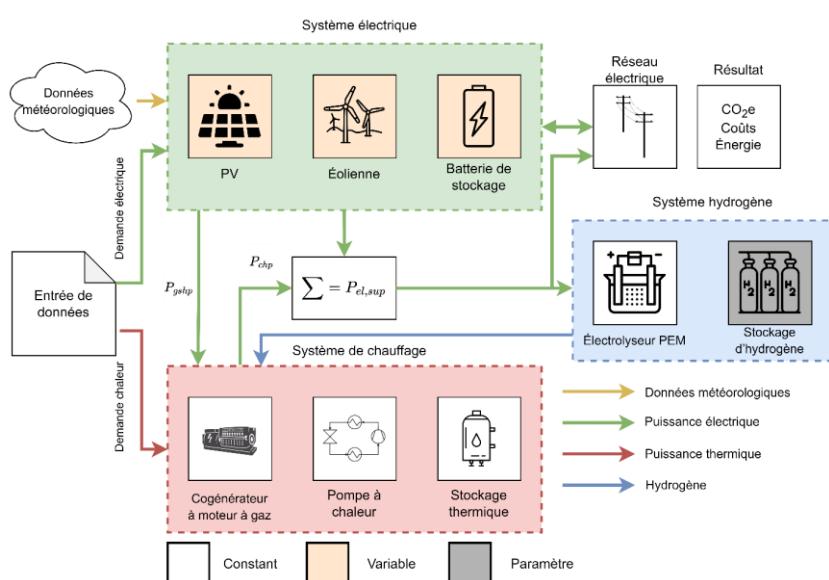


Figure II-2: : représentation schématique du modèle de simulation (PV : photovoltaïque ; WKA : éolienne ; P : puissance ; Sup : anglais Supply ; GSHP : anglais Ground Source Heat Pump ; CHP/BHKW : centrale de cogénération ; H₂ : hydrogène ; CO₂e : équivalent dioxyde de carbone)

Pour la simulation des processus électriques, un modèle de réseau a été intégré, qui reproduit le comportement de charge, l'alimentation par la centrale de cogénération ainsi que les pertes et les répercussions sur le réseau. Le sous-système électrique comprend également une installation photovoltaïque, une éolienne et un accumulateur à batterie. Une représentation graphique est disponible à l'adresse [Figure II-3](#)

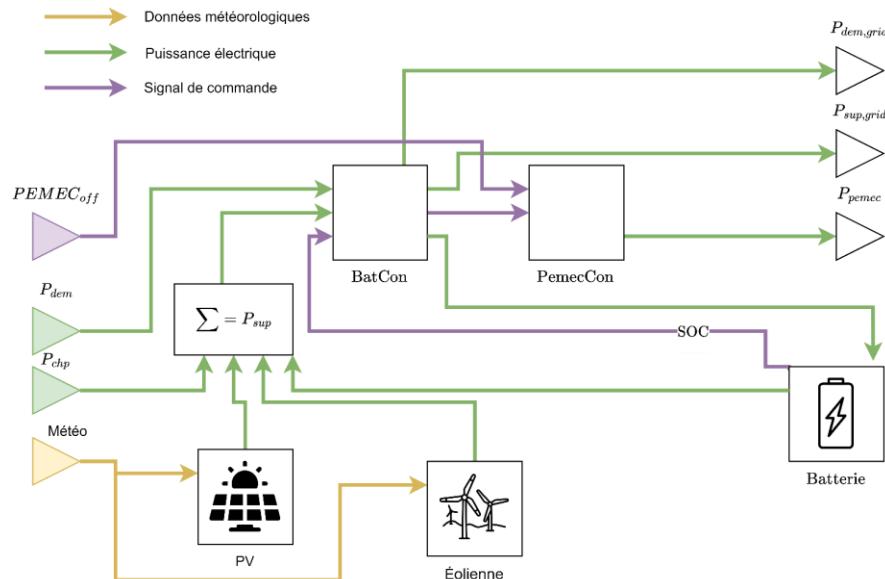


Figure II-3: schéma du système électrique

(Dem : anglais Demand ; BatCon : anglais Battery Controller ; PemecCon : anglais PEM-Controller ; Sup : anglais Versorgung ; grid : anglais Netz ; PemEc : électrolyseur à membrane échangeuse de protons ; P : puissance ; CHP : bloc de cogénération ())

Afin de faciliter l'utilisation, une interface utilisateur graphique (GUI) a été développée en Python. Elle permet d'ajuster les paramètres d'entrée centraux sans connaissances en programmation et de lancer des simulations. Les variables suivantes peuvent être définies de manière interactive par l'utilisateur :

- Profils de consommation énergétique (électricité et chaleur),
- données météorologiques (température extérieure, rayonnement solaire),
- dimensionnement technique des composants,
- Sélection des stratégies de contrôle (par exemple, logiques de mise en marche pour la centrale de cogénération ou priorisation du chargement du stockage).

Les sections suivantes décrivent les sous-systèmes centraux avec leurs stratégies de contrôle respectives.

Stockage par batterie

Le système de batterie est régulé par un bloc de commande qui alterne entre les modes de fonctionnement chargement, déchargement et veille. La logique tient compte, entre autres, de

l'état de charge (SOC), des limites de puissance et des bandes passantes mortes. Les équations et algorithmes sous-jacents sont basés sur (Florian Beerlage, René Behmann et Lukas Stahl, 2023 ; Florian Beerlage, 2024). Une représentation schématique de la logique se trouve en annexe, annexe 2 (*schéma de contrôle du stockage par batterie*).

Électrolyseur PEM

La commande du PEM s'effectue au sein du système électrique. Elle réagit aux excédents d'électricité, tient compte de l'état de charge de la batterie et veille à ce que seul l'excédent d'électricité propre soit utilisé pour la production d'hydrogène. La séquence de commande correspondante est documentée dans l'annexe 3 (*Séquence de commande PEM*). Vous trouverez plus de détails sur les formules de contrôle utilisées dans l' (Florian Beerlage, René Behmann et Lukas Stahl, 2023 ; Florian Beerlage, 2024).

Système de chauffage

Le système de chauffage se compose d'une centrale de cogénération (CCG), d'une pompe à chaleur (PC) et d'un accumulateur d'énergie thermique (AET). La régulation dépend de l'état de charge du TES, des besoins thermiques actuels et des valeurs seuils définies pour la centrale de cogénération. Si la puissance de la centrale de cogénération est insuffisante, la pompe à chaleur est mise en marche. La configuration physique du système de chauffage est illustrée dans Figure II-4 . La stratégie de contrôle complète est résumée dans Annexe 4 (*Stratégie de contrôle du système de chauffage*).

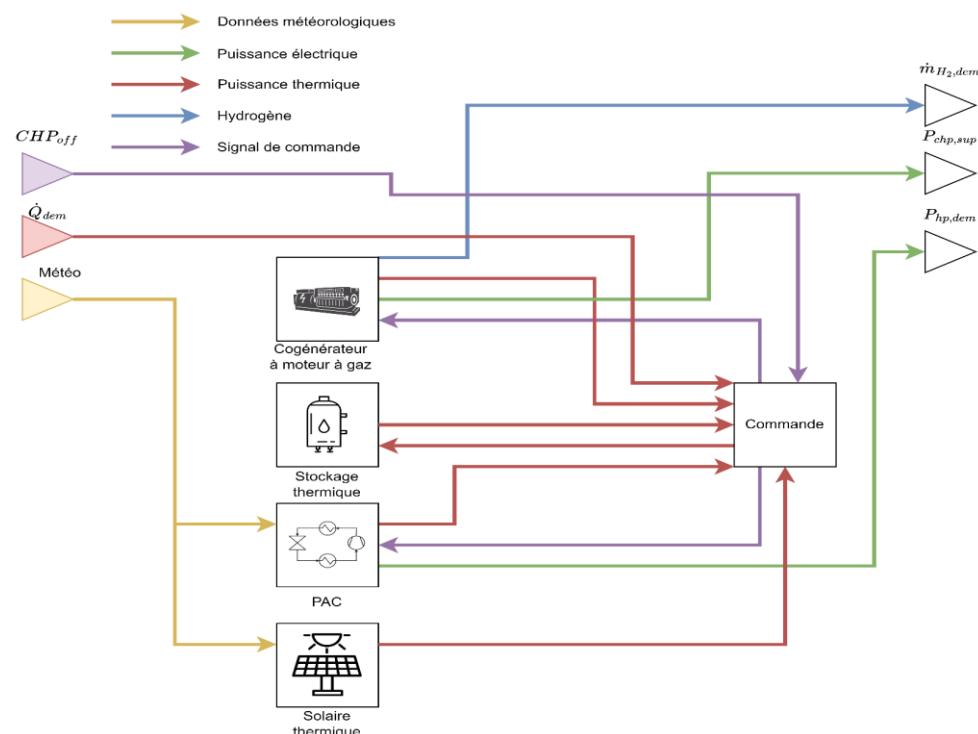


Figure II-4: système de chauffage du modèle de simulation
 (CHP/BHKW : centrale de cogénération ; Q : flux thermique ; HP : pompe à chaleur ; Sup : alimentation ; TES : stockage d'énergie thermique ; WP : pompe à chaleur ; ST : énergie solaire thermique ; H2 : hydrogène ; Dem : demande)

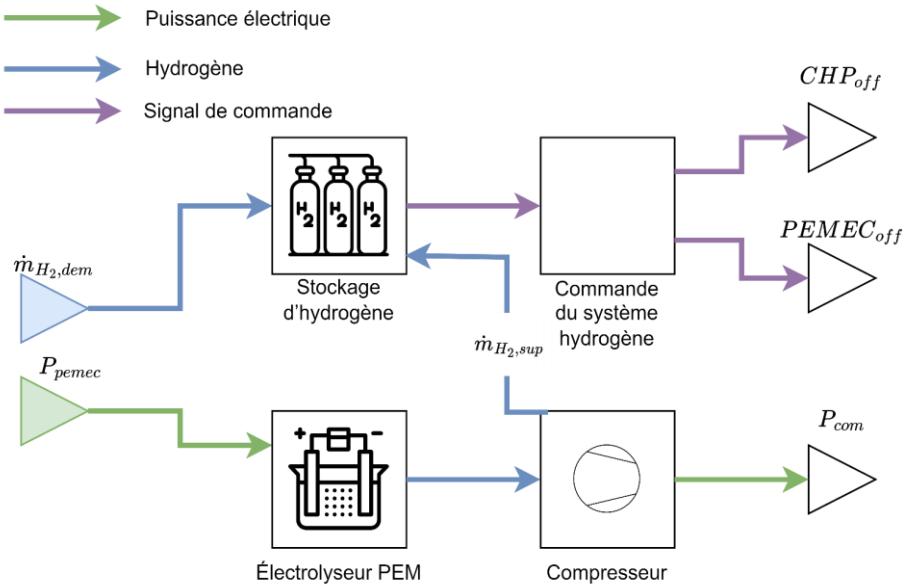


Figure II-5: représentation schématique du système hydrogène
(H₂ : hydrogène ; Dem : demande ; PEM/PEMEC : électrolyseur à membrane échangeuse de protons ; P : puissance ; Sup : approvisionnement ; Com : compresseur).

Grâce à sa structure modulaire, sa couche d'entrée centrale et son interface conviviale, cet outil de simulation est adapté aux analyses pratiques. L'intégration directe des données de consommation réelles de la Stadt Offenburg permet d'évaluer concrètement des scénarios d'utilisation des systèmes énergétiques communaux utilisant la technologie de l'hydrogène. Le modèle de simulation développé est accessible au public et peut être téléchargé soit via le référentiel GitHub **IKKUengine**, soit sous forme de fichier ZIP. Des instructions détaillées d'installation et d'utilisation sont disponibles en annexe (annexe 5).

II.2.3. Base de données : profils de charge et infrastructure de surveillance de la Stadt Offenburg

Pour le développement et la validation du modèle de simulation, la Stadt Offenburg a fourni les données de consommation réelles de cinq bâtiments communaux. Les ensembles de données comprennent les valeurs de consommation d'électricité et de chaleur de l'année 2019 avec une résolution temporelle de 15 minutes. Les bâtiments sélectionnés – école primaire, crèche, caserne de pompiers, salle de sport et bâtiment administratif – représentent différents types d'utilisation et permettent ainsi d'évaluer le modèle dans différents scénarios d'application communaux.

Les profils de charge ont été intégrés dans le modèle OpenModelica et ont servi de base aux analyses de scénarios. Leur intégration a été réalisée à l'aide d'un script Python spécialement développé, qui a transféré automatiquement la structure des données.

Tableau II.2 suivant montre la consommation annuelle totale d'électricité et de chaleur dans les bâtiments considérés. Ces valeurs définissent la quantité d'énergie à couvrir dans la simulation et servent de base de calcul pour les composants du système.

Tableau II-2: Consommation annuelle d'électricité et de chaleur des bâtiments considérés (2019)

Bâtiment	Consommation d'électricité (MWh)	Consommation de chaleur (MWh)
Crèche	19	57
Bâtiment administratif	132	237
Salle de sport	32	135
École primaire	62	125
Pompiers	10	30
Total	256	584

Parallèlement à sa participation au projet CO₂InnO, la Stadt Offenburg a lancé un vaste processus de modernisation de son infrastructure de mesure et de collecte de données. L'objectif était de remplacer une technologie obsolète par un système hybride pérenne, répondant à la fois aux exigences de la gestion énergétique communale et aux tâches futures telles que le bilan carbone ou l'intégration des énergies renouvelables.

Le nouveau système combine la technologie M-Bus câblée avec la communication sans fil LoRaWAN, permettant ainsi une collecte flexible et continue des flux d'énergie toutes les 15 minutes. Au total, 30 bâtiments publics ont été connectés avec succès dans le cadre du projet. Une fois le projet terminé, il est prévu de l'étendre à l'ensemble du parc immobilier municipal. Les données collectées sont affichées de manière centralisée sur la plateforme de visualisation municipale et sont accessibles au public à l'adresse suivante : <https://offenburg.mondas.io/>

II.2.4. Justification de la méthodologie de simulation

Dans le cadre du lot de travail 2, une approche basée sur la simulation a été suivie afin d'analyser différentes configurations et stratégies d'exploitation d'un système énergétique avec stockage d'hydrogène. Cette décision a permis d'examiner en détail les relations techniques et les interactions dynamiques entre les composants dans des conditions limites variables.

Contrairement aux approches d'optimisation, qui visent généralement à déterminer les conceptions de systèmes idéaux sur le plan économique ou écologique, la simulation permet une analyse différenciée de scénarios concrets, de stratégies de régulation et de décisions techniques. Cette approche est particulièrement adaptée aux systèmes énergétiques complexes présentant de nombreux degrés de liberté, comme c'est le cas lors de l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage d'énergie.

Une optimisation systématique des émissions de CO₂ par rapport aux coûts d'investissement n'était pas prévue dans la demande de projet initiale et n'a donc pas été mise en œuvre dans

le cadre du lot de travail. Au cours du projet, la Stadt Offenburg a toutefois exprimé le souhait de disposer d'un tel outil afin de pouvoir comparer les économies potentielles sur le plan écologique aux dépenses économiques. Pour des raisons méthodologiques et liées au droit des subventions, cette exigence n'a pas pu être intégrée a posteriori.

II.3. Résultats

II.3.1. Résultats du laboratoire réel

Au cours de la phase expérimentale du projet, des tests individuels ont été effectués sur la centrale de cogénération modifiée et sur l'électrolyseur PEM, deux composants centraux du système énergétique à base d'hydrogène. L'intégration initialement prévue du système complet avec l'unité de compression n'a pas pu être réalisée en raison de problèmes techniques et de retards de livraison.

Résultats d'exploitation de la centrale de cogénération compatible avec l'hydrogène

L'étude a porté sur l'impact de différentes proportions d'hydrogène dans le mélange combustible sur le comportement opérationnel du moteur de la centrale de cogénération. Comme prévu, les émissions de CO₂ diminuent à mesure que la proportion d'hydrogène augmente, car la combustion de H₂ ne libère pas de carbone.

De plus, des paramètres tels que la puissance, le rendement et les émissions de NO_x ont été étudiés (Figure II6). À cet effet, les configurations se distinguent comme suit :

- Config. 1 : moteur de série fonctionnant au gaz naturel.
- Config. 2 : mélange d'hydrogène jusqu'à 25 % en volume et recirculation des gaz d'échappement.
- Config. 3 : le cylindre 1 fonctionne à 100 % à l'hydrogène et ses gaz d'échappement sont recyclés dans les trois autres cylindres.

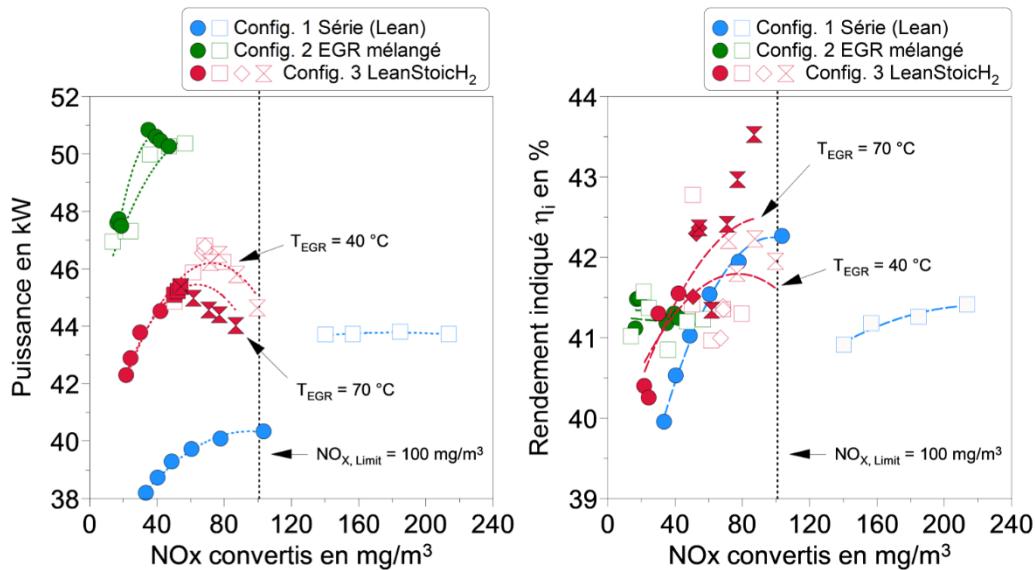


Figure II-6: Comparaison de la puissance, du rendement et des émissions de NOX du moteur de la centrale de cogénération fonctionnant au gaz naturel et à l'hydrogène
(Config. : configuration ; EGR : recirculation des gaz d'échappement ; Ind. : indiqué ; T : température).

Les configurations présentées montrent les effets de différents mélanges d'hydrogène et stratégies EGR (Exhaust Gas Recirculation/Recirculation des gaz d'échappement) sur la puissance et le rendement du moteur. La configuration 1 (bleu) sert de référence pour le fonctionnement au gaz naturel pur. La configuration 3 (rouge) permet d'obtenir un rendement nettement supérieur et une puissance accrue tout en réduisant les émissions de NO_x à un niveau . La ligne verticale marque la valeur limite des émissions de NO_x de 100 mg/m³.

Les résultats montrent :

- une augmentation des performances pouvant atteindre 33 % par rapport au fonctionnement au gaz naturel,
- Augmentation du rendement thermique d'environ 4,8 points de pourcentage,
- Une réduction SIGnificative des émissions de NO_x.

Un fonctionnement à 100 % à l'hydrogène n'a pas été mis en œuvre, mais serait en principe techniquement possible selon le banc d'essai. Une analyse approfondie est documentée dans Pöhlmann et al. (2024).

Caractérisation de l'électrolyseur PEM

Afin d'évaluer l'électrolyseur PEM, de nombreuses séries de mesures ont été effectuées dans différentes conditions de fonctionnement. Des appareils de mesure du courant et de la tension, un enregistreur de données et un capteur de débit d'hydrogène ont été utilisés à cet effet. Les tests ont permis de déterminer des paramètres clés tels que la densité de courant, la tension des cellules, le taux de production d'hydrogène et divers indicateurs d'efficacité. Un aperçu des courbes caractéristiques correspondantes figure en annexe (annexes 6 à 8).

La comparaison des rendements en fonction de la puissance absorbée (Figure II-7) est particulièrement intéressante. L'évaluation montre clairement qu'un niveau de puissance d'environ 25 % pour tous les indicateurs d'efficacité (rendement de Faraday, rendement de tension, rendement des cellules, rendement global) représente le point de fonctionnement optimal sur le plan énergétique. Cette conclusion fournit une orientation pratique pour la conception ultérieure du système et la validation du modèle.

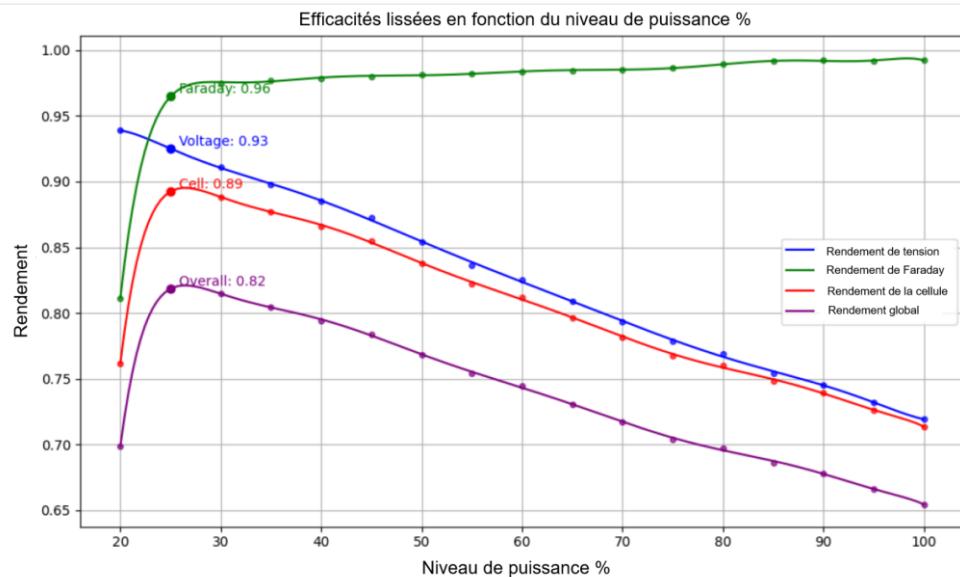


Figure II-7: courbe caractéristique de rendement de l'électrolyseur PEM.

II.3.2. Résultats de la simulation

Sur la base des profils de consommation horaires de cinq bâtiments publics de la Stadt Offenburg (voir section II.2.3), le modèle de simulation développé a été utilisé pour analyser les configurations possibles d'un système énergétique décentralisé basé sur l'hydrogène. L'objectif était d'évaluer le potentiel de réduction des émissions de CO₂e ainsi que la durée de vie technique du système dans des conditions proches de la réalité. Les émissions de CO₂e, ou équivalents de dioxyde de carbone, sont une unité de mesure utilisée pour comparer les effets de différents gaz à effet de serre sur le climat.

L'architecture du système étudié comprend :

- une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène,
- une installation photovoltaïque (PV),
- un électrolyseur PEM de 500 kW,
- un réservoir d'hydrogène (pression : 80 bars sur la base d'une unité de démonstration),
- un accumulateur à batterie (500 kWh) ainsi qu'
- une pompe à chaleur (HP) pour couvrir les pics de demande.

Le système a été conçu de manière à ce que la centrale de cogénération couvre la charge thermique de base, tandis que la pompe à chaleur sert de générateur de chaleur supplémentaire. Cette combinaison doit permettre de couvrir autant que possible les besoins en chaleur à partir de sources non fossiles, tout en augmentant la flexibilité d'exploitation.

Le dimensionnement de la centrale de cogénération à chaleur a été effectué sur la base de la courbe de charge annuelle triée par ordre décroissant. La littérature spécialisée recommande de couvrir entre 5 000 et 6 000 heures à pleine charge, soit 10 % à 30 % des besoins annuels en chaleur, avec une centrale de cogénération (Lewicki, 2013 ; Sokratherm GmbH, sans date). Pour les bâtiments considérés, un objectif de 4 000 heures à pleine charge, soit environ 15 %, a été choisi en raison de la faible demande en eau chaude et de la charge de chauffage réduite en été.

Le modèle MAH 33.3 TI 311A de la société MAMOTEC a été choisi comme référence pour les simulations. Il s'agit d'une centrale de cogénération à hydrogène disponible dans le commerce, d'une puissance électrique de 38 kW, d'une puissance thermique de 53,7 kW et d'un rendement global de 85,7 % (voir Tableau II .3).

(P : puissance ; el : électrique ; th : thermique ; total : total).

Tableau II-3: Caractéristiques techniques de la centrale de cogénération à hydrogène MAH 33.3 TI 311A

MAH 33.3 TI 311A	
carburant	hydrogène
P _{el}	38 kW
P _{th}	53,7 kW
η _{el}	35,5%
η _{th}	50,2%
η _{total}	85,7%

Le dimensionnement choisi pour la centrale de cogénération reflète une stratégie délibérée visant à couvrir uniquement la charge thermique de base des bâtiments considérés. Cette approche repose sur des principes énergétiques établis, selon lesquels les petites centrales de cogénération sont plus efficaces sur le plan économique lorsqu'elles fonctionnent pendant de longues périodes. Une centrale de cogénération de plus grande taille couvrirait certes une plus grande partie de la charge thermique, mais elle serait moins souvent utilisée et donc moins bien exploitée d'un point de vue d'. À cela s'ajoute le fait que la production d'hydrogène entraîne des coûts d'investissement et d'exploitation élevés. Une petite centrale de cogénération réduit les besoins en hydrogène et permet une meilleure intégration dans un système énergétique hybride, dans lequel les pics de charge sont couverts de manière flexible par une pompe à chaleur. Cela permet d'obtenir à la fois une efficacité accrue et une meilleure contrôlabilité de l'ensemble du système.

Avant d'analyser différentes tailles de stockage, le dimensionnement optimal de l'électrolyseur PEM a été déterminé. Plusieurs tests ont montré qu'une puissance de 500 kW permettait une production d'hydrogène régulière et favorisait un nombre élevé d'heures à pleine charge de la centrale de cogénération. Pour la production d'électricité, des combinaisons d'installations photovoltaïques et d'éoliennes ont été prises en compte. Les principales caractéristiques de configuration des scénarios simulés sont résumées dans le tableau II Tableau II.4 .

Tableau II-4: : dimensionnement et composants des systèmes énergétiques décentralisés avec la centrale de cogénération MAH 33.3 TI 311A

(BHKW : centrale de cogénération ; PV : photovoltaïque ; BAT : stockage par batterie ; WKA : éolienne ; HP : pompe à chaleur).

Scénario	avec PV	avec PV et WKA
BHKW	38 kWel , 53,7 kWth	
PV	1,8 MWp	0,9 MWp
BAT	500 kWh	
WKA	-	0,5 MWp
HP	197 kW	

Afin d'optimiser l'utilisation des ressources, la centrale de cogénération a été exploitée dans le modèle de simulation avec une stratégie de modulation. Cette décision s'appuie sur des études antérieures (Florian Beerlage, 2024) qui ont montré qu'une centrale de cogénération modulée nécessite environ 900 kg d'hydrogène de moins par an qu'une centrale fixe (13 700 kg) à condition que l'hydrogène soit disponible en continu. Cette économie s'accompagne toutefois d'une légère baisse du rendement et d'une couverture thermique moindre (56 % contre 59 %). En raison du coût élevé de la production d'hydrogène, le mode de fonctionnement modulé a néanmoins été privilégié.

La structure de ce scénario est présentée dans l'Figure II.2 . Les blocs orange représentent les combinaisons de variations étudiées, le bloc gris indique le paramètre pour le balayage (variation des paramètres) et les blocs blancs représentent les constantes pendant les cycles. Six scénarios ont été simulés pour évaluer la réduction des émissions. Un facteur d'émission de CO₂e de 66 g/kWh a été supposé pour l'électricité achetée au réseau, ce qui correspond à la valeur moyenne pour l'électricité verte allemande. Les simulations montrent que la combinaison de l'énergie photovoltaïque, de l'énergie éolienne et du stockage par batterie permet de réduire considérablement les émissions. En revanche, une augmentation supplémentaire du stockage d'hydrogène au-delà de 500 m³ n'apporte guère d'avantages supplémentaires en termes de réduction des émissions de CO₂e (voir Figure II.8).

Toutefois, des volumes supérieurs à 50 m³ sont déjà difficiles à réaliser du point de vue communal. Cela soulève des questions fondamentales quant à la faisabilité technique et économique de tels systèmes.

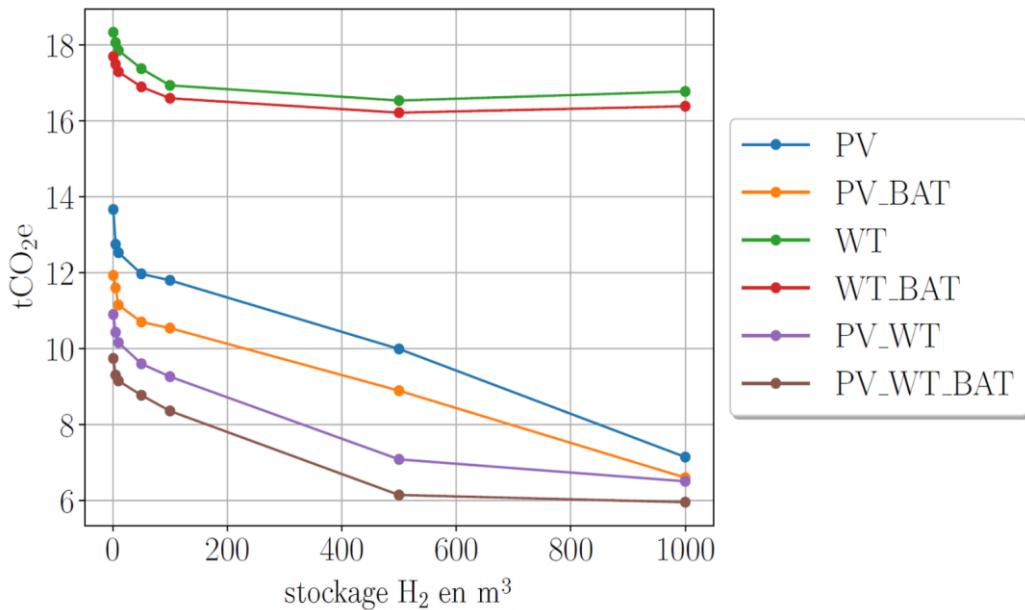


Figure II-8: émissions de CO₂e en fonction de la taille du réservoir d'hydrogène (à 80 bars) (CO₂e : équivalent dioxyde de carbone ; PV : photovoltaïque/installation photovoltaïque ; BAT : batterie/stockage par batterie ; WT : éolienne/installation éolienne ; H₂ : hydrogène).

En outre, les heures à pleine charge de la centrale de cogénération et la couverture thermique ont été prises en compte en fonction de la taille du réservoir (voir Figure II-9). Les scénarios avec PV atteignent des temps de fonctionnement nettement plus élevés, tandis que les scénarios purement éoliens sont limités par une production d'électricité irrégulière. Les résultats des simulations montrent que les systèmes d'approvisionnement à base d'hydrogène peuvent en principe réduire les émissions de CO₂e.

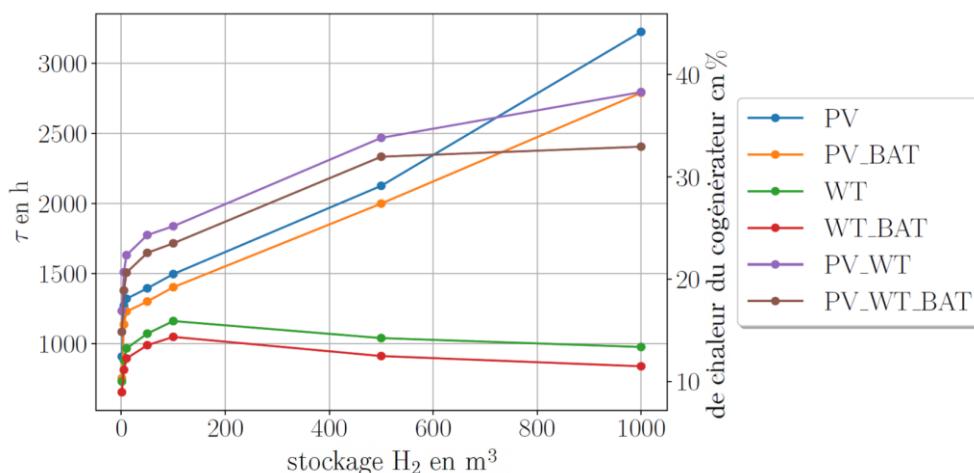


Figure II-9 : heures à pleine charge et couverture thermique de la centrale de cogénération (CO₂e : équivalent dioxyde de carbone ; PV : photovoltaïque ; BAT : batterie ; WT : éolienne ; H₂ : hydrogène ; τ : temps).

Cependant, elles révèlent également des limites techniques évidentes, notamment en termes de besoins de stockage et de rentabilité. Une optimisation systématique tenant compte des coûts d'investissement et de la réduction des émissions de CO₂ n'a pas été réalisée dans le cadre du projet et reste un point ouvert pour des études complémentaires.

II.3.3. Mise en œuvre d'un système énergétique basé sur l'hydrogène au niveau communal

Dans le cadre du projet CO2InnO, une compréhension approfondie des exigences techniques et organisationnelles liées à la mise en place d'un système de cogénération à hydrogène a été développée. Il en résulte une feuille de route décrivant les étapes clés qu'une commune doit suivre pour planifier et mettre en œuvre avec succès un tel système.

Au début, une commune devrait effectuer une analyse détaillée des besoins énergétiques de tous les bâtiments concernés. Cela comprend à la fois la consommation d'électricité et de chaleur, idéalement sur la base de profils de charge à haute résolution temporelle. Parallèlement, il est judicieux de recenser les infrastructures existantes, par exemple les installations photovoltaïques, les systèmes de chauffage ou les appareils de mesure. Sur cette base, des objectifs concrets peuvent être formulés, tels que la réduction des émissions de CO₂, une part plus importante d'énergies renouvelables ou une meilleure sécurité d'approvisionnement.

L'étape suivante consiste à mettre en place une infrastructure de surveillance appropriée. Comme le démontre le projet CO2InnO, les systèmes hybrides combinant le M-Bus câblé et la technologie sans fil LoRaWAN sont idéaux pour assurer la collecte continue de données dans les bâtiments municipaux. Ces données constituent la base de la simulation de configurations système potentielles.

Un élément central du projet était le développement d'un modèle de simulation numérique qui traite les données de consommation réelles et représente différents scénarios. Les communes peuvent utiliser ce modèle accessible au public pour tester différentes combinaisons de centrales de cogénération, d'électrolyseurs, de systèmes de stockage et de pompes à chaleur en termes d'adéquation technique et écologique. Différentes stratégies de contrôle ou variantes d'extension peuvent également être prises en compte.

Sur la base des résultats de la simulation, les technologies appropriées sont ensuite sélectionnées et les différents composants dimensionnés. La pratique a montré qu'un mode de fonctionnement de la centrale de cogénération basé sur la chaleur, combiné à une pompe à chaleur complémentaire, offre une grande flexibilité. La taille du réservoir de stockage d'hydrogène est un facteur critique : du point de vue de nombreuses communes, des réservoirs de plus de 50 m³ à 80 bars sont difficiles à réaliser. Il faut en tenir compte lors de la conception du système global.

Dès qu'un concept technique est disponible, la mise en œuvre de la planification commence. Cela comprend le choix d'un site approprié, en raison de la taille critique du réservoir H₂, la coordination avec les autorités, l'obtention des autorisations nécessaires et l'examen des aspects liés à la sécurité. Parallèlement, il convient de réaliser une première analyse de rentabilité , dans laquelle les coûts d'investissement et d'exploitation sont comparés aux économies de CO₂ attendues. Les subventions au niveau régional, fédéral ou européen peuvent jouer un rôle important à cet égard.

La mise en œuvre comprend enfin l'appel d'offres, l'installation et la mise en service des composants du système ainsi que la formation du personnel. Même après le démarrage de l'exploitation, une surveillance continue est nécessaire afin d'optimiser le flux d'énergie et de détecter à temps d'éventuels écarts.

Dans l'ensemble, il apparaît que la mise en place d'un système de cogénération à hydrogène, bien que soumise à des exigences considérables, peut être bien structurée et accompagnée de manière efficace grâce à des outils de planification et de simulation numériques.

II.3.4. Évaluation du point de vue communal

Du point de vue de la Stadt Offenburg, le projet CO₂InnO fournit des informations précieuses sur la faisabilité technique et les limites des systèmes d'approvisionnement à base d'hydrogène dans le contexte communal. Les simulations basées sur des profils de consommation réels permettent une évaluation pratique des différentes architectures de systèmes et de leur potentiel de réduction des émissions de CO₂e.

Il convient de souligner en particulier le réalisme du modèle et la transparence des hypothèses retenues. La combinaison d'une centrale de cogénération, d'un électrolyseur PEM, d'installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'une pompe à chaleur démontre une grande flexibilité technique. Les résultats de la simulation confirment que l'utilisation ciblée d'énergies renouvelables et de stratégies d'exploitation modulées permet de réduire considérablement les émissions.

Dans le même temps, les résultats montrent également des limites claires : les tailles de stockage nécessaires pour un approvisionnement tout au long de l'année, en particulier pour l'hydrogène, sont difficiles à réaliser du point de vue communal. Des volumes supérieurs à 50 m³ à une pression de 80 bars imposent déjà des exigences élevées en matière de sécurité, de coûts et d'espace. Même avec des stratégies d'exploitation optimisées, la viabilité économique de tels systèmes reste discutable. La modulation permet certes de réduire la consommation d'hydrogène, mais cela se fait au détriment de la couverture thermique.

Un autre point concerne la configuration choisie pour le système : l'utilisation parallèle d'une centrale de cogénération et d'une pompe à chaleur augmente la complexité du système et soulève des questions quant à l'efficacité des ressources. Avant toute mise en œuvre, il

conviendrait d'examiner si des concepts alternatifs, tels qu'un approvisionnement en chaleur purement électrique avec stockage thermique, seraient plus économiques et plus robustes.

Il faut également tenir compte du fait que certains bâtiments communaux d'Offenbourg ont déjà fait l'objet d'une rénovation énergétique. Cela réduit certes les besoins en chaleur, mais il faut s'attendre à ce que les profils de charge changent globalement, non seulement en termes de niveau, mais aussi en termes de durée. Cela est notamment dû aux nouvelles technologies de fourniture de chaleur et de ventilation qui sont mises en œuvre dans le cadre de la rénovation. La ville d', est actuellement en phase de mise en service et de collecte de données pour ces bâtiments. La modélisation future de ces effets constitue un projet de recherche important afin de préciser davantage la planification du système.

Enfin, une optimisation systématique tenant compte des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation et du potentiel de réduction des émissions de CO₂ aurait permis aux acteurs municipaux de prendre des décisions plus éclairées. Cet aspect n'a pas été abordé dans le projet, mais reste très important pour des études plus approfondies.

Dans l'ensemble, malgré les limites mentionnées, le projet offre une base technique solide pour la poursuite de la recherche et la planification stratégique d'un approvisionnement énergétique respectueux du climat au niveau communal.

II.3.5. Utilisation de l'interface utilisateur graphique

Afin de simplifier l'utilisation du modèle de simulation développé, une interface utilisateur graphique (GUI) a été mise en place dans le langage de programmation Python. L'objectif était notamment de permettre aux acteurs communaux sans connaissances en programmation d'analyser différentes configurations de systèmes et de simuler leurs effets sur les émissions et les flux énergétiques. La GUI offre ainsi un accès facile à l'utilisation du jumeau numérique. L'interface est divisée en trois zones de saisie interactives :

1. saisie des données du modèle (par exemple, profils de consommation),
2. définition des paramètres du système (par exemple, dimensionnement des différents composants),
3. Définition des conditions de simulation (par exemple, périodes ou stratégies de régulation).

Un premier aperçu de l'interface utilisateur est présenté dans Figure II10 .

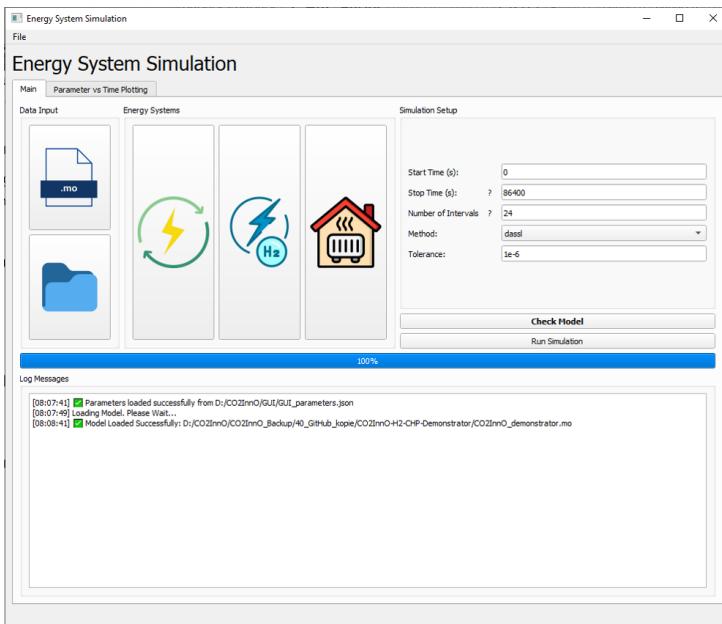


Figure II-9: le tableau de bord de l'interface utilisateur

Pour une analyse plus détaillée, l'interface graphique offre un traceur de résultats intégré qui permet de représenter graphiquement les données calculées et de les évaluer directement. Cela comprend à la fois les bilans énergétiques et l'évolution dans le temps des émissions de CO₂, des niveaux de stockage et des modes de fonctionnement.

Une notice d'installation et d'utilisation détaillée pour l'utilisation de l'interface graphique est jointe en annexe.

II.4. Problèmes et défis

Au début du projet, il était prévu que la centrale de cogénération, en tant que composant central, fournisse la quantité d'énergie nécessaire. L'accent a donc d'abord été mis sur la couverture de la charge thermique de base par la centrale de cogénération.

Une évolution du modèle de simulation visant à examiner plus précisément la couverture des pics de charge thermique par la centrale de cogénération avait été envisagée, mais n'a finalement pas été mise en œuvre au cours du projet. Cela s'explique principalement par le temps considérable nécessaire à la programmation et par la complexité supplémentaire du modèle, en particulier dans le contexte d'un manque de soutien technique de l'environnement Modelica. Compte tenu du calendrier du projet, il a été décidé de ne pas poursuivre cette extension. Cette approche sera plutôt envisagée dans le cadre d'un éventuel projet ultérieur.

Au cours du projet, plusieurs séries d'échanges entre les partenaires ont permis de discuter de considérations plus approfondies afin de donner au projet une orientation plus pratique, en plus de sa profondeur technique. L'objectif était de créer des bases décisionnelles réalistes pour les acteurs municipaux, en tenant compte des budgets limités et des objectifs ambitieux en matière de neutralité climatique d'ici 2035.

C'est ainsi qu'est née, entre autres, l'idée de compléter le modèle de simulation développé par une perspective d'optimisation. Au lieu de simuler uniquement des scénarios individuels, il aurait été envisageable de comparer automatiquement différents systèmes d'énergie verte à l'aide de méthodes mathématiques, par exemple en termes de coûts d'investissement et de potentiel de réduction des émissions de CO₂. Une telle approche aurait contribué à mieux classer la pertinence des systèmes basés sur l'hydrogène, notamment par rapport à d'autres technologies décentralisées.

Une comparaison directe avec des concepts alternatifs, tels que l'approvisionnement en chaleur purement électrique, n'était pas prévue dans le cadre du projet. L'accent a été mis sur l'étude d'un concept de cogénération décentralisée. Une telle comparaison aurait nécessité une extension complète du modèle de simulation, ce qui aurait également demandé beaucoup de temps. Pour ces raisons, elle n'a pas été réalisée.

La mise en œuvre de cette idée n'était toutefois pas possible dans le cadre du calendrier du projet et n'était pas non plus explicitement prévue dans la demande de projet initiale. Néanmoins, le consortium a reconnu la pertinence de ce sujet, qui reste un point de départ pour de futures recherches. Au niveau communal en particulier, il est nécessaire de disposer d'outils qui fournissent non seulement des résultats scientifiquement fondés, mais qui permettent également une évaluation pratique des critères économiques et écologiques.

En outre, en raison de la complexité de la programmation, il n'a pas été possible dans un premier temps d'intégrer le cadre juridique dans l'outil de simulation. Cela reste également un point de départ pour un éventuel projet de suivi.

En outre, l'utilisation de l'interface graphique a révélé certains défis techniques, notamment lors de l'installation des bibliothèques open source nécessaires. Bien que les solutions open source offrent de grands avantages en termes de transparence et de gratuité, leur utilisation nécessite parfois des connaissances techniques préalables et une documentation minutieuse. L'interface graphique développée remplit son objectif et offre un moyen accessible de réaliser et de visualiser des simulations, en particulier pour les utilisateurs techniquement avertis. Une évolution vers une solution web encore plus facile d'accès serait une prochaine étape judicieuse pour promouvoir l'utilisation communale.

II.5. Écarts par rapport au plan du projet

Aucun compteur intelligent n'a été mis en place dans le cadre du projet, car le banc d'essai de la centrale de cogénération a été spécialement conçu à des fins de recherche en tant qu'unité individuelle. Au lieu d'un générateur, la centrale de cogénération était couplée à un frein à courant de Foucault, de sorte qu'aucune énergie électrique ne pouvait être injectée ou mesurée directement. Cependant, la puissance mécanique produite a pu être déterminée

mathématiquement à partir des données de mesure du frein. La chaleur générée lors de la combustion a été analysée à partir de mesures de température des gaz d'échappement. L'étude initialement prévue dans le cadre du projet sur l'interaction entre le moteur de la centrale de cogénération, l'électrolyseur et l'unité de compression n'a pas pu être réalisée au cours du projet. Cela s'explique par des retards de livraison, des problèmes de personnel et des problèmes techniques chez le fournisseur de l'unité de compression. En raison de l'absence de composants, il n'a pas été possible de réaliser les tests système et les analyses de fonctionnement prévus dans le cadre du projet. Les études se sont donc limitées à des tests isolés des différents composants, en particulier du moteur de la centrale de cogénération et de l'électrolyseur. Pour un fonctionnement combiné futur, l'unité de compression – ou l'unité de stockage correspondante – devrait être physiquement adaptée ou mise à l'échelle aux exigences spécifiques de la production et de la consommation d'hydrogène. C'est la seule façon de garantir un fonctionnement efficace et sûr du système.

II.6. Perspectives

Les modèles et outils de simulation développés dans le cadre du projet montrent que les centrales de cogénération à hydrogène peuvent en principe être intégrées dans les systèmes énergétiques municipaux et contribuer à réduire les émissions de CO₂e. Dans le même temps, il est apparu clairement que des études approfondies sont encore nécessaires pour évaluer de manière fiable la faisabilité pratique, notamment en ce qui concerne les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et l'évolutivité de ces systèmes dans des conditions réelles.

Du point de vue des acteurs communaux, il existe donc un besoin évident de recherche afin de pouvoir comparer systématiquement différents systèmes énergétiques verts à l'aide de modèles d'optimisation. L'objectif est d'identifier des solutions techniquement réalistes qui permettent de réduire au maximum les émissions de CO₂ tout en tenant compte des budgets disponibles.

Une prochaine étape pourrait consister à étendre l'environnement de simulation existant à l'aide de méthodes d'intelligence artificielle. Cela permettrait de créer une plateforme de planification conviviale grâce à laquelle les décideurs communaux pourraient modéliser et évaluer des scénarios et les adapter à des cas d'application concrets, par exemple en lien avec l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques ou la combinaison de différentes sources d'énergie renouvelables. Cela permettrait de concevoir des projets énergétiques futurs de manière holistique et de les mettre en œuvre de manière pratique.

III. Rapport du lot de travail no. 3

Démonstration de mobilité durable

Membres :

Barbara Koch, directrice de la chaire de télédétection et des systèmes d'information géographique (FeLis), directrice du centre d'innovation Steinbeis InnoSUN

Adem Uğurlu, coordinateur de projet, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Wolfgang Brozio, FeLis – Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Kristina Bach, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Nicolas Krier, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Natasha Gapare FeLis - Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Silke Kilius, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Vulla Parasote, directrice générale de TRION Climate

Jeanne Le Chanony, TRION Climate

Sylvia Husel, TRION Climate

Max Krauter, TRION Climate

III.1. Mobilité durable grâce à l'hydrogène

Afin de dresser un état des lieux cartographique de la mobilité durable en Suisse, en France et en Allemagne, TRION-climate e.V. a mené une enquête sur la mobilité durable auprès des collectivités territoriales de la région du Rhin supérieur. Les objectifs étaient multiples :

- identifier les meilleures pratiques en matière de mobilité durable,
- recenser le nombre et la répartition des différents types de véhicules dans les flottes des collectivités territoriales,
- faire le point sur les développements futurs et les projets prévus en matière de mobilité durable dans la région du Rhin supérieur,
- créer une base de données, suivie d'une visualisation cartographique en collaboration avec GeoRhena.

Les travaux ont débuté au printemps 2023 par le choix d'une méthodologie appropriée pour établir un inventaire cartographique de la mobilité durable. Il a été décidé de mener une enquête auprès des collectivités territoriales de la région du Rhin supérieur.

À cette fin, TRION-climate e.V. a recensé les collectivités territoriales de la région du Rhin supérieur (EPCI, districts, villes, etc.) avec leurs interlocuteurs respectifs et a parallèlement élaboré un questionnaire destiné à ces différentes collectivités. Ce questionnaire a d'abord été testé avec les partenaires du projet Interreg CO2InnO avant d'être rendu public.

1. L'enquête était divisée en quatre parties principales :
2. Fiche d'information sur la collectivité territoriale
3. Parc automobile et bonnes pratiques
4. Politique, accessibilité et communication
5. Mobilité transfrontalière, projets actuels et futurs

The screenshot shows the beginning of a survey titled "Umfrage zur nachhaltigen Mobilität". It includes a brief introduction, a note about the duration (less than 15 minutes), and a statement about the survey being divided into four parts. Below this, there's a section for project information, mentioning "CO2InnO" and "TRION-climate". Logos for various partners like KIT, Ifu, Ifh, and Ifw are displayed at the bottom.

Figure III-1: Extrait du questionnaire sur la mobilité durable ©TRION-climate e.V.

La zone géographique couverte par la carte de la mobilité durable correspond au territoire de compétence de la Conférence du Rhin supérieur :

- Du côté français : le territoire de la Collectivité européenne d'Alsace
- Du côté allemand : la partie occidentale du Land de Bade-Wurtemberg (les districts urbains de Fribourg et Karlsruhe ainsi que les districts ruraux de Baden-Baden, Breisgau-Hochschwarzwald, Emmendingen, Karlsruhe, Lörrach, Ortenau, Rastatt et Waldshut) et la partie sud du Land de Rhénanie-Palatinat (les districts de Germersheim, Landau, Südliche Weinstraße et Südwestpfalz)
- Du côté suisse : les cantons de Bâle-Ville, Bâle-Campagne, Jura, Soleure et Argovie

Même si la Suisse ne fait pas partie du projet CO2InnO, TRION-climate e.V. reste une association trinationale et continue de collaborer avec la France, l'Allemagne et la Suisse. C'est pourquoi l'enquête s'adresse aux trois pays.

L'enquête s'adresse aux collectivités territoriales de la région du Rhin supérieur, plus précisément : du côté français, aux EPCI (Établissements Publics de Coopération Intercommunale = CC, CA et Eurométropole), aux différents districts (Landkreis, Stadtkreis, kreisfreie Stadt) du côté allemand, aux cantons du côté suisse et enfin aux villes de plus de 20 000 habitants. Cette limite correspond à la définition d'une « ville de taille moyenne ». Entités territoriales participantes :

- 15 districts : Baden-Baden, Breisgau-Hochschwarzwald, Emmendingen, Fribourg-en-Brisgau, Germersheim, Landau dans le Palatinat, district de Karlsruhe, Lörrach, district d'Ortenau, Sud-Ouest du Palatinat, Rastatt, district urbain de Karlsruhe, Route des vins du Sud, Sud-Ouest du Palatinat, Waldshut
- 22 EPCI () : Saint-Louis Agglomération, CC Alsace Rhin Brisach, CC de Hanau-La Petite Pierre, CC de la Basse-Zorn, CC de la Région de Guebwiller, CC de la Vallée de Kaysersberg, CC de la Vallée de Munster, CC de la Vallée de la Doller et du Soultzbach, CC de l'Outre-Forêt, CC du Canton d'Erstein, CC du Centre du Haut-Rhin, CC du Pays de Niederbronn-les-Bains, CC du Pays de Ribeauvillé, CC du Pays de Saverne, CC du Pays Rhénan, CC du Ried de Marckolsheim, CC Sundgau, CC Sélestat, CC Sud Alsace Largue, Colmar Agglomération, Haguenau Agglomération, Mulhouse Alsace Agglomération
- 5 cantons : Argovie, Bâle-Campagne, Bâle-Ville, Jura, Soleure
- 28 villes : Aarau, Achern, Bad Krozingen, Bretten, Bruchsal, Bühl, Emmendingen, Ettlingen, Gaggenau, Germersheim, Illkirch-Graffenstaden, Kehl, Lahr, Lörrach, Mulhouse, Oberkirch, Offenburg, Rastatt, Rheinfelden, Rheinstetten, Saint-Louis,

Schiltigheim, Schopfheim, Stutensee, Waldkirch, Waldshut-Tiengen, Waghäusel, Weil am Rhein

Plus de 80 % des collectivités territoriales interrogées ont participé à l'enquête. À l'issue de cette enquête, nous avons obtenu une série de résultats, par exemple :

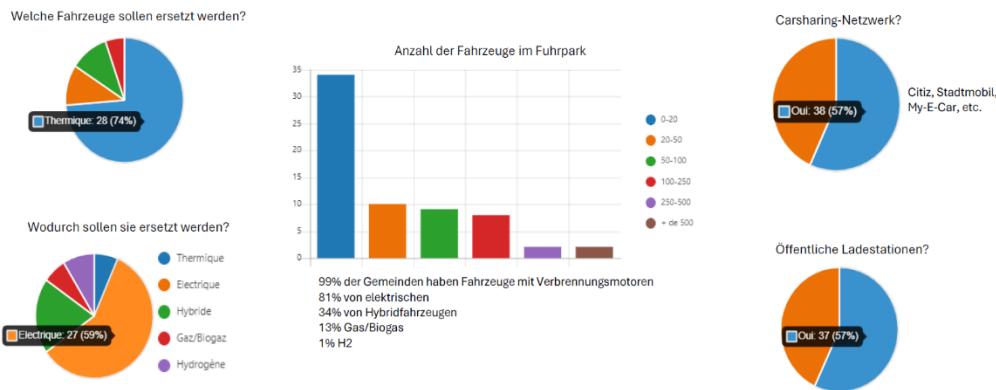


Figure III-2: Extraits des résultats de l'enquête sur la mobilité durable ©TRION-climate e.V.

Après avoir évalué les résultats de l'enquête, TRION-climate e.V. les a analysés et résumés sous forme de fiches descriptives pour chaque région. GeoRhena, le système d'information géographique pour le Rhin supérieur, a représenté toutes les informations sur une carte interactive.

Sur la carte, les zones susmentionnées sont représentées par des couleurs différentes afin d'indiquer quelles collectivités territoriales ont répondu à l'enquête et lesquelles ne l'ont pas fait. Comme il s'agit d'une carte interactive, il est possible de cliquer sur chaque zone colorée en vert pour ouvrir un fichier qui résume les réponses de la collectivité territoriale concernée à l'enquête. La carte offre ainsi un profil de réponse clairement résumé pour chaque unité territoriale interrogée, accessible en un seul clic.

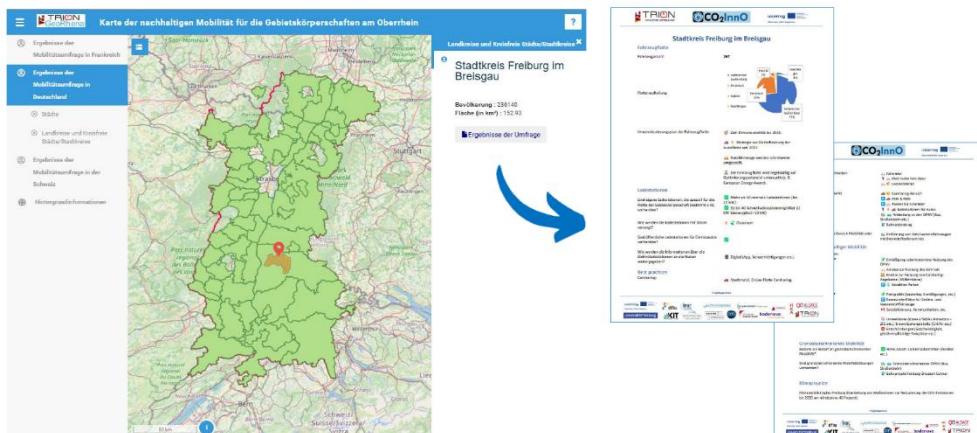


Figure III-3: : Extrait de la carte sur la mobilité durable des collectivités territoriales dans la région du Rhin supérieur ©TRION-climate e.V.

Au final, le travail réalisé dans le cadre de notre projet Interreg nous a permis d'identifier les bonnes pratiques, mais surtout de dresser un état des lieux de la mobilité durable dans la région du Rhin supérieur.

La prochaine étape importante serait d'obtenir les réponses de toutes les collectivités territoriales interrogées.

En outre, la carte pourrait être développée davantage sur le plan thématique, par exemple en se spécialisant dans les flottes de véhicules publics. Cela permettrait de se concentrer sur un seul thème à la fois et pourrait ainsi toucher un autre public cible.

III.2. Mobilité électrique durable et son lien avec la cogénération

III.2.1. Contexte

Dans le domaine de la mobilité, le potentiel de réduction des émissions de CO₂ est également abordé. Dans les trois pays riverains de la région du Rhin supérieur, environ un quart à un tiers des émissions sont imputables au trafic routier. Dans tous les cas, le trafic routier représente plus de 95 % des émissions (Agence fédérale allemande pour l'environnement, 2024 ; OFEV, 2025 ; Commissariat général au développement durable, 2021). Au vu de ces chiffres, il est logique de poursuivre la décarbonisation des transports. La mobilité est essentielle dans la région du Rhin supérieur, qui est densément interconnectée, mais le trafic routier représente également un facteur d'émission considérable. Les transports publics jouent un rôle important, mais ils ne peuvent pas remplacer le transport individuel et ne le feront pas. Dans l'étude présentée, le transport individuel est donc examiné comme un élément important de la mobilité, y compris à l'avenir.

Pour la transition vers la mobilité électrique, le raccordement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques aux systèmes de cogénération présente également un intérêt. L'objectif du projet est donc d'analyser les structures existantes en matière de mobilité électrique dans le secteur automobile, de dresser un état des lieux et, sur cette base, de développer des objectifs régionaux. L'utilisation toujours dominante des combustibles fossiles dans le transport individuel entraîne l'émission de grandes quantités de CO₂. Dans le contexte de l'objectif politique de neutralité climatique, il est donc nécessaire de passer rapidement à des solutions de mobilité à faibles émissions ou neutres en termes de gaz à effet de serre dans le transport de personnes. L'électrification du transport individuel grâce à des véhicules électriques à batterie (BEV) offre actuellement le plus grand potentiel de réduction rapide des émissions de CO₂, car elle est considérée comme la forme de mobilité la plus efficace sur le plan énergétique.

Une approche innovante et économiquement intéressante qui s'ouvre dans ce contexte est la réinjection d'électricité provenant des batteries des véhicules dans le réseau (Vehicle-to-Grid, V2G). Combinée aux technologies de comptage intelligent, elle permet un stockage d'énergie

utile au réseau qui contribue à stabiliser et à flexibiliser le système électrique. Cette interface technologique ouvre de nouvelles possibilités pour envisager les installations de cogénération et la mobilité électrique comme des systèmes énergétiques intégrés.

Afin de pouvoir évaluer de manière réaliste les potentiels régionaux, il est tout d'abord nécessaire de procéder à une analyse complète de la situation actuelle et des développements prospectifs. Les analyses nationales réalisées jusqu'à présent sur la mobilité électrique ne sont souvent pas transfrontalières. Il manque largement une analyse différenciée de la situation dans la région du Rhin supérieur, au-delà de l'Allemagne, de la France et de la Suisse.

Les questions particulièrement pertinentes à cet égard sont le nombre de véhicules électriques actuellement immatriculés dans la région, la part de l'infrastructure de recharge en tant que moteur de la mobilité électrique et sa répartition entre les sites publics, commerciaux et privés. Actuellement, le taux d'électrification dans la région du Rhin supérieur est en moyenne inférieur à 5 % dans les trois pays [cf. KBA, 2024 ; Ministère de la Transition écologique, 2024 ; BfS, 2024]. Le nombre de véhicules immatriculés augmente continuellement, mais la grande majorité d'entre eux sont encore équipés de moteurs à combustion.

Le transport individuel motorisé devrait être aussi peu polluant que possible, ce qui peut être réalisé notamment grâce à l'électrification progressive des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers.

Les nouvelles technologies telles que l'électromobilité se heurtent à un problème structurel, à savoir *le dilemme de l'œuf et de la poule* : la demande et les infrastructures sont interdépendantes. Cependant, il existe désormais un large consensus sur la nécessité de développer d'abord une infrastructure de recharge complète afin de stimuler la demande de véhicules électriques^{4, 5}.

L'Allemagne, la France et la Suisse suivent ce principe, mais leurs approches méthodologiques et leurs objectifs diffèrent considérablement. Alors que l'Allemagne et la France, en tant que membres de l'UE, sont soumises au règlement (UE) 2023/1804 relatif au déploiement d'une infrastructure pour les carburants alternatifs (AFIR), la Suisse, qui n'est pas membre de l'UE, n'y est pas formellement liée. Dans les faits, elle s'aligne toutefois souvent sur les exigences de l'UE et est partiellement intégrée à celle-ci par le biais d'accords bilatéraux.

Les objectifs nationaux en matière d'électrification des transports et d'infrastructure de recharge sont documentés dans les rapports d'inventaire nationaux (NIR) et les cadres politiques nationaux (NPF) respectifs. En Allemagne, le NPF actuel⁶ prévoit la mise en place

⁴https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mlr/intern/dateien/PDFs/L%C3%A4ndlicher_Raum/2018_05_04_Studie_LIS_MLR.pdf

⁵ <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/politik-zukunft/elektromobilitaet/ladeinfrastruktur>

⁶[https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/system/files/documents/2022-12/Germany%20NPF%20\(EN\)_0.pdf](https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/system/files/documents/2022-12/Germany%20NPF%20(EN)_0.pdf)

d'un million de points de recharge d'ici 2030. Le gouvernement fédéral s'est fixé pour objectif 15 millions⁷,⁸ de véhicules électriques. La France⁹ prévoit 4,5 millions de BEV¹⁰ et 2,1 millions de PHEV ainsi que 400 000 points de recharge publics¹¹ d'ici 2030.

Les objectifs ont été révisés à plusieurs reprises ces dernières années. En Allemagne, l'objectif de 15 millions de véhicules électriques d'ici 2030 n'a été revu à la hausse que dans l'accord de coalition du gouvernement « feu tricolore ». Les projections de la France varient également considérablement, par exemple entre les chiffres officiels de *la Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) et les estimations du gestionnaire de réseau de transport RTE, qui prévoit jusqu'à 15,6 millions de véhicules électriques d'ici 2035. Il est donc difficile d'établir des prévisions fiables et uniformes à l'échelle transfrontalière concernant le développement de la mobilité électrique dans la région du Rhin supérieur.

Au regard des objectifs fixés, les questions centrales suivantes se posent pour le sous-projet du WP3 :

- 1. Quelle est la puissance de recharge actuellement installée pour les véhicules électriques dans la région du Rhin supérieur et comment est-elle répartie dans l'espace ?**
- 2. Quelle est la puissance de recharge nécessaire dans la région du Rhin supérieur pour répondre aux exigences réglementaires et aux objectifs de l'UE dans le cadre du paquet « Fit for 55 » et comment celle-ci est-elle répartie dans l'espace public ?**
- 3. Dans quelle mesure les exigences de l'AFIR sont-elles respectées et où subsistent des lacunes ?**
- 4. Comment cette puissance de recharge est-elle répartie géographiquement entre le secteur privé et le secteur commercial selon les pays ?**
- 5. Quelle est l'utilisation dans des scénarios avec différentes proportions de voitures électriques dans la région ?**
- 6. Quel est le potentiel d'intégration d'une infrastructure de recharge avec fonction de réinjection (V2G) dans les installations de cogénération ?**

⁷<https://dserver.bundestag.de/btd/20/105/2010591.pdf>

⁸<https://www.bcg.com/press/31july2024-15-millionen-e-autos-bis-2030-politisches-zogern-und-zolle-fur-importe-aus-china-rucken-ziel-in-weite-ferne>

⁹https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/12/NOW_E-Mobilitaet-international_Dossier-Frankreich.pdf

¹⁰https://www.avere-france.org/wp-content/uploads/2023/09/AVERE_Hit_the_Road_TOME_2.pdf

¹¹<https://presse.economie.gouv.fr/dp-le-gouvernement-fixe-le-cap-de-7-millions-de-bornes-de-recharge-pour-vehicules-electriques-en-2030/#:~:text=DP%20%20Le%20Gouvernement%20fixe%20le%20cap,de%20recharge%20pour%20v%C3%A9hicules%20%C3%A9lectriques%20en%202030>

III.3. Analyses réalisées

Afin de répondre aux questions de recherche formulées au début, différentes analyses empiriques et spatiales ont été réalisées. Basées sur des sources de données publiques et spécifiques à la région, celles-ci doivent permettre une évaluation aussi complète que possible de l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques dans la région du Rhin supérieur. En raison de la disponibilité hétérogène des données entre l'Allemagne, la France et la Suisse, toutes les analyses n'ont pas pu être réalisées à l'échelle nationale. Certaines analyses ne fournissent donc des résultats fiables que pour certaines régions nationales.

Un élément méthodologique central est la **cartographie et l'analyse** des points de recharge à l'aide d'un **système d'information géographique (QGIS)**. Cela permet non seulement une évaluation différenciée dans l'espace, mais aussi l'identification des densités d'approvisionnement, des lacunes en matière d'infrastructure et des modèles régionaux. Malgré les différences administratives et réglementaires entre les trois pays, des structures et des tendances générales ont pu être identifiées, ce qui permet une généralisation partielle des résultats pour l'ensemble de la région.

Les étapes d'analyse suivantes ont été réalisées :

- 1. Inventaire de l'infrastructure de recharge dans la région du Rhin supérieur**

Un inventaire détaillé et géolocalisé des points de recharge a été établi à partir de bases de données publiques (par exemple Open Charge Map, registre des bornes de recharge de l'Agence fédérale des réseaux, GIREVE pour la France, evmap.ch pour la Suisse). Cet inventaire sert de base à toutes les analyses suivantes.

- 2. Analyse du respect des exigences réglementaires (AFIR & RTE-T)**

Les points de recharge ont été analysés au regard des exigences du *règlement européen sur les infrastructures pour les carburants alternatifs* (AFIR, règlement (UE) 2023/1804) et des spécifications RTE-T (réseaux transeuropéens de transport) (règlement (UE) n° 1315/2013), notamment en ce qui concerne les distances minimales requises et la puissance de recharge le long des corridors RTE-T (cf. Commission européenne, 2023).

- 3. Analyse de l'utilisation des points de recharge publics au moment de l'enregistrement et dans différents scénarios de mobilité électrique**

Des scénarios avec une part de 50 % ou 100 % de véhicules électriques à batterie dans le transport individuel motorisé ont été modélisés. Sur la base de comportements de recharge empiriques (par exemple, à partir des protocoles de recharge des opérateurs, d'études chronologiques ou de simulations – cf. Plötz et al., 2020 ; Agora Verkehrswende, 2021), il a été estimé quel serait le taux d'utilisation de l'infrastructure de recharge existante dans ces conditions et si des goulots d'étranglement étaient à prévoir. Ces conclusions sont particulièrement

pertinentes pour une éventuelle connexion à des installations de cogénération.

4. Comparaison avec le réseau de stations-service existant

Afin d'améliorer la convivialité et l'acceptation de la nouvelle infrastructure de recharge, une analyse a été réalisée pour déterminer dans quelle mesure la répartition des points de recharge correspond à celle des stations-service conventionnelles. Cette analyse se base sur la cartographie des stations-service à partir de données open source (OpenStreetMap, 2024).

5. Estimation de la disponibilité des infrastructures de recharge privées

En l'absence de base de données cohérente pour les points de recharge privés, leur disponibilité et leur performance ont été estimées à titre d'exemple dans le cadre d'études de cas. Les données utilisées sont issues des rapports énergétiques communaux des fournisseurs. Les résultats permettent au moins de dégager une tendance concernant le rapport entre les points de recharge privés et publics dans différentes structures d'habitat (cf. ifeu, 2022).

6. Analyse bibliographique sur l'intégration du Vehicle-to-Grid (V2G) dans les systèmes de cogénération

Sur la base d'études internationales, nous avons examiné les conditions techniques et réglementaires dans lesquelles l'intégration des fonctionnalités V2G dans les structures de cogénération semble judicieuse (cf. EPEX SPOT, 2023 ; AIE, 2022 ; FfE, 2020). Nous nous sommes particulièrement intéressés aux aspects de la stabilité du réseau, du transfert de charge et de la flexibilité saisonnière .

Les sources de données concrètes, les méthodes QGIS et les résultats d'évaluation pour chaque point d'analyse sont décrits en détail dans les sections suivantes.

L'analyse de l'électromobilité dans la région du Rhin supérieur repose sur la saisie, la structuration et l'évaluation détaillées de l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques. Les études se sont concentrées sur la question de savoir si l'infrastructure actuellement installée répond aux exigences, comment elle est utilisée et quelles lacunes sont à prévoir à l'avenir. Une attention particulière a également été accordée à la répartition entre les infrastructures de recharge publiques et privées, ainsi qu'aux emplacements stratégiquement importants tels que les stations-service ou les nœuds RTE-T.

III.3.1. Cartographie des points de recharge publics

III.3.1.1. Approche méthodologique de l'analyse

Le point de départ de l'analyse est la création d'une carte QGIS qui représente la répartition géographique de tous les points de recharge publics dans la région du Rhin supérieur. Le terme « points de recharge » a été délibérément préféré à celui de « stations de recharge »,

car une station de recharge peut généralement disposer de plusieurs points de recharge (c'est-à-dire de connexions individuelles), ce qui entraînerait des distorsions. Une analyse au niveau des points de recharge permet donc une analyse plus précise de l'infrastructure réellement disponible. Dans ce qui suit, le terme « point de recharge » est utilisé pour désigner les connexions de recharge individuelles. Lorsque plusieurs points de recharge sont regroupés sur un site ou dans une installation, le terme « station de recharge » est également utilisé dans le texte.

La carte est basée sur les registres nationaux des trois pays concernés :

- Allemagne : Agence fédérale des réseaux (BNetzA)¹²
- France : Ministère de l'aménagement du territoire et de la décentralisation¹³
- Suisse : Office fédéral de l'énergie (OFEN)¹⁴

Outre de nombreuses autres informations, ces registres contiennent des informations géoréférencées sur l'emplacement, la puissance, l'exploitant et le type de connexion de l'installation de recharge. Malgré des différences nationales considérables dans la structure des données, une harmonisation minutieuse a permis d'établir la comparabilité des données. L'ajustement le plus important a été de faire en sorte que chaque ligne d'un ensemble de données contienne exactement un point de recharge avec la puissance de recharge correcte correspondante. Cela a été réalisé grâce à la programmation de scripts spécialement conçus à cet effet.

Pour la représentation cartographique, la région du Rhin supérieur a été divisée en deux niveaux d'analyse : les sous-régions nationales et les unités administratives locales. Les unités administratives locales comprennent 14 villes et districts en Allemagne, 41 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI ou intercommunalités) en France et 5 cantons en Suisse, dont certaines sont également divisées en sous-régions. Les 60 unités administratives permettent une analyse granulaire, en particulier du côté français, où les intercommunalités choisies offrent une meilleure comparabilité que les départements supérieurs. En complément, les chiffres de population et d'immatriculation ont été intégrés afin de calculer des indicateurs tels que le nombre de points de recharge pour 1 000 habitants ou pour voiture électrique.

La carte QGIS disponible à l'adresse Figure III- 4 répertorie tous les points de recharge et stations-service à hydrogène (en bleu clair) situés dans la région du Rhin supérieur (état en

¹² <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html> (Données au 21/03/2024)

¹³ <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/fichier-consolidé-des-bornes-de-recharge-pour-vehicules-electriques/> (Données : 20/03/2024)

¹⁴ <https://opendata.swiss/de/dataset/ladestationen-fuer-elektroautos> (état des données : 25/03/2024)

2024). Les données ne correspondent pas entièrement à celles de l'Open Charge Map (OCM), c'est pourquoi il a été décidé de ne pas fusionner les deux sources de données.

Les points de recharge sont représentés par des couleurs différentes en fonction de leur puissance de recharge. **Les points de recharge normaux** (jusqu'à 22 kW) sont représentés en jaune, **les points de recharge rapide** (de 22 kW à 50 kW) en orange et **les points de recharge haute puissance** (de 50 kW à 350 kW et plus) en rouge.

La classification des points de recharge normaux et rapides repose sur les définitions de la directive européenne 2014/94/UE relative au déploiement d'une infrastructure pour les carburants alternatifs. L'article 2, points 4 et 5, stipule :

4. « Point de recharge normal » : un point de recharge permettant de transférer de l'électricité à un véhicule électrique avec une puissance de recharge maximale de 22 kW, à l'exception des dispositifs d'une puissance de recharge maximale de 3,7 kW installés dans des logements privés ou dont l'objectif principal n'est pas la recharge de véhicules électriques et qui ne sont pas accessibles au public.

5. Une « borne de recharge rapide » est une borne de recharge permettant de transférer de l'électricité à un véhicule électrique avec une puissance de recharge supérieure à 22 kW.

Ces termes ne sont pas utilisés de manière uniforme dans la littérature. EnBW (Energie Baden-Württemberg AG), par exemple, contrairement à la définition de la directive européenne, ne parle de station de recharge rapide qu'à partir d'une puissance de 50 kW. Plus de 10 ans se sont écoulés depuis la définition des termes dans la directive européenne susmentionnée. Entre-temps, la puissance de charge est considérablement plus élevée dans de nombreux endroits, de sorte qu'il est judicieux d'introduire une nouvelle catégorie désignant les stations de recharge dont la puissance de charge est nettement supérieure à 22 kW. Les stations de recharge à haute puissance sont celles qui peuvent fournir plus de 50 kW, jusqu'à 350 kW et plus pour un cycle de recharge.

III.3.1.2. Résultats de l'évaluation des stations de recharge

Les zones urbaines, en particulier à Strasbourg, Karlsruhe, Bâle et Fribourg et leurs environs, présentent une forte densité de stations de recharge, qui est également remarquablement élevée dans le canton suisse d'Argovie. Au total, en mars 2024, 4180 points de recharge étaient enregistrés auprès de la BNetzA dans la région allemande du Rhin supérieur, 2136 points de recharge dans la région française et 2267 points de recharge dans les cantons suisses de la région du Rhin supérieur auprès des organisations correspondantes (voir Figure III-4). La puissance de recharge totale installée au niveau national dans la région du Rhin supérieur est de 175 434 kW pour l'Allemagne, de 113 680 kW pour la France et de 85 812 kW pour la Suisse.

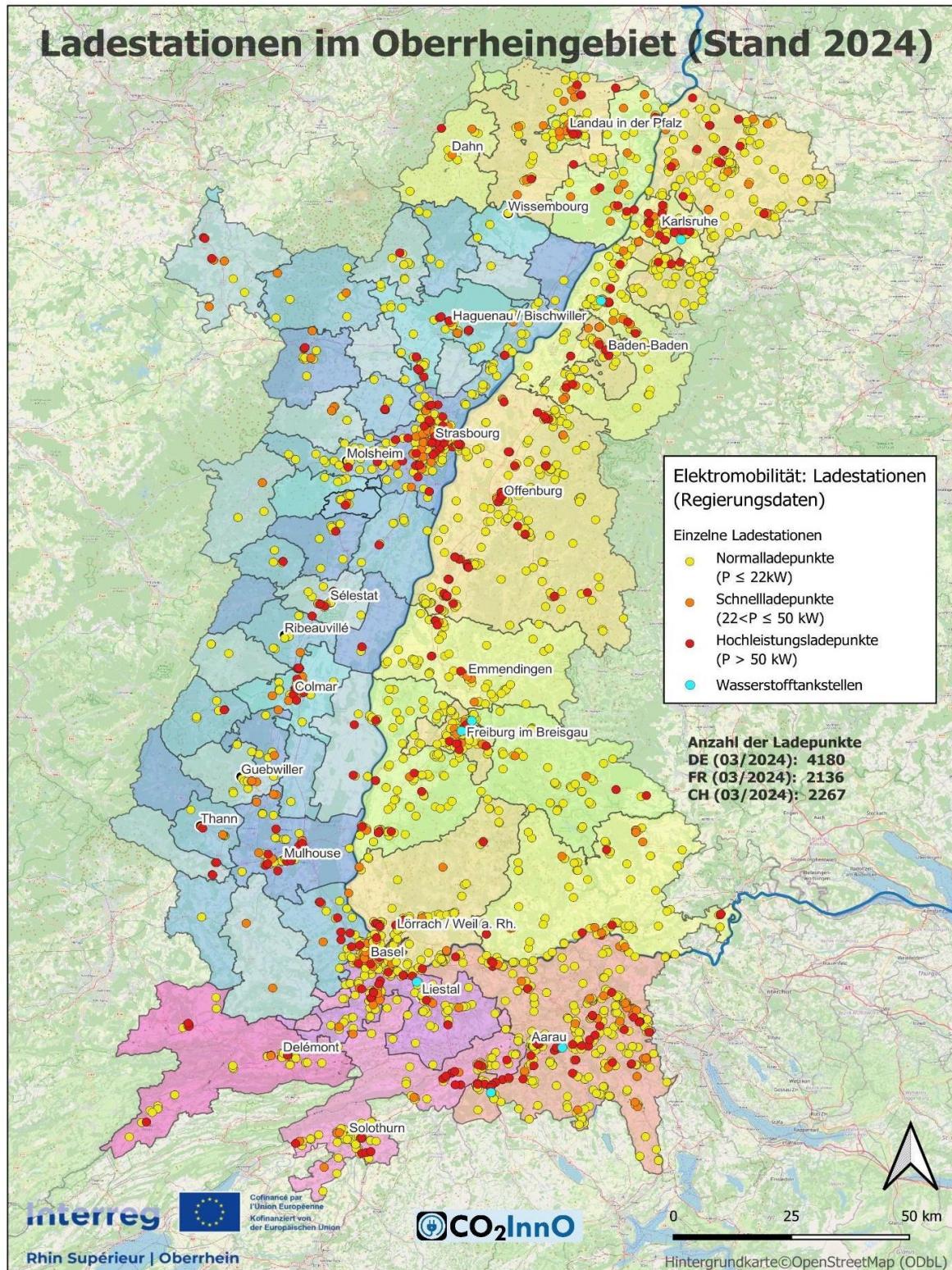


Figure III-4: QGIS carte des points de recharge dans les 60 unités administratives de la région du Rhin supérieur en 2024

Dans Figure III-5 la puissance de recharge régionale et l'infrastructure de recharge régionale sont présentées de manière synthétique. Dans les diagrammes à colonnes, la hauteur de chaque colonne correspond à la puissance de charge totale disponible dans une région. La partie jaune des diagrammes correspond à la puissance de charge disponible à partir des

points de charge normaux, la partie orange à celle des points de charge rapide et la partie rouge à celle des points de charge haute performance. La région d'Argovie et l'Ortenaukreis affichent les puissances de charge les plus élevées, ce qui se reflète dans les colonnes hautes par rapport aux autres régions. Cela s'explique notamment par le fait que ces régions sont les plus étendues en termes de superficie. Il est également frappant de constater que la puissance de charge totale disponible dans la partie orientale du Rhin supérieur est nettement supérieure à celle de la partie occidentale. Toutefois, si l'on tient compte de la densité de population, le tableau est plus équilibré.

Il est frappant de constater que certaines EPCI ne disposent que d'une faible puissance de recharge. Pour certaines EPCI, telles que le CC du Pays de la Zorn, le CC du Val d'Argent, le CC de la Vallée de Saint-Amarin et le CC de la Basse-Zorn, les données gouvernementales ne mentionnent même aucune station de recharge. De plus, l'infrastructure de recharge reste peu développée dans d'autres intercommunalités. Néanmoins, les chiffres d'immatriculation des véhicules pour ces zones montrent que des véhicules électriques à batterie (BEV) y sont également utilisés. On peut donc supposer que la plupart des recharges dans ces régions ont lieu principalement à domicile ou sur le lieu de travail.

Il existe désormais un large consensus sur la nécessité de disposer d'une infrastructure appropriée avant qu'une demande SIGNificative en matière de bornes de recharge publiques ne se développe[1]. Cependant, en raison des coûts d'investissement élevés et du nombre relativement faible de véhicules électriques dans les zones rurales, un développement complet de l'infrastructure n'est souvent pas encore rentable. Cela conduit à un dilemme : d'une part, l'acceptation de la mobilité électrique reste limitée, en particulier dans les zones rurales (International Council on Clean Transportation - ICCT, 2021 ; Direction interministérielle de la transformation publique, 2025)[2], ce qui explique la faible proportion de véhicules électriques dans ces zones. D'autre part, le faible nombre de véhicules empêche un développement économiquement rentable de l'infrastructure de recharge. Ce dilemme ne se limite pas exclusivement à la France, mais il se manifeste de manière particulièrement évidente dans les EPCI rurales de la région du Rhin supérieur et peut également être observé dans d'autres sous-régions rurales de la zone étudiée. Pour toutes les zones concernées, il est nécessaire soit de promouvoir de manière ciblée l'acceptation des véhicules électriques, soit de développer de manière cohérente les infrastructures. Ces deux facteurs étant étroitement liés,

il convient de choisir une approche stratégique appropriée afin de promouvoir efficacement l'électrification des flottes de véhicules et des infrastructures de recharge.

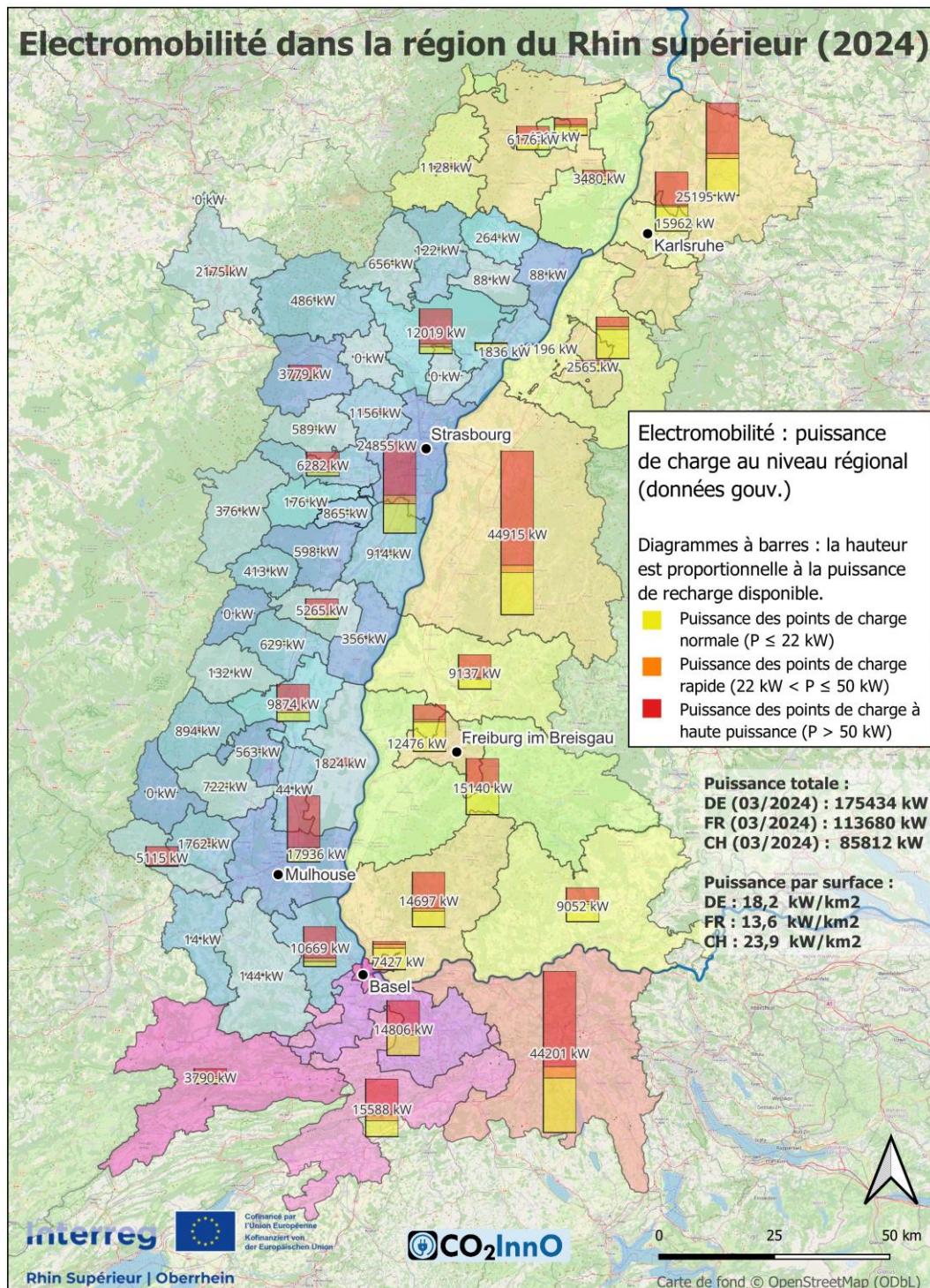


Figure III-5: Électromobilité dans la région du Rhin supérieur : carte générale de la puissance de recharge en 2024

La répartition géographique des infrastructures de recharge dans la région du Rhin supérieur varie fortement entre les trois sous-régions et est globalement très hétérogène. Comme la montre Figure III-4, on observe des modèles de répartition différents des points de recharge en Allemagne, en France et en Suisse. En raison des spécificités propres à chaque pays, les définitions des zones urbaines et rurales diffèrent également. Il n'existe certes pas de définition européenne uniforme des grandes villes, mais on considère généralement comme telles les villes de plus de 100 000 habitants. À des fins de comparabilité, un seuil de 20 000 habitants a été fixé pour les villes moyennes et de 5 000 habitants pour les petites villes ; les zones en dessous de ces seuils ne sont plus considérées comme des villes.

Le tableau III.1 ci-dessous montre les différences nationales dans la répartition des points de recharge entre les zones rurales (« hors ville ») et les grandes villes (à partir de 100 000 habitants) dans la région du Rhin supérieur.

Tableau III-1: Répartition en pourcentage des points de recharge selon la densité de population dans la région du Rhin supérieur

	FR	CH	DE	Rhin supérieur
Pas de ville	36,5%	32,4%	16,1%	25,4%
Petite ville	31,8%	49,2%	29,9%	35,5%
Ville moyenne	16,6%	5,5%	33,7%	22,0%
Grande ville	15,1%	12,9%	20,3%	17,1%

Alors qu'en France et en Suisse, par exemple, plus de 30 % des points de recharge se trouvent dans les zones rurales, ce chiffre n'est que d'environ 16 % en Allemagne. La répartition inégale des points de recharge ne s'explique que partiellement par les différences démographiques. Il est frappant de constater que le développement de l'infrastructure de recharge ne suit pas directement la densité de population, ce qui indique l'existence d'autres facteurs d'influence. Les différences SIGNIFICATIVES entre la France, la Suisse et l'Allemagne indiquent qu'outre le nombre d'habitants, ce sont surtout les conditions-cadres spécifiques à chaque pays et les particularités régionales qui déterminent de manière décisive le développement.

III.3.2. Répartition régionale des infrastructures de recharge privées et publiques

Outre l'infrastructure publique, l'infrastructure de recharge privée a été examinée à travers deux études de cas pour lesquelles des sources de données étaient disponibles : un ensemble de données a été fourni par OBELIS¹⁵, une plateforme en ligne permettant de SIGNALER toutes les stations de recharge subventionnées par le programme fédéral d'aide à l'infrastructure de

¹⁵ OBELIS : rapport en ligne sur l'infrastructure de recharge

recharge, à partir de sa base de données, tandis que d'autres ensembles de données ont été obtenus auprès des gestionnaires de réseaux de distribution locaux (GRD). En raison de taux de déclaration incomplets, il faut toutefois partir du principe que les ensembles de données comportent un nombre élevé de cas non recensés, mais il est tout à fait possible d'en déduire une tendance qui présente un intérêt pour la planification future. Les études couvrent la ville de Fribourg-en-Brisgau pour la zone urbaine et le district de Brisgau-Haute Forêt-Noire pour la zone rurale.

La puissance de charge totale installée à partir des ensembles de données disponibles pour les zones mentionnées est résumée dans le Tableau III-2 pour les infrastructures de recharge privées et publiques. Les données relatives aux infrastructures de recharge publiques proviennent de l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA). Les valeurs issues des deux ensembles de données pour les stations de recharge privées ont été fournies par les fournisseurs VNB et OBELIS pour les zones comparables. Hormis le nombre inconnu de stations de recharge privées, les ensembles de données semblent permettre des estimations fiables entre les zones rurales et urbaines. On constate que la puissance de recharge installée en valeur absolue est globalement plus importante dans l'espace privé que dans l'espace public, et même considérablement plus importante dans les zones rurales.

Tableau III-2: Puissance de recharge privée et publique : comparaison des données

	Prestation infrastructure de recharge privée		Performance de l'infrastructure publique de recharge
	VNB	OBELIS	BNetzA
District urbain Freiburg i. Br.	16.937 kW	23.960 kW	12.476 kW
comté Breisgau-Hochschwarzwald	54.705 kW	66.600 kW	15.140 kW

Le nombre respectif de points de recharge est indiqué dans le Tableau III-3 . En zone urbaine, le nombre de points de recharge privés est environ deux fois plus élevé que le nombre de points de recharge publics. Dans les zones rurales, en revanche, il y a beaucoup plus de points de recharge privés, le facteur étant d'environ 10 si l'on tient compte des chiffres non officiels. L'analyse a montré que la puissance moyenne des points de recharge privés (environ 12 kW) est, comme prévu, nettement inférieure à celle des points de recharge publics (environ 44 kW).

Tableau III-3: Nombre de bornes de recharge privées et publiques : comparaison des données

	Prestation infrastructure de recharge privée		Performance de l'infrastructure publique de recharge
	VNB	OBELIS	BNetzA
District urbain Freiburg i. Br.	745	1198	425
comté Breisgau-Hochschwarzwald	2676	3330	400

III.3.3. Exigences AFIR et infrastructure de recharge le long du réseau RTE-T

Le règlement AFIR de l'UE constitue un ensemble de règles central pour le projet. En tant que droit européen directement applicable, il fixe des exigences contraignantes pour la mise à disposition d'infrastructures de recharge, y compris le long des principaux axes de transport, et pour la puissance des bornes de recharge. La catégorie des voitures particulières et des véhicules utilitaires légers est particulièrement pertinente pour le projet CO₂InnO. Les analyses suivantes du projet font explicitement référence au règlement AFIR, mais vont au-delà afin de couvrir de manière aussi exhaustive que possible la situation actuelle et les possibilités de développement.

La spécification AFIR relative à la puissance de recharge installée accessible au public nécessaire pour se conformer au règlement est basée sur le nombre existant de véhicules électriques à batterie (BEV) et hybrides rechargeables (PHEV) immatriculés. Les données relatives aux véhicules ont été obtenues auprès des autorités compétentes.

- Allemagne : Office fédéral des transports motorisés (KBA), statistiques sur les voitures particulières par type de motorisation¹⁶
- France : *Ministère de l'Intérieur*¹⁷.
- Suisse : Office fédéral de la statistique (OFS)¹⁸.

L'analyse a montré que le règlement AFIR est actuellement respecté dans les trois pays de la région du Rhin supérieur. Les chiffres exacts sont présentés dans le Tableau III-4.

¹⁶ https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html

¹⁷ <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/voitures-particulieres-immatriculees-par-commune-et-par-type-de-recharge-jeu-de-donnees-aaadata/>

¹⁸ https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-1103020100_106/

Tableau III-4: Puissance de recharge publique : exigences AFIR et puissance de recharge effectivement installée VEB : véhicule électrique à batterie ; VHR : véhicule hybride rechargeable ;

	Nombre de VEB	Nombre de VHR	Spécification AFIR	Puissance de charge installée
Allemagne	51.062	28.556	89.225 kW	175.434 kW
France	20.883	12.902	37.470 kW	113.680 kW
Suisse	25.893	12.895	43.977 kW	85.812 kW

Afin de visualiser et d'aider à évaluer si la répartition actuelle des points de recharge est déjà optimale et si la puissance de recharge installée est adaptée à la demande, une grille rectangulaire de 5 000 m de côté a été superposée à la carte de la région du Rhin supérieur à des fins d'analyse.

Une clé de répartition possible pour les besoins en puissance de charge est l'urbanisation. On part ici du principe que plus la surface urbanisée est grande, plus les besoins en puissance de charge augmentent. L'influence de la hauteur des bâtiments et le fait qu'il s'agisse ou non de zones industrielles ne sont pas pris en compte.

L'Agence spatiale européenne (ESA) propose avec ESA WorldCover 2021¹⁹ une carte mondiale de la couverture terrestre qui comprend également les zones bâties. Les données sont fournies avec une résolution de 10 m²⁰. Ces données permettent de déterminer la proportion de surface bâtie à l'intérieur d'un polygone de la grille, qui peut alors servir de mesure des besoins en puissance de charge.

La puissance de charge installée au niveau régional (voir Figure III-5) a désormais été transférée proportionnellement aux cellules de la grille, y compris aux cellules de la grille proportionnelles. De manière analogue, la puissance de charge requise par l'AFIR a été répartie entre les éléments de la grille à l'aide de la clé de répartition « Construction ». Les données relatives à la puissance de charge installée et à la puissance de charge exigée par l'UE sont comparées et représentées avec une résolution spatiale sur la carte QGIS disponible à l'adresse Figure III-6. .Concrètement, la carte calcule la différence entre la puissance de charge installée et l'exigence AFIR pour chaque élément de la grille et affiche le résultat en couleur.

Bien que le règlement AFIR soit globalement respecté dans les trois pays de la région du Rhin supérieur, un examen plus détaillé révèle qu'il existe des régions où la puissance de charge publique disponible ne répondrait pas aux exigences de l'AFIR (éléments rouges de la grille). Ces régions se trouvent presque exclusivement à l'ouest du Rhin, principalement sur le territoire français, mais aussi sur le territoire allemand. La région française du Rhin supérieur

¹⁹ <https://esa-worldcover.org/en/data-access>

²⁰ https://developers.google.com/earth-engine/datasets/catalog/ESA_WorldCover_v200?hl=de

comprend principalement des régions peu peuplées avec des infrastructures moins développées, où les exigences de l'AFIR seraient moins souvent respectées au niveau local. Cependant, dans les agglomérations de Strasbourg, Mulhouse ou Colmar, les exigences de l'AFIR sont parfois largement dépassées. En Suisse, selon cette analyse maillée, il n'y a pas de régions où l'exigence de l'AFIR n'est pas atteinte. En résumé, on peut constater que l'exigence de performance de l'AFIR est clairement remplie dans la plupart des unités maillées (éléments jaunes et verts).

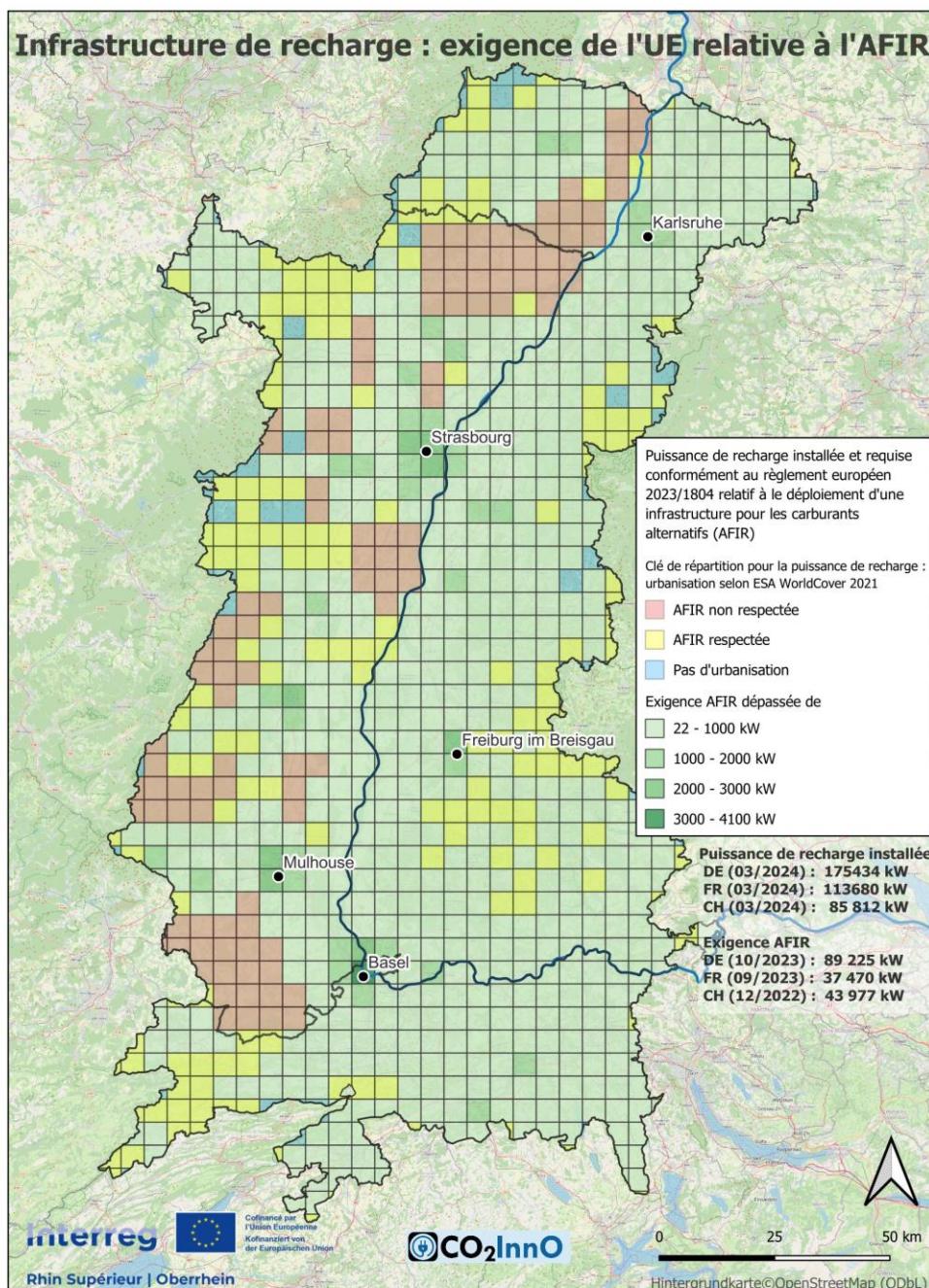


Figure III-6: Carte générale de la puissance de recharge selon le règlement européen AFIR

La connexion de l'infrastructure de recharge au corridor RTE-T de l'UE est un élément central de la planification européenne de la mobilité. Le règlement AFIR stipule qu'une puissance de recharge publique d'au moins 1,3 kW par véhicule électrique à batterie (BEV) et de 0,8 kW par véhicule hybride rechargeable (PHEV) doit être disponible. Bien que cette réglementation s'applique au niveau national, elle a également été mise en œuvre au niveau des districts et des EPCI pour l'évaluation, en plus de l'analyse de réseau. La comparaison de la puissance de recharge existante avec les spécifications AFIR révèle des différences considérables au sein de la région du Rhin supérieur. Alors que certaines zones urbaines dépassent déjà les valeurs cibles, il existe des lacunes importantes, en particulier dans les régions rurales.

L'infrastructure de recharge le long des principaux axes de transport transeuropéens, pour lesquels le règlement européen définit également des objectifs d'expansion spécifiques et obligatoires, nécessite un examen séparé et plus détaillé.

III.3.4. Analyse de l'infrastructure de recharge le long du réseau RTE-T

III.3.4.1. Contexte réglementaire et méthodologie

Cette analyse se concentre sur l'état de l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques le long du réseau central du réseau transeuropéen de transport (RTE-T) dans la région du Rhin supérieur. Elle évalue la disponibilité, les performances et l'accessibilité des stations de recharge en Allemagne, en France et en Suisse, et vérifie leur conformité avec le **règlement (UE) 2023/1804 (AFIR)**.

Ce règlement européen fixe des objectifs clairs pour le développement des infrastructures pour les carburants alternatifs. Il stipule que d'ici le **31 décembre 2025**, des bornes de recharge accessibles au public pour les voitures particulières et les véhicules utilitaires légers doivent être disponibles dans chaque sens de circulation au moins tous **les 60 kilomètres** le long du réseau central du RTE-T. En outre, chacune de ces bornes de recharge doit fournir une puissance totale d'au moins **400 kW** et comprendre au moins un point de recharge d'une puissance individuelle de **150 kW** ou plus. Le règlement prévoit également que les stations de recharge doivent être situées soit directement sur l'autoroute RTE-T, soit à moins de **3 kilomètres** de la sortie la plus proche, afin de garantir leur accessibilité aux conducteurs de véhicules électriques.

Pour réaliser cette évaluation, le réseau routier RTE-T dans la région du Rhin supérieur a d'abord été numérisé à l'aide du visualiseur de cartes TEN-Tec et des données OpenStreetMap (OSM) dans un environnement QGIS (logiciel de système d'information géographique Quantum). L'analyse a été divisée en deux parties principales :

- 1. Analyse des stations situées directement sur l'autoroute** : une zone tampon de 220 mètres a été créée des deux côtés de l'autoroute afin de recenser les points de recharge dans les aires de repos. Ceux-ci ont été regroupés en « pools de recharge »

et leurs distances le long de l'autoroute ont été mesurées afin de vérifier le respect de la règle des 60 km.

2. **Analyse selon la « règle des 3 km » :** la disponibilité des infrastructures de recharge dans un rayon de 3 km autour des sorties d'autoroute a été examinée. À l'aide des données OpenStreetMap, les routes ont pu être reconstituées dans QGIS et reliées aux points de recharge des données gouvernementales. Il est apparu que les villes de Strasbourg et de Mulhouse apportaient une contribution particulièrement importante, car une grande partie de leur infrastructure de recharge est directement adjacente à l'autoroute. Il en résulte des pools de recharge qui peuvent être attribués à l'une d'une sortie et qui jouent également un rôle dans le respect des exigences du réseau RTE-T.

III.3.5. Résultats et recommandations

Les analyses montrent des différences significatives dans le développement de l'infrastructure de recharge entre les trois pays de la région du Rhin supérieur.

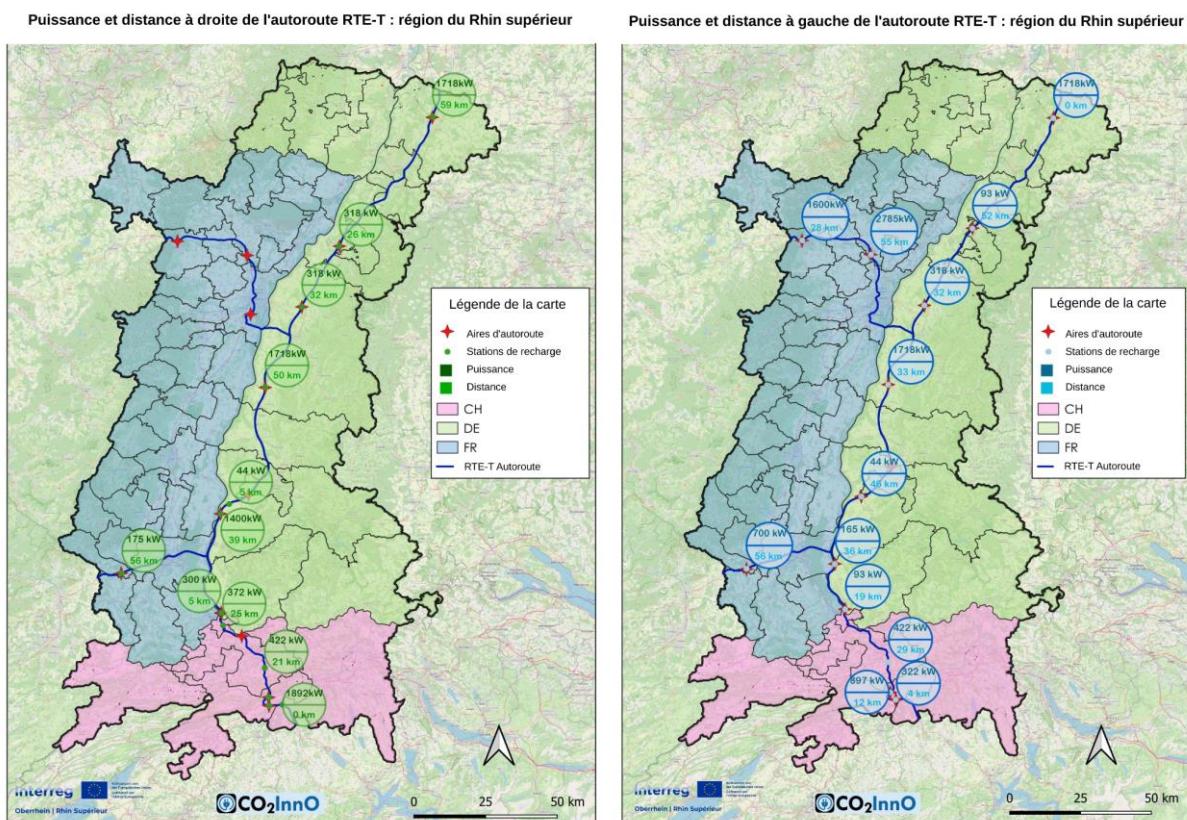


Figure III-7: Puissance de recharge disponible par rapport aux exigences AFIR dans le corridor RTE-T de la région du Rhin supérieur (droite et gauche)

Stations de recharge situées directement sur l'autoroute RTE-T

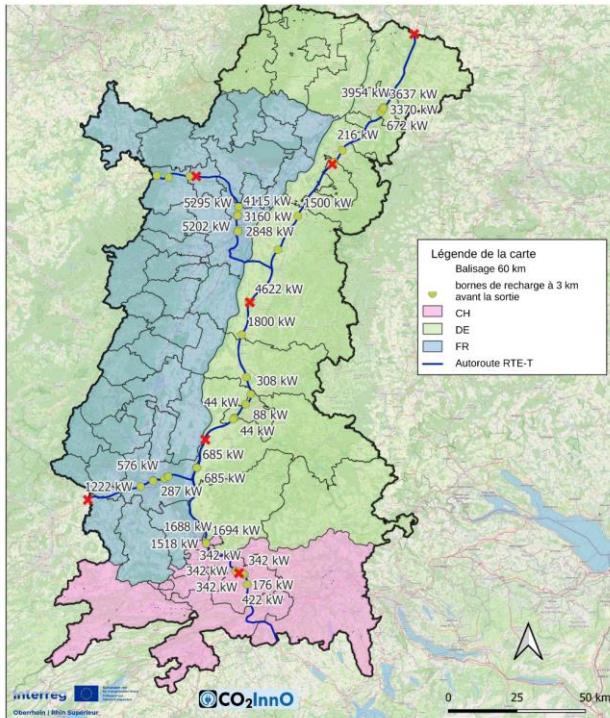
- **Suisse** : l'infrastructure de recharge est généralement bien développée et les stations de recharge sont généralement situées à moins de 60 km les unes des autres, comme l'exige la réglementation. La plupart des stations répondent aux exigences de puissance, bien qu'un pool de recharge de 322 kW ait été identifié comme inférieur à l'exigence de 400 kW.
- **Allemagne** : l'Allemagne dispose également d'un réseau relativement dense qui répond largement à l'exigence des 60 km. Cependant, un nombre considérable de ces stations n'atteignent pas encore la puissance totale requise de 400 kW.
- **France** : on constate ici un manque important d'infrastructures de recharge adéquates selon l'AFIR. Il existe de longs tronçons sans stations de recharge et les quelques stations existantes ne répondent souvent pas à l'exigence de puissance de 400 kW.

Analyse selon la « règle des 3 km »

- **Allemagne** : en dehors des autoroutes, l'Allemagne dispose d'une capacité de recharge très élevée, de nombreux sites affichant des puissances totales bien supérieures à 1 500 kW.
- **Suisse** : la Suisse affiche une puissance de recharge modérée à élevée, particulièrement forte sur le côté droit de la chaussée du corridor de transport avec des valeurs supérieures à 3 000 kW.
- **France** : en comparaison, la capacité de recharge plus faible et moins constante.

L'analyse de la capacité de recharge dans un rayon de trois kilomètres a montré qu'une grande partie de la capacité de recharge est disponible dans les grandes villes, à proximité des autoroutes. En France notamment, où les autoroutes traversent parfois des zones urbaines, la règle des 60 km est respectée, même si la capacité de recharge installée le long de l'autoroute elle-même n'est pas suffisante pour répondre aux exigences de l'AFIR.

Puissance des stations de recharge jusqu'à 3 km en dehors du RTE-T (à gauche)
Région du Rhin supérieur



Puissance des stations de recharge jusqu'à 3 km en dehors du RTE-T (à droite)
Région du Rhin supérieur

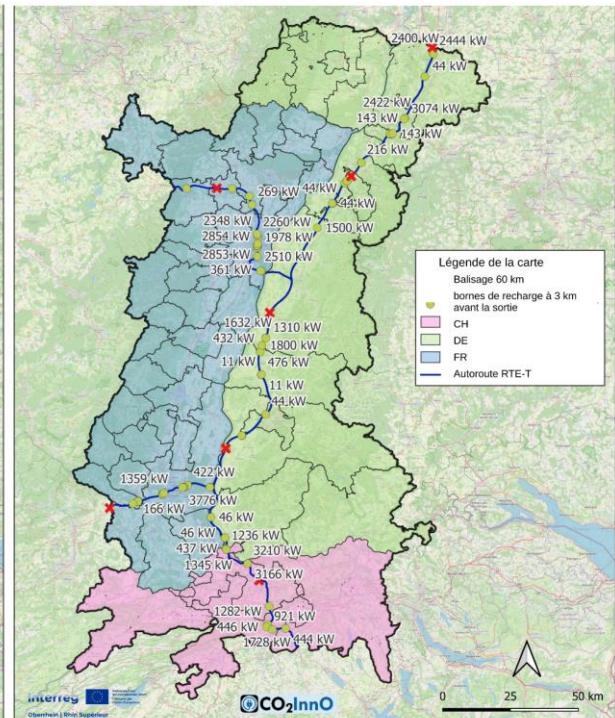


Figure III-8: Puissance de recharge disponible jusqu'à 3 km à l'extérieur du corridor RTE-T de la région du Rhin supérieur (à gauche et à droite)

L'analyse de l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques le long du réseau central RTE-T dans la région du Rhin supérieur montre un fossé évident entre l'Allemagne et la Suisse d'une part, et la France d'autre part. Alors que l'Allemagne et la Suisse ont réalisé des progrès significatifs dans la mise à niveau de la capacité de recharge, la France présente quelques écarts par rapport aux exigences de l'AFIR le long du corridor RTE-T en ce qui concerne les raccordements autoroutiers. Toutefois, si l'on considère également la puissance disponible dans un rayon de trois kilomètres autour des sorties d'autoroute, on constate que la puissance de recharge disponible est importante dans le cadre de la règle des 3 km, en particulier autour des grandes villes françaises. À l'heure actuelle, on ne sait toutefois pas encore comment ces deux exigences pourront être conciliées à la date butoir. Pour atteindre les objectifs de l'UE en matière de mobilité durable d'ici 2025, des investissements considérables et un développement stratégique sont nécessaires afin de garantir une recharge fluide et fiable pour tous les conducteurs de véhicules électriques dans cet important corridor européen. En France, le nombre et la puissance des stations de recharge doivent être augmentés, et en Allemagne, la mise à niveau de la capacité de puissance des stations de recharge qui ne répondent pas encore à l'exigence de 400 kW doit être accélérée afin de se conformer pleinement aux exigences de l'AFIR le long des corridors de transport.

III.3.6. Analyses de l'utilisation des points de recharge publics au moment de l'enregistrement et dans différents scénarios de mobilité

III.3.6.1. Scénarios de développement pour les besoins en électricité de la mobilité électrique dans la région du Rhin supérieur

La question du besoin d'extension de l'infrastructure publique de recharge préoccupe les décideurs politiques depuis un certain temps déjà. C'est pourquoi plusieurs études ont été menées sur ce sujet. Différentes études aboutissent à des valeurs clés différentes pour l'évaluation des besoins d'extension. Dans le cadre de l'analyse CO2InnO, les valeurs clés suivantes ont été jugées très pertinentes:

1. Le nombre de véhicules électriques
2. L'utilisation de l'infrastructure de recharge
3. La part de la puissance qui doit être disponible dans l'espace public.

Du côté allemand, la NOW GmbH (Organisation nationale pour la technologie de l'hydrogène et des piles à combustible) s'occupe du développement de l'infrastructure de mobilité électrique au niveau national. Dans la nouvelle édition de l'étude « Ladeinfrastruktur nach 2025/2030 » (Infrastructure de recharge après 2025/2030) (2024)²¹, plusieurs scénarios sont discutés pour la montée en puissance du marché des véhicules électriques, à batterie et hybrides. La NOW part du principe qu'en 2030, le parc automobile allemand comptera 17 millions de véhicules électriques (BEV+PHEV). À l'avenir, plus d'un tiers des véhicules particuliers allemands seraient alors électriques. Ceux-ci auraient besoin au total de 37,8 TWh d'électricité par an. 16 TWh seraient chargés dans l'espace public, ce qui correspond à 42 % de la quantité d'énergie. Selon le scénario, la structure de l'infrastructure de recharge varie, certains scénarios prévoyant nettement plus de points de recharge normaux et d'autres moins, mais des points de recharge haute performance plus puissants. Les données du rapport indiquent une utilisation calculée des points de recharge d'environ 10 % dans le scénario de référence, ce qui correspond approximativement à l'utilisation actuelle.

Du côté français, l'Avere a compilé et comparé les résultats de différentes études. L'étude de l'ICCT de 2021²² est particulièrement importante à cet égard. Elle prévoit 8,5 millions de véhicules électriques en France en 2030, ce qui correspond à environ 20 % des véhicules privés en France. Cela signifie que la demande en électricité pour les véhicules électriques devrait être multipliée par 16 par rapport à 2020 et atteindre 16 TWh. L'Avere cite toutefois une autre étude réalisée par le CODA en 2019, qui prévoit un nombre nettement inférieur de véhicules électriques, à savoir seulement 5,3 millions (Avere, 2023)²³. L'Avere conclut

²¹https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/06/Studie_Ladeinfrastruktur-2025-2030_Neuauflage-2024.pdf

²² https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/12/france-evs-infrastructure-transition-nov21_0.pdf

²³ <https://www.avere-france.org/publication/etude-publication-de-létude-hit-the-road/>

globalement que 28 % de l'électricité devra probablement être consommée dans les espaces publics et 72 % à domicile ou sur le lieu de travail.

Sur la base de ces chiffres, on constate qu'il n'existe pas de consensus uniforme sur le développement du parc de véhicules électriques dans la région du Rhin supérieur. Les différences dans les hypothèses, mais aussi peut-être dans le comportement de la population, qui est représenté dans la modélisation, conduisent à des résultats très différents. Pour y remédier, les chercheurs ont décidé de prévoir les besoins en électricité indépendamment du calendrier fixé et de les rendre tangibles à l'aide de scénarios. Les chiffres mentionnés ci-dessus sont très pertinents pour comprendre la demande. Le nombre de véhicules électriques est le facteur le plus important, car plus il y a de VE, plus la demande est forte. Pour les scénarios, le statu quo avec environ 5 % de véhicules électriques dans le parc automobile et des parts de 25 %, 50 %, 75 % et 100 % ont été utilisés. Cela permet de séparer l'électrification du parc automobile de l'évolution dans le temps et d'examiner ce à quoi on pourrait s'attendre en cas d'électrification complète.

Les scénarios diffèrent également en ce qui concerne la part supposée des recharges publiques. Celle-ci est encore très faible à l'heure actuelle, car la plupart des recharges s'effectuent à domicile, comme l'ont confirmé les demandes adressées à OBELIS²⁴ et aux gestionnaires de réseaux de distribution. À l'avenir, cependant, toutes les places de stationnement à domicile ne pourront pas être électrifiées et de plus en plus d'utilisateurs devront recourir à l'infrastructure de recharge publique. C'est pourquoi la part de la flotte électrifiée a également été combinée avec différents taux de recharge publique afin de mettre en évidence les évolutions possibles. Dans ce qui suit, ce rapport est appelé « part de recharge ». Il n'est possible de déterminer que dans une fourchette la quantité d'électricité rechargée dans l'espace public et la quantité rechargée dans l'espace privé. Les valeurs supposées dans la littérature varient entre 15 % et 30 % pour les besoins actuels, selon le lieu (BDEW, 2021 ; NOW, 2024 ; Adrenacci et Valentini, 2023)²⁵²⁶²⁷²⁸. En moyenne, toutefois, 20 % peut être considéré comme une valeur réaliste pour la situation actuelle. Les valeurs de la part de recharge dans le calcul de l'électricité rechargée dans les lieux publics commencent à environ 20 % et vont jusqu'à 35 %, 50 % et 65 %. Comme décrit ci-dessus, une valeur réaliste pour la part de l'électricité chargée en public d'ici 2030 se situe entre 28 % et 42 %. Afin d'élargir

²⁴ OBELIS : rapport en ligne sur l'infrastructure de recharge

²⁵ https://www.bdew.de/media/documents/211220_Fakten_und_Argumente_Ladeinfrastrukturbedarf_deutsch_v02.pdf

²⁶ <https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/06/Studie-LIS-2025-2030-Neuaufage-2024.pdf>

²⁷ https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/10/Studie_Einfach_zu_Hause_laden.pdf

²⁸ <https://www.mdpi.com/2076-3417/13/23/12877>

l'horizon temporel, un scénario à 65 % a également été ajouté, car une augmentation de la part des voitures électriques devrait entraîner une utilisation publique plus importante.

Le graphique ci-dessous illustre la modélisation de la demande dans l'espace public pour différentes combinaisons de parts de recharge sous forme de courbes et de taux d'électrification sur l'axe des x. La demande de chaque combinaison en TWh est indiquée sur l'axe des y. Avec l'électrification croissante de la flotte, la demande augmente de manière linéaire. La part de recharge modifie considérablement le résultat de la puissance nécessaire, car elle est un multiplicateur dans le calcul des besoins.

Selon l'augmentation de la part d'énergie consommée dans l'espace public, la quantité d'électricité nécessaire augmente considérablement. Dans la littérature existante, même avec une part d'électricité de 30 %, entre 28 % et 47 % de la puissance sera consommée dans l'espace public. C'est pourquoi la courbe en pointillés a été introduite dans le graphique. Elle décrit un scénario de développement possible dans lequel, en fonction du degré d'électrification, la part de la recharge publique augmente d'abord de manière disproportionnée, puis atteint un point de saturation. Il est évident que la part de l'électricité rechargée dans les espaces publics est déterminante pour l'ampleur des besoins. Ainsi, l'estimation pour la région du Rhin supérieur va de moins d'un TWh à près de 5 TWh. On peut supposer qu'à l'avenir, la quantité d'électricité rechargée dans les espaces (semi-)publics sera plus importante qu'aujourd'hui. Si 35 % de la puissance est rechargée dans les espaces publics, il faudrait un potentiel de recharge de plus de 2,5 TWh aux points de recharge publics. La puissance nominale nécessaire à cet effet dépend toutefois fortement du taux d'utilisation des points de recharge.

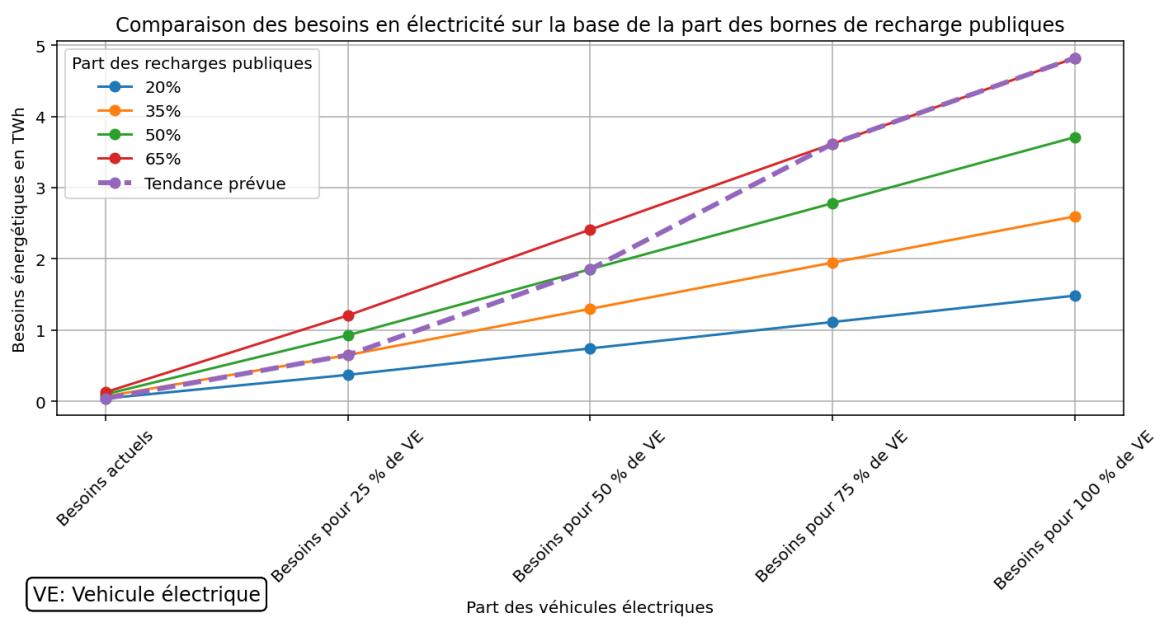


Figure III-9: Représentation des différents scénarios et des besoins en recharge (présentation personnelle)

III.3.6.2. Utilisation de l'infrastructure de recharge

Afin d'évaluer l'utilisation actuelle de l'infrastructure de recharge et les moments où la puissance de recharge est principalement sollicitée dans les différents scénarios, des données réelles sur l'utilisation provenant de deux sources différentes ont été analysées.

. Tout d'abord, les opérateurs Badenova AG et Naturenergie Hochrhein AG ont fourni des données détaillées sur la recharge pour l'année 2023. Deuxièmement, les données API de l'OFEN suisse pour le premier semestre 2025 ont été évaluées. Cette approche s'est avérée nécessaire car aucune donnée des opérateurs suisses n'était disponible, mais il était possible de créer notre propre ensemble de données à partir de données accessibles au public via une interface publique de l'OFEN²⁹ . La fusion et l'évaluation de ces ensembles de données sont très importantes pour la région du Rhin supérieur, car il n'existe aucun ensemble de données open source exploitable de part et d'autre du Rhin³⁰ . Les opérateurs français n'étaient pas disposés à fournir des données, de sorte qu'aucune analyse d'utilisation n'a pu être effectuée pour la France.

Les données présentent des structures différentes selon leur source. Les opérateurs enregistrent les processus de recharge individuellement, ce qui permet d'attribuer à chaque processus une quantité d'électricité exacte et une durée précise. Cet enregistrement détaillé permet une évaluation précise, car le début et la fin de chaque processus de recharge sont enregistrés à la minute près. Pour des raisons de protection des données et de concurrence, les données ont été anonymisées et agrégées pour l'analyse, de sorte qu'il n'est pas possible de déduire des emplacements ou des processus individuels. Pour les données provenant de l'API suisse, la résolution temporelle est de cinq minutes et il n'est pas possible d'identifier s'il s'agit d'un processus continu ou de processus de recharge distincts qui se succèdent rapidement. On peut néanmoins supposer que les deux types d'ensembles de données permettent une évaluation représentative de l'utilisation.

Les données d'utilisation des opérateurs ont en outre été ventilées par cas d'utilisation (privé et public), puis agrégées. Badenova a fourni des données sur les points publics et NaturEnergie a fourni, outre les points publics, les processus de recharge de LIS privés anonymisés. Cela a permis d'établir une comparaison intéressante. Après le traitement des ensembles de données et la correction des données erronées, il restait environ 500 points de recharge publics et 500 points de recharge privés pouvant être comparés. Vous trouverez ci-dessous les modèles d'utilisation moyens ventilés par ensemble de données.

²⁹

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung-und-geoinformation/programmierschnittstellen/ich-tanke-strom-api.html>

³⁰ En Europe, les données relatives aux processus de recharge sont de toute façon très rares. C'est pourquoi les données collectées en Suisse dans le cadre du projet, qui comptent plus de 32 millions d'entrées, sont mises à disposition gratuitement.

Afin d'éliminer les processus de recharge erronés ou incomplets, les ensembles de données ont été nettoyés. Pour être pris en compte dans l'analyse, les points de recharge devaient avoir été disponibles au moins 50 % de l'année et un processus de recharge réussi devait avoir été documenté. Le taux d'utilisation a été calculé comme le rapport entre le temps utilisé et le temps disponible.

Cependant, le taux d'utilisation seul ne donne pas une image complète de l'état de l'infrastructure et des besoins réels. Des scénarios de besoins ont donc été développés en complément afin de montrer précisément où et dans quelle mesure des capacités de puissance sont nécessaires pour l'électrification des flottes.

L'électrification du parc automobile européen progresse, mais n'a pas encore atteint un rythme rapide. Afin de déterminer les besoins énergétiques futurs dans la région du Rhin supérieur, plusieurs scénarios ont été développés pour estimer les besoins à l'aide de quotas. Les chiffres d'immatriculation au niveau des districts ont été utilisés pour élaborer ces scénarios. Plusieurs scénarios avec différentes proportions de véhicules électriques à batterie (BEV) et de véhicules électriques hybrides rechargeables (PHEV) ont été modélisés. Les spécifications AFIR ont également été appliquées au niveau des districts afin d'obtenir une valeur comparative.

Afin de garantir la comparabilité des calculs, certaines variables ont été considérées comme fixes. D'une part, le parc actuel de véhicules immatriculés a été utilisé pour tous les scénarios et considéré comme stagnant. D'autre part, il a fallu chiffrer la part de la puissance nécessaire qui sera chargée dans l'espace public. Pour la modélisation, cette part a été estimée à 20 %. Cette valeur a également été considérée comme constante. Cependant, il sera réaliste de supposer qu'à l'avenir, davantage d'électricité devra être chargée dans l'espace public, car toutes les places de stationnement privées ne peuvent pas être électrifiées et tous les véhicules électriques à batterie (BEV) ou hybrides rechargeables (PHEV) ne disposeront pas de leur propre place de stationnement. La consommation électrique totale de toutes les voitures électriques est calculée à partir de la consommation moyenne des véhicules multipliée par le kilométrage annuel. Ces valeurs ont été estimées à 2 000 kWh/an pour un BEV (cf. ADAC, 2025)³¹ et 12 545 km/an (cf. KBA, 2024)³². L'utilisation des bornes de recharge varie considérablement selon l'emplacement. Des valeurs comprises entre 3 % et 30 % sont ainsi possibles (Tagesschau, 2025)³³. L'utilisation moyenne des bornes de recharge a été estimée ici à 12,5 %, ce qui correspond aux résultats de l'analyse d'utilisation et à la littérature courante

³¹ <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/elektroauto/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>

³² https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2022/verkehr_in_kilometern_kurzbericht_pdf.pdf?blob=publicationFile&v=3

³³ <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/ladesaeulen-infrastruktur-ausbau-gedrosselt-e-autos-100.html>

(Fraunhofer ISE/ISI, 2024)³⁴. Sur la base de ces hypothèses, des scénarios avec respectivement 25 %, 50 %, 75 % et 100 % d'électrification ont pu être élaborés.

III.3.6.3. Résultats des analyses d'utilisation des structures de recharge publiques

L'analyse des processus de recharge montre clairement que l'utilisation est plus élevée en début de semaine qu'en fin de semaine. On observe une tendance à la baisse très nette tout au long de la semaine. L'utilisation moyenne par jour passe d'un peu plus de 10 % à environ 8,6 %. Même si cette baisse semble modérée à première vue, elle fournit des informations précieuses sur le comportement des conducteurs de véhicules électriques. Il est fort possible que ce comportement de recharge soit fortement influencé par le modèle de mobilité fondamental des utilisateurs, qui est principalement déterminé par les trajets domicile-travail. Il reste à déterminer si le comportement de recharge diffère de manière significative du comportement de ravitaillement en carburant des conducteurs de véhicules équipés de moteurs à combustion conventionnels.

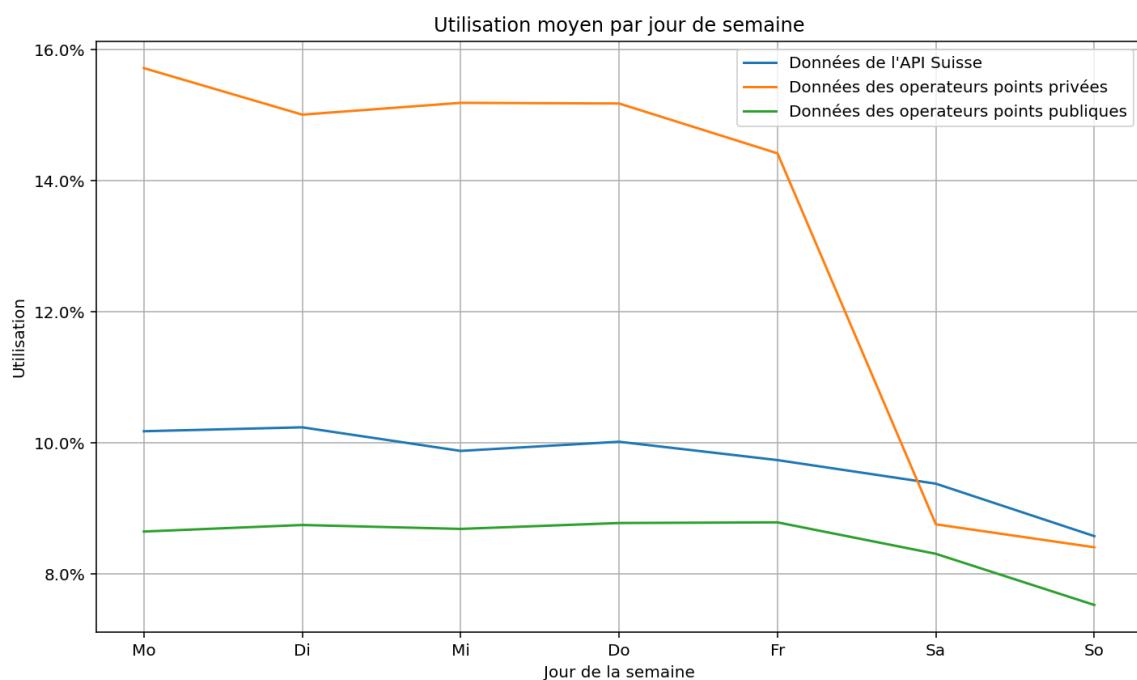


Figure III-10: Évolution hebdomadaire et utilisation moyenne des bornes de recharge publiques API : interface de programmation fournissant des données sur l'utilisation.

³⁴ Potentiel des places de stationnement dans les bâtiments résidentiels et non résidentiels pour la mise à disposition d'infrastructures de recharge privées (https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Studie_Ladeinfrastruktur_MFH_und_Nichtwohngebäude.pdf)

Une autre analyse porte sur l'utilisation au cours d'une journée. La Figure III-11, présente l'évolution de l'utilisation de 0 à 24 heures. Pendant la journée, entre 9 et 15 heures, l'utilisation est la plus élevée avec environ 11 %, le maximum étant atteint vers 10 heures avec 11,5 %.

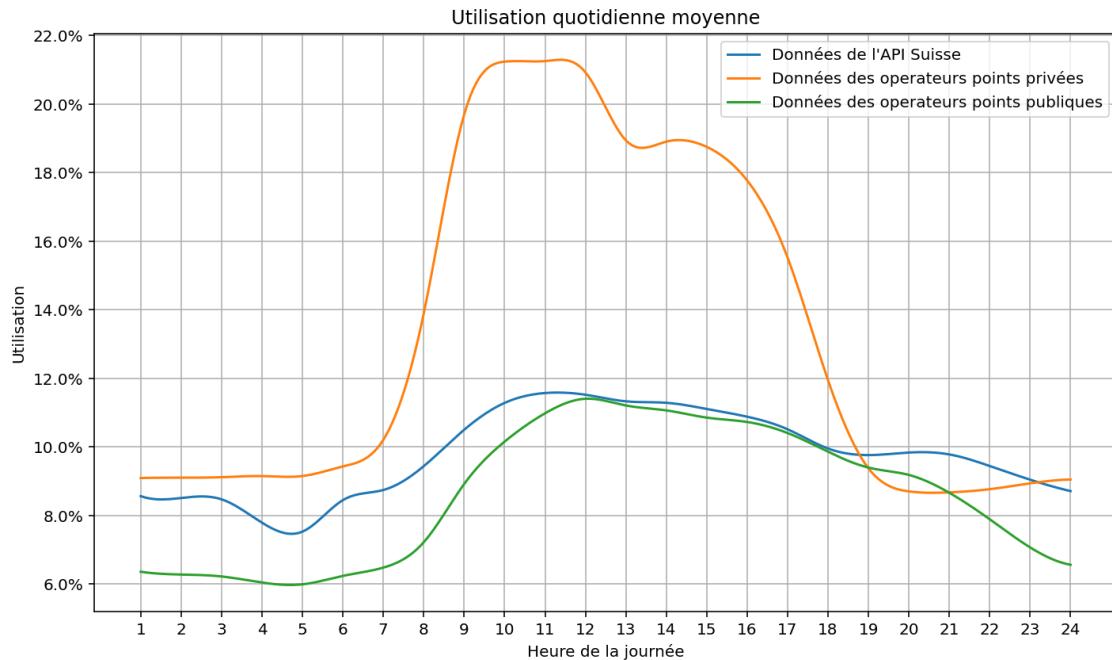


Figure III-11: utilisation des bornes de recharge publiques par heure

Le taux d'utilisation moyen est de 9,9 %. Il convient de noter la part des recharges qui ont lieu pendant la nuit et qui représentent ainsi une certaine charge minimale. En moyenne, 8 % des bornes de recharge sont encore occupées à minuit dans les stations suisses. Il est fort possible que certains utilisateurs ne disposent pas de leur propre place de stationnement avec possibilité de recharge et se rabattent donc sur les infrastructures publiques (Andrenacci et Valentini, 2023).

Les points de recharge publics confirment les conclusions de la littérature existante, selon lesquelles la plupart des recharges ont lieu pendant la journée et en semaine (cf. Hecht et al., 2024). La fréquentation la plus élevée est presque toujours observée pendant la première moitié de la semaine, suivie d'une baisse marquée le week-end, visible dans toutes les données examinées sur les bornes de recharge publiques. Ces tendances ont également été mises en évidence lors de la comparaison de la fréquentation sur un mois. Une explication possible est que les véhicules électriques sont utilisés beaucoup plus souvent en semaine, notamment pour les trajets domicile-travail et les courses, que le week-end, ce qui explique l'augmentation de la demande. Les points de recharge privés suivent un schéma différent de celui décrit dans la littérature existante. On observe une tendance à recharger plus tard, mais, comme pour l'utilisation publique, peu de recharges ont lieu pendant la nuit. L'utilisation des stations de recharge privées diminue considérablement le week-end, ce qui est atypique pour

les points de recharge privés. Cependant, l'utilisation des points de recharge privés est en moyenne plus élevée que celle des points publics, ce qui est également typique. Même si les résultats concernant l'utilisation privée ne reposent que sur quelques échantillons, la tendance peut être observée. Les résultats concernant l'utilisation moyenne des points de recharge sont les suivants :

- points de recharge publics (DE + SUI) : 13,61 %
- points de recharge privés (DE) : 18,96 %

Les modèles d'utilisation des infrastructures de recharge publiques dans la région du Rhin supérieur semblent similaires du côté allemand et suisse.

Le fait est que l'utilisation des infrastructures de recharge publiques et privées n'est pas encore très élevée et qu'il existe encore un potentiel dans ce domaine. Pour les exploitants de systèmes d'infrastructures de recharge, un taux d'utilisation élevé est essentiel pour amortir les coûts fixes élevés liés à la mise en place et à l'exploitation, en particulier dans le cas des stations de recharge à haute puissance. L'utilisation visible dans tous les ensembles de données suggère un taux d'utilisation plus faible dans la région du Rhin supérieur que la moyenne nationale de 17 % en Allemagne (BDEW, 2024)³⁵. Une utilisation plus élevée est souhaitable, mais la stabilité du réseau doit être garantie et l'infrastructure de recharge ne doit pas être surchargée aux heures de pointe. Les résultats suivants, qui indiquent la puissance de charge dans différents scénarios de part de mobilité électrique, devront à l'avenir également tenir compte des différentes charges. Les scénarios présentés ci-dessous ne prennent pas encore en compte les différentes charges, car cela n'était plus possible dans le cadre du projet.

III.3.6.4. Scénario pour le développement de la puissance de recharge par rapport à la puissance de recharge existante

Le Tableau III-5 présente les besoins annuels actuels en électricité en kWh pour les régions allemande, française et suisse ainsi que pour l'ensemble de la région du Rhin supérieur pour la recharge des voitures électriques et les besoins correspondants dans les quatre scénarios. Ceux-ci sont calculés à partir de la taille du parc automobile (n_{PKW}) multipliée par la consommation annuelle d'un véhicule électrique à batterie (P_{annual}), qui est en moyenne de 2000 kWh, multipliée par la part de la recharge publique (p_{charge}), qui est actuellement d'environ 20 % (cf. chapitre précédent).

³⁵ https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Elektromobilit%C3%A4tsmonitor_2024-1.pdf

$$P_{\text{demand}} = n_{\text{PKW}} * P_{\text{annual}} * p_{\text{charge}}$$

Tableau III-5: Besoins annuels totaux en électricité pour les voitures électriques en kWh pour l'Allemagne, la France et la Suisse actuellement et dans quatre scénarios

Pays	Aktuell	25%	50%	75%	100%
DE	102.124.000	865.082.000	1.730.164.000	2.595.246.000	3.460.328.000
FR	41.766.000	567.196.000	1.134.392.000	1.701.588.000	2.268.784.000
SUI	51.786.000	422.000.500	844.001.000	1.266.001.500	1.688.002.000
Région du Rhin supérieur dans son ensemble	195.676.000	1.854.278.500	3.708.557.001	5.562.835.501	7.417.114.001

Actuellement, dans la région du Rhin supérieur, environ 195,6 millions de kWh d'électricité sont nécessaires chaque année pour les 152 191 voitures électriques et hybrides actuellement en circulation. À l'avenir, avec une part de 50 % de voitures électriques à batterie, cette consommation passera à 3 708,6 millions de kWh par an, et même à 5 562,8 millions de kWh ou 5,6 TWh en cas d'électrification complète avec 3,7 millions de voitures électriques. Malgré cette augmentation considérable des besoins énergétiques liés à la mobilité électrique, on estime que l'électrification, avec 15 millions de voitures électriques en Allemagne, n'augmentera la demande totale d'électricité que d'environ 3 à 4 % (Vattenfall, 2025)³⁶. La demande totale d'électricité dans la région du Rhin supérieur devrait donc rester relativement modérée. La spécification AFIR peut être utilisée comme valeur de référence pour l'ordre de grandeur de l'infrastructure nécessaire. Elle stipule qu'une puissance de 1,3 kW doit être installée par BEV immatriculé et de 0,8 kW par PHEV.

Tableau III-6: Comparaison de la puissance de charge installée avec la directive AFIR

pays	Nombre de points de recharge installés (2024)	Puissance installée en kW (2024)	AFIR-Spécification en kW
DE	4.180	175.434	89.225,4
FR	2.136	113.680	37.469,5
SUI	2.267	85.812	43.976,9
Région du Rhin supérieur dans son ensemble	8.583	374.926	170.672

Si l'on compare les valeurs résultant de la directive avec la puissance actuellement installée, on constate qu'à l'heure actuelle, la puissance installée dans la région du Rhin supérieur est

³⁶ <https://www.vattenfall.de/infowelt-energie/e-mobility/emobility-und-netz>

en moyenne presque deux fois supérieure à la valeur prescrite, et même nettement supérieure en France.

Une comparaison de la puissance de charge disponible par véhicule montre que la France, avec une moyenne de 5,4 kW par véhicule électrique, est nettement en avance sur l'Allemagne et la Suisse, où la valeur est d'environ 3,4 kW par véhicule. Cela s'explique par le fait que moins de voitures électriques sont immatriculées du côté français du Rhin supérieur, ce qui signifie que la puissance installée par véhicule y est plus élevée. Il est évident que la France dispose d'une infrastructure de recharge à haute puissance importante et que son développement se poursuit.

La cartographie des points de recharge permet d'étudier plus précisément la répartition spatiale de la puissance de recharge pour différents scénarios. Tous les calculs ont donc été effectués pour tous les scénarios pour les arrondissements, cantons et intercommunalités de la région du Rhin supérieur (voir annexe). L'évaluation différenciée selon les zones géographiques permet de bien identifier les besoins d'extension les plus importants parmi les différents scénarios. Pour une flotte entièrement électrifiée, les sous-régions mentionnées dans le chapitre consacré à la cartographie des points de recharge publics et présentant une colonne rouge élevée ont particulièrement besoin de rattraper leur retard, car c'est là que l'infrastructure publique de recharge est actuellement la moins développée. En revanche, les zones densément peuplées *d'Argovie, de Karlsruhe, de l'Ortenaukreis, de Strasbourg et de Soleure* sont déjà bien desservies, même avec 100 % de véhicules électriques. Cependant, toutes les zones doivent encore améliorer leurs infrastructures afin de fournir la puissance de recharge nécessaire pour 100 % de véhicules électriques. Les deux cartes suivantes présentent une représentation visuelle de la répartition spatiale de la puissance de recharge. Elles comparent la puissance de recharge existante répartie dans l'espace dans deux scénarios avec 50 % et 100 % de BEV/PHEV.

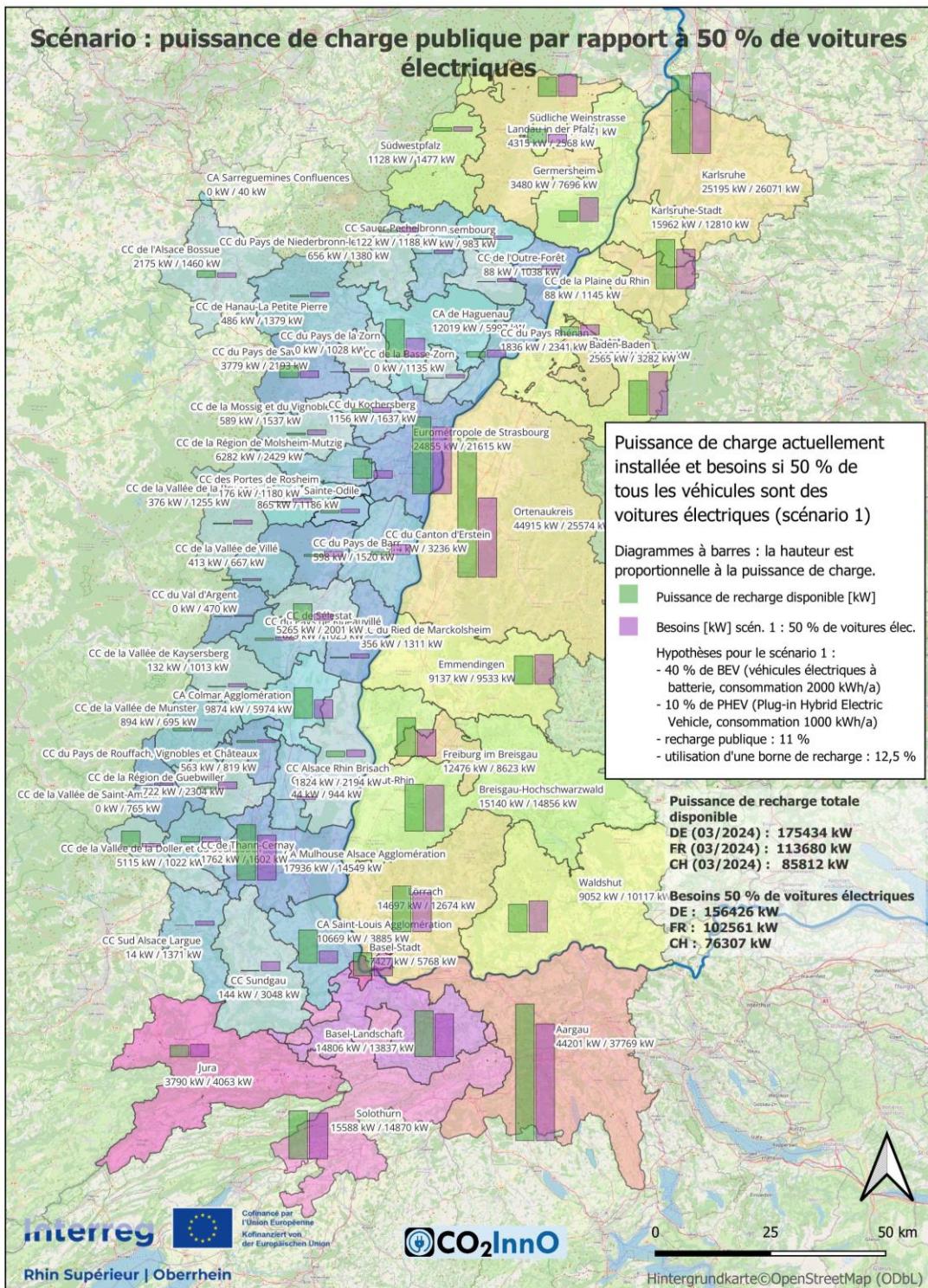


Figure III-12: Scénario 50 % EVs : besoins en recharge vs infrastructure de recharge disponible en Allemagne/France/Suisse

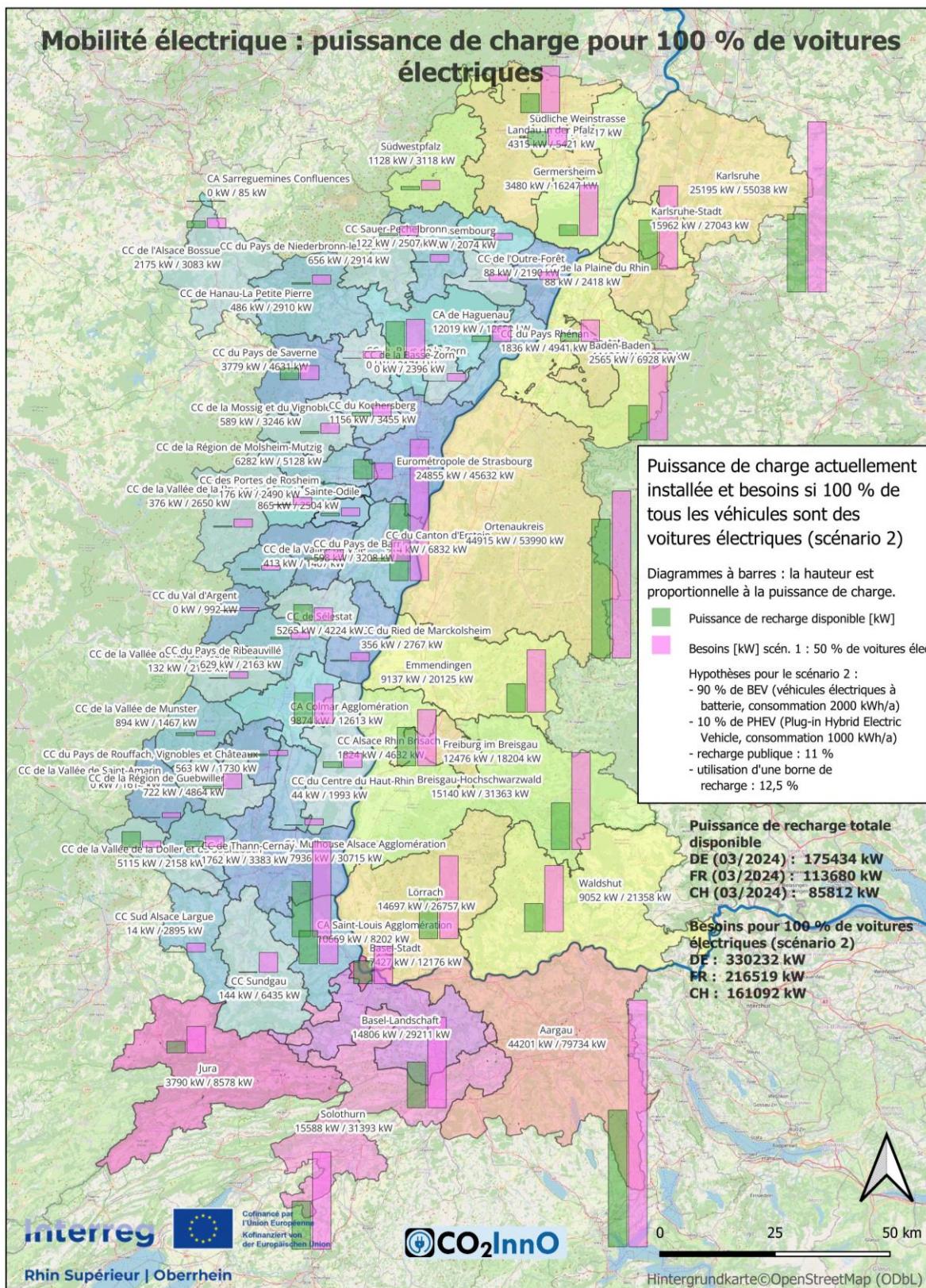


Figure III-13: Scénario 100 % EVs : besoins en recharge vs infrastructure de recharge disponible en Allemagne/France/Suisse

III.3.7. Électrification des stations-service

Les stations-service sont considérées comme des hubs de recharge potentiels³⁷ pour l'avenir. Pour l'analyse, les données OSM sur les stations-service ont été combinées avec les points de recharge issus des données gouvernementales. Une analyse de proximité (rayon de 50 mètres) a permis d'attribuer les points de recharge.

La région du Rhin supérieur compte 1 536 stations-service, dont 130 disposent également d'une infrastructure de recharge. Malgré leur faible proportion (< 10 %), celles-ci se caractérisent par une puissance de recharge moyenne élevée (460 kW).

La carte QGIS disponible à l'adresse Figure III-14 donne un aperçu des stations-service présentes dans la région du Rhin supérieur. Afin de mieux différencier les stations-service classiques de celles équipées de bornes de recharge, les stations-service électrifiées ont été classées par couleur en fonction de la puissance de recharge disponible. La représentation distingue :

- points gris : stations-service classiques pour carburants fossiles
- points bleus : stations-service à hydrogène
- points rougeâtres : stations-service électrifiées avec bornes de recharge
 - Les nuances de rouge indiquent la puissance de recharge
 - -orange/rouge clair = <150 kW
 - - rouge = 150 à 400 kW
 - - rose = >400 kW.

Comme on pouvait s'y attendre, le nombre de stations-service est élevé dans les zones urbaines, et le canton d'Argovie présente également une densité remarquablement élevée de stations-service. On remarque également une densité plus élevée de stations-service électrifiées entre Strasbourg et Fribourg, en particulier dans la région autour de Herbolzheim, Ringsheim et Orschweier, où se trouve l'Europapark Rust.

Dans l'ensemble, on peut supposer que la répartition des stations-service est dictée par le marché. Là où la demande est forte, on trouve également de nombreuses stations-service. Pour l'électrification du parc automobile, on dispose ainsi déjà d'une première indication de la demande en bornes de recharge pour voitures électriques. L'intégration de bornes de recharge dans les stations-service est conforme aux exigences de l'AFIR et aux lois nationales qui obligent les exploitants à les installer. Actuellement, la loi prévoit qu'à partir du 1er janvier 2028, les entreprises possédant au moins 200 stations-service devront en principe exploiter au moins une borne de recharge rapide accessible au public d'une puissance minimale de 150 kW dans chaque station-service.

³⁷ Installations centrales accessibles au public pour recharger plusieurs véhicules électriques

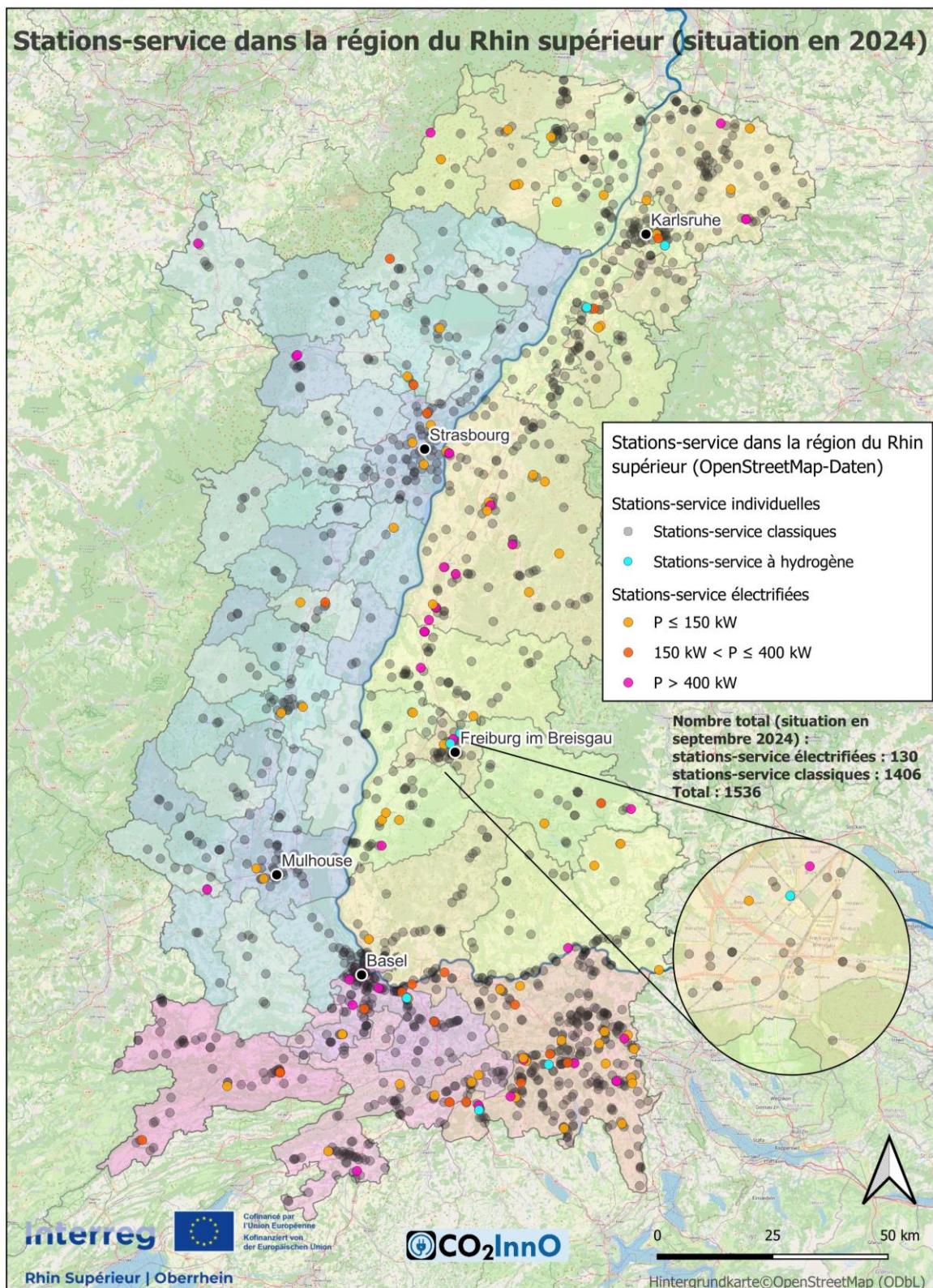


Figure III-14: QGIS carte: stations-service avec et sans infrastructure de recharge dans la région du Rhin supérieur

III.3.8. Le Vehicle-to-Grid (V2G) comme élément clé de la transition énergétique : une analyse critique des potentiels, des défis et des champs d'action

La transformation du système énergétique vers une structure décarbonée, décentralisée et numérisée représente l'un des défis majeurs du XXI^e siècle. Dans le cadre du développement des énergies renouvelables fluctuantes telles que le photovoltaïque et l'éolien, il devient essentiel de garantir la flexibilité afin d'assurer la stabilité du réseau. Le Vehicle-to-Grid (V2G), technologie permettant le transfert bidirectionnel d'énergie entre les véhicules électriques et le réseau électrique, fait l'objet d'une attention croissante de la part des milieux scientifiques, économiques et politiques. Les véhicules électriques ne sont plus seulement considérés comme des consommateurs, mais aussi comme des unités de stockage actives et décentralisées pouvant contribuer à la stabilisation du réseau.

III.3.8.1. Potentiels du Vehicle-to-Grid

Le V2G offre la possibilité de coupler intelligemment les secteurs de l'énergie et de la mobilité et de créer des synergies considérables. L'analyse de ce potentiel nécessite une approche multidimensionnelle qui englobe les aspects technologiques, économiques et écologiques.

Maturité technologique et contribution à la stabilité du réseau

L'affirmation selon laquelle la technologie de charge bidirectionnelle est « déjà disponible sur le plan technique » peut être confirmée, mais doit être nuancée. Si les composants électroniques de puissance de base existent dans les stations de recharge et les véhicules, la disponibilité à grande échelle sur le marché de véhicules de série compatibles V2G et de points de recharge privés (par exemple, les boîtiers muraux) est encore limitée. Des modèles tels que la Nissan Leaf ou la Ford F-150 Lightning prennent en charge cette technologie, mais la majorité des véhicules électriques sont actuellement limités à une recharge unidirectionnelle. La normalisation des protocoles de communication, en particulier la norme ISO 15118-20 (véhicules routiers - interface de communication entre le véhicule et la borne de recharge), est un facteur décisif qui garantit l'interopérabilité entre les véhicules, les bornes de recharge et le système backend des fournisseurs d'énergie et qui crée la base nécessaire à la mise à l'échelle (Yu et al., 2022).

Une prémissse fondamentale du concept V2G est la longue durée de vie des véhicules. L'étude souvent citée de Kempton & Tomić (2005) montre que les voitures particulières sont garées jusqu'à 95 % du temps. Malgré l'évolution des modes de mobilité, il existe donc une large fenêtre temporelle pendant laquelle les véhicules pourraient fournir des services au réseau. Pendant cette période, les véhicules compatibles V2G peuvent contribuer de manière quantifiable à la stabilisation du réseau. Leur fonction première est d'offrir une certaine flexibilité. Cela comprend plusieurs cas d'utilisation :

- **Régulation de fréquence (puissance de réglage primaire et secondaire) :** grâce à des temps de réaction extrêmement rapides, les batteries des véhicules

peuvent compenser les fluctuations à court terme entre la production et la consommation et maintenir ainsi la fréquence du réseau dans la plage cible de 50 Hz (Han et al., 2010).

- **Régulation de la tension** : dans les réseaux électriques, la puissance réactive assure le bon **niveau** de tension du réseau. La puissance réactive est la partie de l'énergie électrique qui n'est pas directement consommée comme énergie utile (puissance active), mais qui sert à créer des champs électromagnétiques nécessaires, par exemple, aux moteurs ou aux transformateurs. En fournissant de la puissance réactive, les véhicules électriques peuvent contribuer au maintien de la tension locale dans les réseaux de distribution, ce qui est particulièrement important en cas d'alimentation élevée par des installations photovoltaïques décentralisées (Wang et al., 2021).
- **Déplacement de charge et écrêtement des pics (peak shaving)** : les véhicules électriques peuvent se recharger lorsque le prix de l'électricité est bas (par exemple la nuit ou lorsque la production photovoltaïque est élevée). Lorsque la charge du réseau est élevée et que les prix sont élevés, ils peuvent réinjecter l'énergie stockée dans le réseau électrique. Cela peut réduire le besoin de centrales électriques de pointe coûteuses et souvent alimentées par des énergies fossiles, et donc réduire les coûts d'extension du réseau. Une étude prévoit que ces mesures pourraient réduire les pics de charge jusqu'à 6 % (Agora Energiewende, 2023).

La synergie avec les installations de cogénération (CCE) mentionnée dans le texte original est plausible : alors que les installations de cogénération constituent une source d'énergie capable de couvrir la charge de base et guidée par la chaleur, le V2G peut fournir la flexibilité volatile nécessaire à court terme pour optimiser l'ensemble du système.

Potentiel économique et écologique

Les données quantitatives sur le potentiel du V2G sont ambitieuses, mais elles se retrouvent dans la littérature. Une étude très citée de DNV (*Det Norske Veritas - The Norwegian Truth*) pour le gestionnaire de réseau de transport TenneT prévoit pour 2040 des économies annuelles dans le système énergétique pouvant atteindre 22,2 milliards d'euros dans un scénario optimiste pour l'Europe. Ce montant résulte principalement de la réduction des coûts d'extension du réseau, de la diminution des coûts liés à la puissance de réglage et d'une utilisation plus efficace des énergies renouvelables (DNV, 2022). La réduction concomitante des besoins en batteries de stockage stationnaires pouvant atteindre 92 % souligne le potentiel du V2G pour éviter des redondances coûteuses sur le marché du stockage. Selon la même étude, la capacité de stockage théorique du parc de véhicules électriques européen pourrait

en effet atteindre 114 TWh d'ici 2040, ce qui augmenterait considérablement la capacité de stockage décentralisée.

Sur le plan écologique, le V2G permet une bien meilleure intégration des énergies renouvelables. Grâce à une recharge intelligente, l'électricité est consommée lorsqu'elle est disponible en abondance (par exemple à midi, lorsque l'ensoleillement est fort). La réinjection peut couvrir les pics de consommation en soirée et réduire ainsi l'utilisation des centrales à combustibles fossiles. Des études suggèrent que la puissance photovoltaïque installable peut être augmentée jusqu'à 40 % dans un scénario V2G sans surcharger le réseau (Agora Energiewende, 2023).

Les consommateurs finaux bénéficient également d'avantages significatifs. Des études telles que celle de Yao et al. (2022), qui analysent des contextes spécifiques de marché et d'utilisation, font état d'une économie potentielle pouvant atteindre 52 % des coûts annuels d'électricité. Ces économies dépendent fortement de la dispersion des prix des tarifs d'électricité dynamiques, du profil de conduite individuel et du cadre réglementaire (par exemple, les frais applicables). En outre, la fourniture de services de réseau par le biais d'agréateurs donne naissance à de nouveaux modèles commerciaux qui peuvent ouvrir des sources de revenus supplémentaires aux propriétaires de véhicules.

III.3.8.2. Obstacles à la mise en œuvre et défis

Malgré son énorme potentiel, la mise en œuvre à grande échelle du V2G se heurte à des obstacles importants d'ordre réglementaire, technique, économique et social.

III.3.8.3. Cadre réglementaire et juridique

Le cadre juridique en Allemagne et dans l'UE est en pleine évolution, mais reste lacunaire. L'un des principaux obstacles était la **double charge financière que représentaient les redevances de réseau, les taxes et les prélèvements** sur l'électricité stockée temporairement. L'électricité réinjectée était traitée comme de l'électricité destinée aux consommateurs finaux, ce qui rendait le V2G non rentable. Grâce à la révision de la loi sur l'économie énergétique (EnWG), en particulier l'article 14a, qui oblige les gestionnaires de réseaux de distribution à assurer la sécurité globale du réseau, à respecter des obligations de déclaration et à coopérer, notamment dans le contexte des exigences modernes telles que la mobilité électrique, le stockage d'électricité et les infrastructures communales, les systèmes de stockage mobiles seront exemptés des redevances de réseau pour la réinjection à partir de 2025, ce qui constitue une amélioration décisive (BNetzA, 2023).

Toutefois, il manque encore **des normes techniques et des protocoles de communication harmonisés** au niveau européen. La norme ISO 15118-20 mentionnée ci-dessus constitue certes une étape importante, mais sa mise en œuvre dans les véhicules et les infrastructures de recharge doit être généralisée. De même, **des questions fiscales** essentielles restent en

suspens, telles que le traitement des revenus provenant des services V2G. Cette incertitude freine le développement de modèles commerciaux.

Le règlement européen sur le déploiement d'une infrastructure pour les carburants alternatifs (AFIR) impose en effet à partir de 2027 **des capacités de communication bidirectionnelles** pour les nouvelles infrastructures de recharge publiques, ce qui constitue une impulsion importante. Cela ne signifie toutefois pas qu'il y ait une obligation d'une fonctionnalité V2G, qui comprend également la capacité électronique de puissance pour la réinjection.

III.3.8.4. Défis infrastructurels et techniques

Le **déploiement laborieux des compteurs intelligents** en Allemagne constitue un frein infrastructurel majeur. Les systèmes de mesure intelligents sont indispensables pour la facturation des tarifs d'électricité dynamiques et le contrôle des processus de recharge en temps réel. La « loi sur la relance de la numérisation de la transition énergétique » vise à accélérer le déploiement, mais sa mise en œuvre reste un défi.

Le coût des boîtiers muraux bidirectionnels est actuellement encore nettement plus élevé que celui des modèles unidirectionnels (souvent d'un facteur 2 à 3), ce qui freine la propension des clients privés à investir. Avec l'augmentation de la production et la standardisation, on s'attend à une baisse des coûts.

Un point souvent discuté est **l'impact sur la durée de vie de la batterie**. La cyclisation supplémentaire due au V2G entraîne inévitablement une dégradation (vieillissement) accélérée de la batterie. Cependant, des études récentes montrent qu'avec une gestion intelligente de la batterie, qui maintient l'état de charge dans une plage optimale (par exemple 20-80 %) et limite le nombre de cycles par jour, la dégradation est modérée et les avantages économiques peuvent l'emporter sur les inconvénients (Zentralverband Deutsches Kraftfahrzeuggewerbe, 2023). Néanmoins, cette incertitude conduit à une **certaine réticence de la part de l'industrie automobile**, qui doit fournir des garanties sur la durée de vie des batteries.

III.3.8.5. Acceptation par le marché et nouveaux acteurs

Les **consommateurs** sont sceptiques. Le manque de clarté quant à la rentabilité, la complexité des modèles contractuels avec les agrégateurs et les inquiétudes concernant la durée de vie des batteries freinent l'acceptation. Des offres transparentes et faciles à comprendre sont ici une condition préalable fondamentale.

De plus, de nouveaux rôles doivent être établis sur le marché, en particulier celui des **agrégateurs**. Ceux-ci regroupent le potentiel de flexibilité de milliers de véhicules individuels pour former des centrales électriques virtuelles et les commercialisent sur les marchés de l'énergie. Leurs modèles commerciaux sont essentiels pour le développement du V2G (Solanke et al., 2020). Un autre aspect souvent négligé est la **cybersécurité**. La mise en

réseau de millions de véhicules avec le secteur critique des infrastructures du réseau électrique ouvre de nouveaux vecteurs d'attaque qui nécessitent des architectures de sécurité robustes.

III.3.8.6. Perspective internationale et perspectives d'avenir

Un coup d'œil à l'étranger montre que l'Allemagne a du retard à rattraper dans le domaine du V2G par rapport à des pays comme **la Grande-Bretagne, les Pays-Bas ou la France**. Dans ces pays, il existe déjà des offres commerciales V2G et un grand nombre de projets pilotes, qui s'accompagnent d'une réglementation proactive. L'Allemagne se limite encore largement à des projets pilotes et de recherche, comme ceux que l'on trouve dans **la région du Rhin supérieur**. La dimension transfrontalière est particulièrement importante dans ce contexte, car l'harmonisation des cadres réglementaires et techniques avec la France et la Suisse serait essentielle pour une utilisation intégrée et efficace du V2G dans la région.

Les évolutions juridiques mentionnées dans le texte initial sont des précurseurs essentiels. L'obligation de proposer **des tarifs d'électricité dynamiques** à partir de 2025 augmentera considérablement les incitations économiques en faveur de la recharge intelligente et du V2G. Les exigences de l'AFIR élargiront la base technologique de l'infrastructure de recharge.

III.3.8.7. Conclusion

L'analyse confirme que le Vehicle-to-Grid est une technologie clé au potentiel transformateur pour le système énergétique. Les potentiels mentionnés dans le texte initial en matière de réduction des coûts, de diminution des besoins de stockage et de meilleure intégration des énergies renouvelables sont largement confirmés par des études et des rapports scientifiques, même s'ils sont liés à des scénarios ambitieux. Le V2G est plus qu'une option technique ; il s'agit d'un élément constitutif de l'interconnexion des secteurs, qui peut favoriser de manière synergique la décarbonisation des secteurs des transports et de l'énergie.

Cependant, l'écart entre ce potentiel et la réalité actuelle en Allemagne est considérable. Les obstacles correctement identifiés dans le texte – incertitude réglementaire, déficits infrastructurels et acceptation hésitante du marché – freinent la mise à l'échelle.

Afin d'exploiter le potentiel du V2G, une action concertée des pouvoirs publics, de l'industrie et de la science est nécessaire. Les recommandations d'action suivantes peuvent être formulées :

- **Création d'une sécurité juridique et de planification** : les responsables politiques doivent rapidement supprimer les obstacles réglementaires restants. Cela inclut la clarification des questions fiscales et l'établissement de normes techniques claires et harmonisées à l'échelle européenne en matière de communication et de sécurité. Les récentes modifications apportées à la loi

allemande sur l'énergie (EnWG) constituent un pas dans la bonne direction, qui doit être suivi d'autres mesures.

- **Accélération du développement des infrastructures** : le déploiement de systèmes de mesure intelligents doit être poursuivi en priorité. Parallèlement, des incitations ciblées (par exemple via la KfW) devraient être mises en place pour l'achat de boîtiers muraux bidirectionnels afin de compenser les coûts supplémentaires initiaux et de stimuler un marché de masse.
- **Promotion de l'acceptation et des modèles commerciaux** : les consommateurs ont besoin d'informations transparentes sur les avantages et les risques du V2G, en particulier en ce qui concerne la durée de vie des batteries. Les constructeurs automobiles sont tenus de définir des conditions de garantie claires pour le fonctionnement du V2G. Le développement de modèles commerciaux innovants et conviviaux par les agrégateurs et les fournisseurs d'énergie doit être soutenu.
- **Renforcement de la recherche et de la coopération transfrontalière** : les projets pilotes, en particulier dans les régions frontalières telles que le Rhin supérieur, doivent continuer à être encouragés afin d'acquérir une expérience pratique et de tester et valider l'interopérabilité transfrontalière.
- Seule une approche proactive et coordonnée permettra d'intégrer de manière transparente des millions de véhicules électriques en tant qu'éléments actifs du système énergétique. Le V2G n'est plus une vision lointaine, mais une solution technologique concrète dont la mise en œuvre sera décisive pour rendre la transition énergétique rentable, sûre et durable.

III.4. Défis

La recherche sur la mobilité électrique a rencontré quelques obstacles. Le premier défi majeur était qu'il n'existe actuellement aucun système V2G applicable à grande échelle, de sorte que la combinaison de cette technologie avec des réseaux décentralisés de centrales de cogénération n'a pu être analysée que de manière prospective.

En outre, l'enregistrement et la déclaration nation hétérogènes des infrastructures de recharge au sein de l'UE et en Suisse se sont avérés problématiques. Les trois pays utilisent des systèmes différents pour enregistrer les infrastructures de recharge et publient également les données dans des formats très différents, ce qui complique considérablement la réédition de cartes et d'analyses transnationales. Les données allemandes, en particulier, ont dû faire l'objet d'un traitement approfondi, car les publications de l'Agence fédérale des réseaux regroupaient jusqu'à quatre points de recharge situés au même endroit dans une seule entrée. Afin de permettre une comparaison avec la France et la Suisse au niveau des points de

recharge, l'ensemble des données a dû être restructuré. De plus, les données sont publiées à des dates différentes³⁸. Ces constatations s'appliquent également à toutes les autres données gouvernementales utilisées, telles que le nombre de voitures particulières ou d'habitants des communes. Il a donc été nécessaire d'uniformiser et de traiter de manière approfondie les données pour la région du Rhin supérieur afin de constituer une base de données comparable. Mais ce qui est nettement plus problématique, c'est le fait que l'EVSEID³⁹ (Electric Vehicle Supply Equipment ID) prescrit par l'UE dans l'AFIR pour l'infrastructure de recharge n'est pas toujours utilisé (correctement) comme identifiant. Il n'apparaît pas du tout dans les ensembles de données allemands, les points de recharge étant identifiés par un identifiant distinct qui ne correspond pas à la norme. Les données françaises prévoient quant à elles cet EVSEID, mais celui-ci n'est pas toujours enregistré correctement, ce qui donne lieu à une nomenclature très hétérogène sans norme claire.

Le plus grand défi a été le manque d'uniformité des normes en matière de collecte et de traitement des données. Afin de permettre des analyses comparables à l'avenir, une norme commune devrait être établie.

Hormis ces défis liés au traitement des données, aucune difficulté notable n'a entraîné de déviation du projet.

III.5. Perspectives

Les recherches présentées ici donnent un aperçu de l'évolution actuelle de la mobilité durable dans la région du Rhin supérieur et des mesures prospectives nécessaires pour parvenir à une décarbonisation approfondie du secteur. Au cours du projet, les chercheurs ont identifié plusieurs domaines de recherche qui mériteraient d'être approfondis à l'avenir et pourraient faire l'objet de recherches supplémentaires. La mobilité électrique transfrontalière, en particulier, apparaît comme un domaine intéressant. L'infrastructure des deux côtés du Rhin a été étudiée, mais le comportement transfrontalier des habitants en matière d'utilisation, ou l'utilisation de facto de l'infrastructure au-delà des frontières, est également très intéressant. Le covoiturage transfrontalier en est un exemple notable, qui a été mis en évidence dans le cadre de l'analyse juridique, car il n'existe pas de réglementation uniforme pour un tel cas.

L'étude des technologies Vehicle-to-Grid (V2G) présente un intérêt très élevé, en particulier à l'avenir, lorsque l'électrification du secteur de la mobilité progressera. Ce point de connexion au réseau devrait faire l'objet d'une étude plus approfondie. Le potentiel de stockage d'énergie disponible devrait être chiffré afin d'évaluer des cas d'application concrets et l'utilisabilité.

³⁸ Cf. publication avec Benoit

³⁹ Article 5 et annexe II du règlement (UE) 2023/1804 (AFIR)

III.6. Contribution à la feuille de route

La mobilité durable dans la région du Rhin supérieur est extrêmement importante pour la transformation de la région en une région innovante et neutre sur le plan climatique. La mobilité à faibles émissions permet non seulement de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'améliorer la qualité de l'air, mais elle contribue également à la mise en place d'un réseau énergétique plus résilient. Grâce à une gestion intelligente, les véhicules électriques peuvent contribuer à une meilleure utilisation des énergies renouvelables et, dans l'idéal, servir de réservoirs capables de réinjecter l'énergie stockée. Ils peuvent ainsi devenir un élément essentiel des réseaux intelligents décentralisés, qui dépendent de réservoirs tampons pour compenser les fluctuations.

Pour atteindre ces objectifs, plusieurs mesures importantes doivent toutefois encore être prises. Tout d'abord, davantage de véhicules électriques doivent remplacer les moteurs à combustion conventionnels afin de créer des capacités de stockage significatives et de réduire les émissions. Grâce à son développement rapide, l'infrastructure de recharge est actuellement si bien développée qu'elle permet de prendre en charge plus de véhicules qu'il n'y en a actuellement sur les routes. C'est pourquoi il convient de viser une part plus importante de véhicules électriques dans le parc automobile total. Cela ne signifie toutefois pas que le développement des infrastructures doit stagner, car le nombre de points de recharge doit également être constamment augmenté. En outre, il est également important de poursuivre la recherche sur les technologies Vehicle-to-Grid et de les rendre utilisables afin de permettre une utilisation de la mobilité électrique au service du réseau. En Europe, l'utilisation de ces technologies se limite généralement à des projets de recherche ou à des projets pilotes, mais elles doivent également être utilisées à plus grande échelle afin de pouvoir disposer des capacités de stockage nécessaires. Un système dans lequel les véhicules privés font partie de l'approvisionnement du réseau pose ses propres défis, non seulement sur le plan technique, mais aussi en termes de frais d'utilisation et de protection des données. Il faut également tenir compte du fait que le développement des énergies renouvelables, qui représentent une part croissante de l'approvisionnement énergétique, nécessite également la mise en place de systèmes de stockage d'énergie efficaces et rentables ou le développement de l'approvisionnement de base, en raison de leur volatilité et de leur dépendance aux conditions météorologiques. La France mise sur l'énergie nucléaire, tandis que l'Allemagne y a renoncé et est déjà confrontée à des périodes de faible ensoleillement et de faible vent (euronews, 2024)⁴⁰, (SMC, 2025)⁴¹. L'installation de nouvelles centrales à gaz comme *solution de secours*, actuellement envisagée, pourrait constituer une option à long terme.

⁴⁰ <https://www.euronews.com/business/2024/12/13/norway-aims-to-cut-energy-links-with-europe-due-to-soaring-prices>

⁴¹ <https://www.sciencemediacenter.de/angebote/dunkelflauten-wie-hohe-strompreise-gesenkt-werden-koennten-25009>

Cependant, celle-ci ne sera respectueuse du climat que si, comme dans le projet présenté ici, les centrales sont *compatibles avec l'hydrogène* (Staatsanzeiger, 2025)⁴².

Le concept de centrale de cogénération pourrait ainsi devenir un élément essentiel de l'approvisionnement énergétique en Europe et contribuer à la transformation, conjointement avec d'autres mesures de réduction des émissions, telles que la mobilité électrique dans le transport individuel et l'hydrogène dans le transport lourd.

⁴²

<https://www.staatsanzeiger.de/nachrichten/wirtschaft/reiche-setzt-auf-neue-gaskraftwerke-im-sueden-deutschlands/>

IV. Rapport du lot de travail no. 4

Analyse juridique et administrative complémentaire

Membres :

Prof. Dr Michael Frey, Mag. rer. publ., Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Bénédicte Laroze, LL.M., Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Philipp Boetzelen, Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

IV.1. Contexte et objectif

Le projet CO2InnO a pour objectif d'étudier des solutions permettant d'atteindre la neutralité climatique dans la région du Rhin supérieur, en mettant particulièrement l'accent sur la transformation de l'approvisionnement en chaleur et en énergie. La centrale de cogénération à hydrogène étudiée par l'École supérieure de Karlsruhe représente une technologie de chauffage alternative, car elle utilise une source d'énergie non fossile. L'étude de la faisabilité d'une telle centrale au niveau communal dans le cadre de la planification communale du chauffage fait partie d'un concept global d'intégration intersectorielle, dont les autres composantes sont traitées par d'autres partenaires du projet.

La mise en œuvre d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène nécessite inévitablement la production d'hydrogène, que ce soit par l'utilisation d'électricité provenant de centrales nucléaires (l'énergie nucléaire représente 72 % de la production d'électricité primaire en France (Ministère Territoires Ecologie Logement, 2024) ou par le développement des énergies renouvelables. Parallèlement, les besoins en électricité ne cessent d'augmenter en raison de l'électrification croissante et de la forte consommation d'énergie nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse.

Une gestion intelligente du réseau est indispensable pour garantir un approvisionnement énergétique sûr, éviter les surcharges du réseau et prévenir les pénuries d'approvisionnement. L'utilisation de compteurs intelligents est un élément central à cet égard. Une gestion intelligente de l'énergie favorise également l'intégration intersectorielle et encourage le développement de la mobilité électrique, qui nécessite à son tour une infrastructure de recharge étendue.

La transition énergétique et climatique est un sujet hautement politique et socialement sensible – la participation des citoyens est un facteur clé pour l'acceptation sociale et donc pour le succès des projets correspondants. Alors que ces aspects ont été étudiés par d'autres partenaires du projet, l'université de Kehl s'est concentrée sur le cadre juridique et administratif.

Grâce à la participation de la Stadt Offenburg et à l'utilisation de sa base de données, le projet a pu s'ancrer dans la pratique afin de tester le potentiel de mise en œuvre de la manière la plus réaliste possible. Étant donné que le projet doit avoir un impact explicitement transfrontalier et renforcer la coopération franco-allemande, tous les partenaires du projet tiennent compte des aspects transnationaux et des différences nationales.

La nouveauté des technologies utilisées nécessite de clarifier leur cadre juridique et leurs possibilités de mise en œuvre – cet aspect est traité dans une étude juridique et administrative complémentaire. L'objectif est non seulement d'identifier le droit applicable, mais aussi de mettre en évidence les obstacles juridiques potentiels qui découlent du caractère innovant des technologies. L'orientation transfrontalière du projet permet de comparer les approches

nationales, mais pose également des défis, car les différences nationales peuvent compliquer la coopération énergétique. L'Allemagne et la France sont toutes deux membres de l'UE et doivent donc intégrer la politique énergétique de l'UE dans leur législation nationale et leurs mesures de planification. L'UE devient de plus en plus un « quasi-législateur » dans le secteur de l'énergie et influence considérablement le droit allemand de l'énergie (Danner et Kühling, 2024). Cette affirmation s'applique également au droit français de l'énergie.

La mise en œuvre de la politique énergétique de l'UE par les États membres est certes largement homogène, notamment en ce qui concerne la gouvernance, la planification et la mise en œuvre des exigences du marché et des objectifs de l'UE (Tesson, 2024). Néanmoins, les États disposent d'une marge de manœuvre importante, notamment en matière d'organisation de la réglementation et de sécurité d'approvisionnement, afin de tenir compte des spécificités nationales (Tesson, 2024). Le choix des sources d'énergie, leurs modes de production et les instruments de soutien publics peuvent également varier d'un État membre à l'autre sans enfreindre le droit européen (Tesson, 2024). La décision d'utiliser ou non l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité relève donc de la seule compétence des États membres (Lamoureaux, 2022). La France et l'Allemagne présentent des divergences particulièrement marquées sur cette question, ce qui a également une incidence sur le projet, car l'hydrogène est classé différemment selon son mode de production et n'est pas réglementé de manière uniforme par la loi.

Le programme de travail de l'École supérieure d'administration publique de Kehl s'est donc concentré sur l'évaluation juridique des différents aspects du projet. La construction d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène soulève des questions en matière d'aménagement du territoire, de planification urbaine et de droit des autorisations, tant en Allemagne qu'en France. Comme bon nombre de ces questions sont nouvelles, elles représentent un défi majeur pour les décideurs concernés. Les mesures de l'UE renforcent de plus en plus le rôle du niveau local dans la transition énergétique, par exemple en lui conférant la responsabilité d'approuver les infrastructures nécessaires (par exemple, la désignation de zones pour les énergies renouvelables, les bornes de recharge, la planification de la mobilité ou du chauffage, la participation financière des citoyens), ce qui en fait un acteur central de la mise en œuvre (Müller, Laroze et Frey, 2024). La classification et le commerce de l'hydrogène ont également dû être étudiés. Du point de vue de la participation citoyenne, le niveau local est essentiel pour permettre la participation de la population et favoriser ainsi l'acceptation sociale. Le projet visant à une intégration intersectorielle, l'université de Kehl s'est également penchée sur les aspects juridiques de cette intégration, notamment en ce qui concerne les compteurs intelligents et le stockage d'énergie. Le nombre croissant de cyberattaques contre les infrastructures énergétiques souligne la sensibilité de ce domaine, qui est fortement influencé par la réglementation européenne.

Cette recherche repose sur l'analyse de la mise en œuvre du droit européen dans le domaine de la politique énergétique en France et en Allemagne. Cette mise en œuvre ne représente pas seulement un défi juridique, car elle nécessite des adaptations importantes au système juridique national respectif, mais elle est également fortement influencée par les décisions stratégiques des deux pays en matière de politique énergétique. En particulier, les différences d'attitude à l'égard de l'utilisation de l'énergie nucléaire ont des implications importantes pour la conception nationale des mesures de protection du climat. Alors que l'Allemagne, dans le cadre de sa stratégie hydrogène, met clairement l'accent sur la production et l'importation d'hydrogène vert issu de sources d'énergie renouvelables, la France poursuit une stratégie qui mise davantage sur l'hydrogène à faible teneur en carbone, en incluant l'énergie nucléaire comme source d'énergie à faibles émissions. Ces approches divergentes reflètent les priorités fondamentales des deux États en matière de politique énergétique et influencent de manière significative la mise en œuvre pratique des objectifs climatiques européens au niveau national. L'objectif du lot de travail était donc de présenter de manière comparative et compréhensible la législation applicable à l'hydrogène et à une centrale de cogénération en France et en Allemagne, en tenant compte des questions de cybersécurité, de participation citoyenne et d'intégration intersectorielle, afin d'identifier et de surmonter les éventuels obstacles juridiques à la mise en œuvre de nouvelles technologies.

IV.2. Méthodes et matériel

Le travail suit une approche juridique et interdisciplinaire. L'objectif était d'identifier, d'analyser systématiquement et d'évaluer de manière comparative le cadre juridique pertinent pour la transition énergétique et la politique en matière d'hydrogène aux niveaux européen, allemand et français. Sur le plan méthodologique, une méthode d'interprétation juridique classique a été appliquée, complétée par une analyse comparative du droit et des éléments d'analyse politique.

IV.3. Méthodes utilisées

IV.3.1. Méthodes d'interprétation juridique

Des méthodes d'interprétation juridique reconnues ont été utilisées pour analyser les dispositions légales et autres textes normatifs tels que les directives et les règlements. Plus précisément, l'interprétation littérale, l'interprétation systématique dans le contexte de l'ensemble du droit, l'interprétation historique tenant compte de l'historique de la norme et l'interprétation téléologique, qui met l'accent sur le sens et l'objectif de la norme, ont été utilisées. Cette approche méthodologique a permis de saisir avec précision la signification et la portée exactes des dispositions juridiques respectives.

IV.3.2. Comparaison juridique

L'analyse comparative des cadres juridiques en Allemagne et en France a constitué un élément méthodologique central de l'étude. Elle a notamment porté sur les fondements juridiques des politiques énergétiques respectives, les instruments de planification utilisés tels que les stratégies nationales, les compétences institutionnelles ainsi que les cadres de financement et d'autorisation. La comparabilité entre les deux systèmes juridiques a été établie sur la base de critères fonctionnels. Les différences dans la structure juridique, l'administration et la gouvernance politique ont été systématiquement mises en évidence et classées dans leur contexte respectif.

IV.3.3. Analyse bibliographique

Afin d'approfondir l'interprétation des dispositions légales et de les classer dans les discours scientifiques existants, la littérature juridique spécialisée pertinente a été consultée. Il s'agit notamment de commentaires juridiques, d'articles spécialisés et de monographies. Ces sources ont non seulement permis une analyse juridique approfondie, mais aussi la présentation des différents points de vue et controverses au sein de la communauté juridique.

IV.3.4. Analyse de documents politiques et stratégiques

En complément de l'étude des bases juridiques, des programmes politiques et des documents stratégiques pertinents ont également été analysés. Il s'agit par exemple des accords de coalition du côté allemand, du PPE en France ainsi que des stratégies nationales et européennes dans le domaine de l'hydrogène et de la mobilité. Le contenu des documents a été systématiquement évalué, en particulier en ce qui concerne les objectifs formulés, les mesures prévues, les délais et les responsabilités institutionnelles. Cela a permis de comprendre dans quelle mesure les réglementations juridiques sont interprétées, développées ou complétées sur le plan politique.

IV.3.5. Communication institutionnelle et données statistiques

Pour compléter l'analyse, les communiqués des institutions publiques, telles que les ministères fédéraux, l'ADEME française ou la Commission européenne, ont également été évalués. Ces communications officielles fournissent des informations actualisées sur l'état d'avancement de la mise en œuvre et offrent un aperçu pratique de la manière dont les réglementations juridiques analysées sont appliquées. Elles ont également été utilisées pour actualiser et valider l'analyse juridique, notamment en intégrant des données statistiques pertinentes.

IV.4. Sources et base documentaire

L'étude s'appuie sur un grand nombre de sources différentes. Il s'agit notamment de sources de droit primaire telles que les lois, les règlements, les directives européennes et leurs

justifications officielles. En complément, des ouvrages secondaires pertinents ont été utilisés sous forme de commentaires spécialisés, d'articles juridiques et d'études scientifiques. Les documents de planification politique tels que les stratégies nationales, les programmes ou les accords de coalition constituent un autre élément de la base documentaire. En outre, des données et statistiques officielles ainsi que des supports de communication d'institutions publiques, notamment des discours, des communiqués de presse et des rapports, ont été pris en compte. Les sources ont été sélectionnées selon des critères de pertinence, d'actualité et de fiabilité institutionnelle.

IV.5. Justification du choix des méthodes

La combinaison des méthodes utilisées était nécessaire pour pouvoir traiter la question de recherche de manière exhaustive et approfondie. La méthode d'interprétation juridique a garanti une analyse précise et différenciée du droit applicable. L'approche comparative a permis de mettre en évidence les différences et les similitudes systématiques entre les deux systèmes juridiques étudiés. L'intégration des programmes politiques a en outre permis de mieux comprendre la mise en œuvre pratique et les objectifs sous-jacents. Enfin, l'évaluation de la communication institutionnelle fournit des informations et des évaluations actuelles et pratiques qui complètent l'analyse juridique et la replacent dans le contexte actuel.

IV.6. Défis particuliers

Au cours de l'étude, plusieurs défis méthodologiques sont apparus. Il s'est avéré que l'accès aux documents de planification stratégique était parfois moins transparent en France qu'en Allemagne, ce qui a compliqué la collecte d'informations. En outre, les différences entre les systèmes juridiques centralisé français et fédéral allemand ont posé des défis méthodologiques en termes de comparabilité. Les aspects linguistiques ont également joué un rôle, car de nombreux documents n'étaient disponibles que dans leur langue originale, ce qui a nécessité une traduction minutieuse et fidèle au contexte. De plus, la publication des stratégies politiques dans les deux pays n'était pas synchronisée, ce qui a entraîné des décalages temporels qui ont rendu difficile la comparaison directe des différentes mesures.

IV.7. Résultats

Dans le cadre du projet CO2InnO, l'étude juridique et administrative complémentaire a abordé tous les aspects du projet et, en collaboration avec les partenaires, a d'abord présenté le cadre juridique et mis en lumière les défis juridiques potentiels. Les résultats suivants ont été obtenus.

IV.7.1. Le secteur de l'énergie et la neutralité climatique

Le secteur de l'énergie est responsable de plus de 75 % des émissions de gaz à effet de serre dans l'UE (Commission européenne, n.d.a). En 2022, les émissions liées à l'énergie représentaient environ 85 % des émissions de gaz à effet de serre en Allemagne (Agence fédérale de l'environnement, 2024). En raison de l'utilisation de l'énergie nucléaire, cette part est nettement inférieure en France : en 2023, le secteur de l'énergie n'était responsable que de 9 % des émissions de gaz à effet de serre (Ministère Territoires Ecologie Logement, 2024). La décarbonisation du secteur énergétique joue un rôle essentiel dans la réalisation de l'objectif de neutralité climatique fixé par l'UE (art. 2, paragraphe 1, de la loi européenne sur le climat (règlement UE 2021/1119 du 30 juin 2021)).

En tant qu'États membres de l'UE, l'Allemagne et la France sont liées par les objectifs climatiques de l'UE. Les États membres sont en effet tenus de transposer et d'appliquer le droit de l'UE. Les règlements sont directement applicables dans tous les États membres et doivent être appliqués sans autre transposition nationale (art. 288, paragraphe 2, TFUE). Les directives, en revanche, n'engagent les États membres qu'en ce qui concerne l'objectif, la mise en œuvre concrète étant assurée par le droit national (article 288, paragraphe 3, du TFUE). Toutefois, l'UE ne peut adopter des dispositions législatives que si les traités le lui permettent expressément (article 5, paragraphe 1, du TUE). Dans le domaine de la politique énergétique, l'UE partage la compétence avec les États membres (compétence dite partagée) (art. 4, paragraphe 2, point i), du TFUE). En ce qui concerne les règles de concurrence requises (articles 101 à 109 du TFUE), l'UE dispose d'une compétence exclusive (Khan 2024). En vertu du principe de primauté, le droit de l'UE prime sur le droit national des États membres. Cela a déjà été confirmé par la Cour de justice de l'Union européenne dans son arrêt du 15 juillet 1964 dans l'affaire *Flaminio Costa contre ENEL* (EUR-Lex, 2023). La primauté vise à garantir le bon fonctionnement de l'Union ainsi que l'application et l'efficacité uniformes du droit de l'Union (Müller, Laroze et Frey, 2024). Concrètement, cela signifie que les États membres ne peuvent pas appliquer des dispositions nationales qui sont contraires au droit de l'Union en vigueur (Müller, Laroze et Frey, 2024). Les autorités locales sont également directement tenues de mettre en œuvre le droit de l'Union européenne. Étant donné qu'elles sont, tout comme les États membres, soumises au droit de l'Union européenne, elles sont également responsables de son application. Les directives ont un effet direct sur les autorités administratives (arrêt de la CJUE du 22 juin 1989, *Fratelli Costanzo SpA contre Comune di Milano*, affaire 103/88). Cela limite leur autonomie d'action, mais souligne en même temps leur rôle clé dans la mise en œuvre pratique, en particulier pour des objectifs politiques tels que la transition énergétique (Müller, Laroze et Frey, 2024). Les actes juridiques de l'UE, tels que les règlements sur la politique énergétique, obligent les autorités locales à prendre des mesures concrètes (Müller, Laroze et Frey, 2024). Malgré l'autonomie constitutionnelle des États

membres en matière d'organisation territoriale garantie par l'article 4 du traité de Lisbonne, l'influence et du droit européen au niveau local reste considérable (Geiger et Kirchmaier, 2024). En raison des différents systèmes juridiques – fédéral en Allemagne et centralisé en France – la mise en œuvre des actes juridiques de l'UE diffère dans les deux pays (Müller, Laroze et Frey, 2024).

IV.7.1.1. Le couplage sectoriel

La décarbonisation du secteur énergétique nécessite une approche de plus en plus intégrée de ses différentes composantes. L'intégration du système énergétique, également appelée couplage sectoriel, peut être définie comme « la connexion énergétique du secteur de l'électricité avec les secteurs du chauffage, des transports et de l'industrie » (Brinkschmidt, 2023). Dans sa communication « Une stratégie européenne pour l'intégration du système énergétique afin d'alimenter une économie neutre en carbone » du 8 juillet 2020 (COM(2020) 299 final, 8.7.2020), la Commission européenne définit trois piliers centraux pour la mise en œuvre de l'intégration sectorielle : premièrement, l'amélioration de l'efficacité énergétique, deuxièmement, l'électrification accrue des secteurs d'utilisation finale et, troisièmement, l'utilisation accrue de combustibles et de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone. Elle souligne que le système énergétique intégré est multidirectionnel : verticalement (les producteurs et les clients décentralisés contribuent à la flexibilité et à la stabilité du réseau, par exemple grâce au Vehicle-to-Grid) et horizontalement grâce à l'augmentation des échanges d'énergie entre les secteurs, par exemple grâce à l'équilibrage thermique dans les réseaux intelligents de chauffage et de refroidissement urbains (cf. Figure IV-1 ci-dessous).

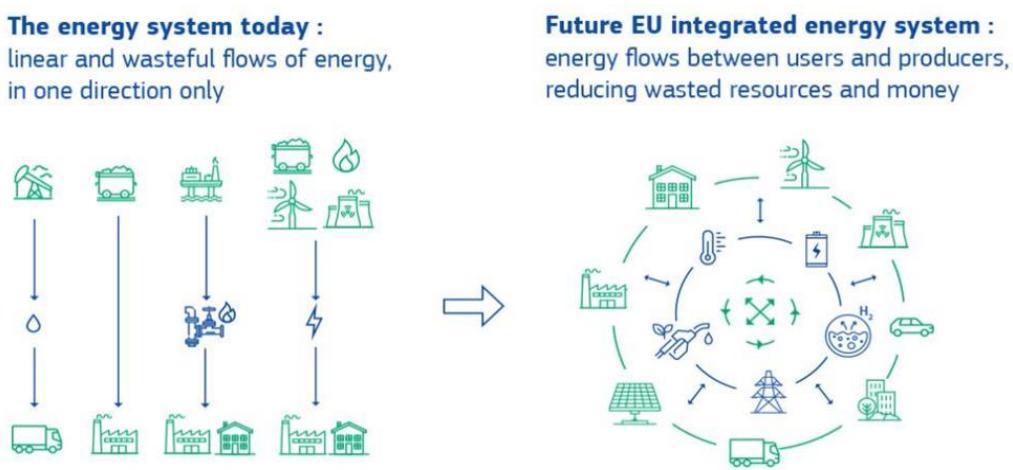


Figure IV-1: Comparaison entre le système énergétique intégré actuel et futur de l'UE

IV.7.1.2. L'interconnexion des secteurs en Allemagne

L'interconnexion des secteurs en Allemagne est considérée comme un élément central de la transition énergétique (DFBEW, 2024). Elle constitue une solution importante pour la

décarbonisation et contribue à compenser les fluctuations de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (Brinkschmidt, 2023). Depuis 2016, le couplage sectoriel fait partie du plan de protection climatique 2050, et l'accord de coalition du gouvernement « feu tricolore » de 2021 le met également en avant comme une mesure importante pour éviter la fermeture des installations d'énergie renouvelable en cas de pénurie.

Cependant, l'interconnexion des secteurs représente un défi pour le réseau électrique, car les capacités actuelles du réseau ne sont pas suffisantes pour intégrer les millions de pompes à chaleur et de véhicules électriques prévus (DFBEW, 2024). La flexibilité du réseau doit donc être accrue, par exemple en ajustant les temps de recharge des véhicules électriques ou en utilisant des technologies « power-to-gas » qui transforment l'électricité excédentaire en hydrogène (Brinkschmidt, 2023). Pour une intégration réussie, une numérisation du système énergétique est nécessaire, les compteurs intelligents devant permettre l'échange d'informations entre les opérateurs de réseau et les exploitants d'installations (Brinkschmidt, 2023). La « loi sur la relance de la numérisation de la transition énergétique » vise à accélérer l'installation de compteurs intelligents en réduisant la bureaucratie et en simplifiant les procédures (BMWK, 2023). Cependant, malgré les aides financières, le déploiement des compteurs intelligents en Allemagne progresse lentement (Brinkschmidt, 2023). Cette tendance a également été constatée dans le cadre d'un séminaire franco-allemand organisé par les partenaires KIT et UHA (cf. WP 6).

Pour une interconnexion efficace des secteurs, l'extension du réseau a été planifiée de manière prospective (BDEW, 2024). Le « paquet de Pâques » de 2022 prévoit une planification à long terme de l'extension du réseau, qui tient également compte de l'électrification des transports (BMDV, 2022). Les gestionnaires de réseau doivent aligner l'extension des infrastructures sur les scénarios régionaux et tenir compte des plans communaux en matière de chauffage (DFBEW, 2024). La séparation des gestionnaires de réseau de la production et de la distribution d'énergie vise à promouvoir la concurrence et la transparence, mais complique l'exploitation directe d'installations de couplage sectoriel par les gestionnaires de réseau (Brinkschmidt, 2023).

Dans le domaine de la mobilité électrique (et donc de la décarbonisation des transports), le gouvernement fédéral a adopté en 2019 le plan directeur pour les infrastructures de recharge, qui coordonne le développement des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques et qui a été complété en 2022 par le plan directeur pour les infrastructures de recharge II (BMDV, 2022). Ce dernier poursuit une stratégie interministérielle visant à simplifier la mise en place et l'exploitation des points de recharge, à encourager les investissements du secteur privé et à mieux intégrer l'infrastructure de recharge dans le système électrique (BMDV, 2022). L'un des objectifs centraux est l'interconnexion étroite entre l'infrastructure de recharge et le réseau électrique (BMDV, 2022). À cet égard, il convient par exemple de prévoir

à un stade précoce la recharge bidirectionnelle et les propriétés de soutien du réseau des véhicules électriques (BMDV, 2022). Il est également important de favoriser les échanges entre les acteurs concernés, d'améliorer la coordination, d'assurer l'évolutivité et de prendre en compte les exigences spécifiques telles que les sites à haute puissance pour les poids lourds (BMDV, 2022). Afin de soutenir cette expansion, un projet de loi visant à modifier la loi sur l'infrastructure de mobilité électrique des bâtiments (BT-Drucksache 20/12774) est actuellement en cours d'examen. Celui-ci vise principalement à promouvoir l' installation d'infrastructures de recharge rapide dans les stations-service publiques afin de renforcer la confiance dans la mobilité électrique et de soutenir l'objectif de neutralité carbone d'ici 2045 (DIP, 2023). Avec l'adoption du règlement sur les infrastructures pour les carburants alternatifs (Alternative Fuels Infrastructure Regulation – AFIR) en 2023 (règlement (UE) 2023/1804 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023), l'UE a fixé des objectifs et des exigences contraignants pour le développement des infrastructures pour les carburants alternatifs, en particulier dans le domaine de la mobilité électrique. Ces objectifs ont été examinés plus en détail dans le cadre du WP3. La mobilité électrique est associée à des mesures visant à assouplir et à développer le réseau dans le cadre de l'interconnexion des secteurs (BMDV, 2022). Néanmoins, d'autres mesures législatives sont nécessaires et il faudra du temps avant que les mesures prises ne produisent leurs effets.

Les autorités locales jouent un rôle central dans la mise en œuvre de l'interconnexion des secteurs, car elles sont responsables de l'aménagement du territoire, de la désignation des zones destinées aux installations d'énergie renouvelable et de la planification du chauffage (Müller, Laroze et Frey, 2023). Elles assument également des tâches importantes dans le développement de l'infrastructure de recharge et de la mobilité urbaine. Grâce à une planification ciblée, elles peuvent promouvoir la transition énergétique locale et contribuer à la réalisation des objectifs climatiques (Müller, Laroze et Frey, 2023).

Dans l'ensemble, le couplage sectoriel nécessite une coopération étroite à tous les niveaux et une adaptation profonde des infrastructures afin de mener à bien la transition énergétique et d'atteindre la neutralité climatique.

IV.7.1.3. Le couplage sectoriel en France

En France, l'intégration sectorielle repose sur deux instruments stratégiques : la stratégie nationale de basculement vers une économie bas carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui sont toutes deux en cours d'actualisation. La SNBC définit la voie à suivre pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 ; elle s'adresse aux décideurs publics qui doivent l'intégrer dans leurs documents de planification et la traduire en politiques opérationnelles (investissements, subventions, normes, fiscalité). La PPE définit les mesures à prendre pour atteindre les objectifs climatiques, notamment l'amélioration de l'efficacité

énergétique, le développement des énergies renouvelables et le développement coordonné des réseaux, du stockage et de la gestion de la demande.

Ni la SNBC ni la PPE ne mentionnent explicitement « l'intégration sectorielle » ou le « couplage sectoriel », mais elles traitent de leurs composantes : flexibilité du système, électrification massive de l'utilisation, soutien aux technologies de couplage (cogénération, pompes à chaleur, power-to-gas). Un exemple est l'objectif de produire un million de pompes à chaleur d'ici 2027 (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 2024).

Cette électrification générale devrait augmenter la demande d'électricité d'environ 180 TWh d'ici 2035 (DFEBW, 2024). Pour répondre à cette demande, la France mise sur deux leviers : la relance du parc nucléaire (dont la contribution ne se concrétisera toutefois pas avant 2035) et le développement accéléré des énergies renouvelables (DFEBW, 2024), reconnues dans la loi sur l'énergie comme « d'intérêt public majeur » (art. L. 211-2-1 Code de l'énergie). La flexibilité du réseau devient donc cruciale. La mobilité électrique pourrait y contribuer grâce à des infrastructures de recharge intelligentes et à des systèmes de stockage intégrés, mais le cadre juridique actuel, qui qualifie la recharge de « service » et non de fourniture d'électricité, rend difficile la transmission des impulsions du marché nécessaires pour gérer la demande (Lacoste et Annamayer, 2022). Cela laisse supposer une possible révision de cette qualification.

La décarbonisation des transports est soutenue par plusieurs lois et instruments de planification successifs (Lacoste et Annamayer, 2022). Ces textes encouragent le développement rapide du réseau d'infrastructures de recharge, créent des incitations financières et exigent l'élaboration d'un plan directeur pour le développement des infrastructures de recharge en collaboration avec les gestionnaires de réseau (Lacoste et Annamayer, 2022). En France comme en Allemagne, on observe un « droit à une borne de recharge » qui doit permettre aux locataires et aux propriétaires – par exemple dans une copropriété – d'installer une borne de recharge. Ce droit n'est toutefois pas illimité et ne s'applique qu'à certains cas ; en outre, il ne s'agit pas d'un droit opposable à l'État. Les législations allemande et française tiennent compte des objectifs fixés par l'Union européenne, d'une part en les intégrant dans divers instruments de planification, mais surtout en les transposant dans la législation.

En matière de gouvernance, la France, en tant qu'État unitaire, délègue la coordination de la politique énergétique aux régions et aux collectivités locales (Müller, Laroze et Frey, 2025). Les collectivités territoriales doivent intégrer les objectifs climatiques dans l'urbanisme et définir des zones pour le développement accéléré des énergies renouvelables ou des réseaux de chaleur (Müller, Laroze et Frey, 2025). Elles jouent un rôle décisif dans la légitimation et l'acceptation locale des projets de production d'énergies renouvelables (Maurus et Huglo, 2023). La responsabilité de la gestion du développement des infrastructures de recharge

accessibles au public pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables est également transférée au niveau local. En effet, la loi d'orientation pour la mobilité (loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019) a créé la possibilité pour les autorités locales compétentes d'élaborer un plan directeur pour le développement de ces infrastructures. Elles jouent ainsi un rôle central dans le développement de l'offre de recharge accessible au public sur leur territoire (Ministère de la Transition écologique, 2021).

Cette décentralisation, encouragée par le droit européen, nécessite une meilleure coordination entre la planification nationale et locale afin d'assurer la cohérence opérationnelle de l'intégration sectorielle (Müller, Laroze et Frey, 2025).

IV.7.1.4. Conclusion intermédiaire

En conclusion, on peut dire que l'utilisation historique de l'énergie nucléaire confère au système électrique français une plus grande stabilité qu'au système allemand, mais ne réduit pas pour autant la nécessité de développer massivement les énergies renouvelables, les réseaux et les infrastructures de stockage et de recharge. Les défis français sont donc similaires à ceux de l'Allemagne : planification intégrée à plusieurs niveaux, flexibilité du système et mobilisation des acteurs locaux dans un cadre juridique largement harmonisé par l'Union européenne.

En ce qui concerne la centrale de cogénération à hydrogène prévue dans le projet, il apparaît clairement dans quelle mesure les solutions de chauffage au niveau communal peuvent contribuer de manière significative au couplage des secteurs. Pour une ville plutôt rurale comme Offenburg dans notre exemple, qui n'a pas accès au chauffage urbain en raison de l'absence d'industrie dans la région, l'utilisation de l'hydrogène pourrait être une solution pour atteindre la neutralité climatique, stabiliser le réseau et coupler les secteurs. La centrale de cogénération étudiée dans le WP2 permettrait, à condition d'être couplée à un système de mesure intelligent, de convertir l'électricité excédentaire (lorsqu'une installation d'énergie renouvelable produit plus d'électricité que le réseau ne peut en absorber) en hydrogène. Cet hydrogène peut ensuite être stocké ou utilisé dans la centrale de cogénération pour produire de la chaleur ou de l'électricité afin de couvrir les besoins en chauffage ou en électricité (par exemple dans le domaine de la mobilité électrique) de la commune. L'utilisation des technologies Vehicle-to-Grid offrirait en outre une possibilité supplémentaire de stocker l'électricité et contribuerait ainsi également à la stabilisation du réseau. Toutefois, l'efficacité des différents processus de conversion et la rentabilité doivent être examinées au cas par cas. Il ressort de tout ce qui précède qu'un autre élément clé de l'interconnexion des secteurs réside dans des capacités de stockage suffisantes pour l'énergie produite en excédent, et donc, en fin de compte, dans le droit au stockage de l'énergie. Outre les questions relatives au droit de la construction et des autorisations, qui sont importantes pour les installations de stockage d'hydrogène en fonction de leur taille et de leur emplacement et qui posent essentiellement

les mêmes problèmes que ceux évoqués précédemment, se pose la question du cadre juridique actuel du stockage d'énergie.

IV.7.2. Cadre juridique du stockage d'énergie (Allemagne et France)

L'utilisation croissante des énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire nécessite un stockage accru de l'énergie afin de compenser la volatilité de la production d'électricité et de garantir la stabilité du réseau. Les systèmes de stockage d'énergie sont donc un élément central du système énergétique futur, car ils atténuent non seulement la volatilité, mais réduisent également les coûts du réseau en diminuant le besoin d'infrastructures surdimensionnées et en réduisant les coûts liés à la gestion des congestions.

Malgré leur importance, les systèmes de stockage d'énergie ont été confrontés dans le passé à des défis tels que la rentabilité, la sécurité des investissements et un cadre juridique fragmenté. La directive 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a introduit pour la première fois dans l'Union européenne des dispositions relatives au stockage d'énergie qui reconnaissent les systèmes de stockage comme un élément essentiel du système énergétique. Cette directive et le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » créent un cadre juridique qui accorde aux systèmes de stockage d'énergie la même position sur le marché que les autres composants du système énergétique.

En Allemagne, des progrès ont été réalisés dans la définition juridique et la promotion des systèmes de stockage d'énergie. Conformément à l'article 11c de la loi allemande sur l'approvisionnement en énergie (EnWG), la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie sont considérées comme étant d'intérêt public, ce qui devrait accélérer les procédures de planification et d'autorisation. Cependant, le cadre juridique n'est pas encore tout à fait cohérent et l'intégration des technologies de stockage dans l'interconnexion des secteurs nécessite des ajustements supplémentaires, notamment en ce qui concerne la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques (Vehicle-to-Grid).

En France, le stockage d'énergie est également un élément important de la transition énergétique, notamment en raison de l'obligation légale de l'État de fournir des moyens appropriés pour le transport et le stockage de l'énergie. La définition juridique est conforme à la réglementation européenne et reconnaît le stockage comme étant d'intérêt public. Cependant, le cadre juridique pour le Vehicle-to-Grid et le stockage des énergies non fossiles est encore en cours d'élaboration.

Dans l'ensemble, il apparaît que tant en Allemagne qu'en France, le cadre juridique régissant le stockage de l'énergie et l'interconnexion des secteurs progresse, mais doit encore gagner en clarté et en cohérence afin d'atteindre efficacement les objectifs climatiques.

IV.7.3. Cadre juridique de la cybersécurité

La flexibilisation du réseau rendue possible par le stockage d'énergie nécessite toutefois l'installation de compteurs intelligents appropriés. La numérisation accrue qui en résulte augmente également le risque de cyberattaques. Pour y remédier, l'UE a adopté des lois visant à renforcer la cybersécurité dans le secteur de l'énergie. Fin 2020, la Commission européenne et le haut représentant de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité ont présenté une nouvelle stratégie de cybersécurité de l'UE (Commission européenne, n.d.b). Celle-ci vise à renforcer la sécurité des infrastructures critiques, telles que les réseaux énergétiques, ainsi que des appareils connectés dans les foyers, les bureaux et les installations industrielles (Commission européenne, n.d.b). Dans le cadre de cette stratégie, la directive révisée sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information (NIS2) a été introduite (Commission européenne, n.d.b). Elle élargit les exigences en matière de cybersécurité dans les secteurs critiques et oblige les États membres de l'UE à la mettre en œuvre au plus tard le 18 octobre 2024 (Commission européenne, n.d.b). L'Allemagne et la France travaillent actuellement à sa mise en œuvre. Des projets de loi correspondants ont été présentés, mais la directive NIS2 n'a pas encore été pleinement mise en œuvre dans ces deux pays (Scharfenberg, J. et Gilch, J., 2025). Les infrastructures concernées attendent donc toujours des dispositions légales claires.

IV.7.4. Conclusion

Une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène, raccordée à un réseau de chauffage/refroidissement et au réseau électrique, et connectée à des compteurs intelligents pour la gestion des flux d'énergie, est donc en synergie avec les objectifs d'intégration sectorielle visés par l'UE. Étant donné que la solution proposée par le projet est conforme aux objectifs de la politique énergétique européenne, il n'est pas surprenant que les lois applicables dans ce cas soient plutôt favorables. Il s'agit néanmoins d'un domaine juridique en constante évolution et encore en partie en cours d'élaboration, car certains aspects de la législation européenne doivent encore être adoptés et l'Allemagne et la France sont encore en train de transposer certaines exigences de l'UE dans leur droit national. Cet environnement législatif très dynamique et en constante évolution a des implications pratiques sur le cadre juridique du projet et représente actuellement un défi juridique. Il existe donc de nombreux points juridiques qui doivent être clarifiés et pris en compte lors de la mise en œuvre des solutions étudiées.

IV.8. L'hydrogène comme source d'énergie centrale

IV.8.1. Le cadre juridique de l'hydrogène

Le projet de centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène soulève la question du cadre juridique applicable tant à cette source d'énergie qu'aux infrastructures nécessaires à sa production et à son approvisionnement.

L'hydrogène est un gaz très léger, facilement inflammable, inodore, incolore, non toxique et non corrosif (ENGIE, 2021). Ces propriétés font que l'hydrogène est classé comme substance dangereuse au sens de l'article 3, paragraphe 10, de la directive 2012/18/UE du 4 juillet 2012, ce qui a des implications sur les normes applicables à l'hydrogène.

L'hydrogène est un vecteur énergétique central de la transition énergétique, dont l'impact environnemental dépend fortement du mode de production utilisé (Drouiller, 2022). Si son utilisation ne génère pas d'émissions directes de CO₂, sa production peut, selon le procédé utilisé, entraîner des émissions de gaz à effet de serre parfois considérables.

L'Union européenne adopte donc une approche pragmatique qui consiste à promouvoir non seulement l'hydrogène renouvelable, mais aussi l'hydrogène à faible teneur en carbone, à condition qu'il respecte certaines limites d'émissions (Drouiller, 2024). Au niveau européen, la classification par couleur a été abandonnée au profit d'un système basé sur les émissions, avec une distinction entre « hydrogène d'origine électrique » et « hydrogène fossile » (Erbach et Svensson, 2023) : l'« hydrogène d'origine électrique » est un hydrogène produit par électrolyse. Si l'électricité utilisée provient d'énergies renouvelables, on parle d'hydrogène « propre » ou « renouvelable » conformément à la stratégie de l'UE en matière d'hydrogène. À l'opposé, on trouve l'« hydrogène fossile », produit par différents procédés utilisant des combustibles fossiles tels que le gaz naturel (reformage) ou le charbon (gazéification). La stratégie de l'UE en matière d'hydrogène introduit également le terme « hydrogène fossile avec capture du CO₂ », qui désigne l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles, mais dont les gaz à effet de serre sont capturés.

La stratégie de l'UE en matière d'hydrogène introduit également la notion d'« hydrogène à faible teneur en CO₂ », qui comprend l'hydrogène fossile avec captage du CO₂ et l'hydrogène produit à partir d'électricité, dont les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie sont nettement inférieures à celles de la production actuelle d'hydrogène (Borning, 2024). Cela montre l'approche pragmatique de la Commission européenne, qui consiste à prendre en compte non seulement l'hydrogène renouvelable, mais aussi la production d'hydrogène à faible émission de gaz à effet de serre, dans laquelle l'électricité est produite à partir de l'énergie nucléaire ou dans laquelle les gaz à effet de serre émis sont captés (Borning, 2024). La prise en compte de l'hydrogène produit à partir d'électricité d'origine nucléaire était particulièrement importante pour la France, où une grande partie de l'électricité provient des centrales nucléaires (Borning, 2024).

L'acte délégué DeIVO (UE) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 définit quatre types d'approvisionnement en électricité qui permettent la production d'hydrogène renouvelable : l'approvisionnement direct en électricité à partir d'une installation d'énergie renouvelable, l'approvisionnement en électricité du réseau dans une zone d'enchères avec plus de 90 % d'énergie renouvelable, approvisionnement en électricité renouvelable via un contrat d'achat d'électricité (PPA) et consommation d'électricité évitant l'arrêt d'une installation d'énergie renouvelable dans le cadre d'une mesure de redispatching. Le suivi de l'origine de l'électricité nécessite l'utilisation de compteurs intelligents.

L'hydrogène à faible teneur en carbone peut également être produit à partir d'énergie nucléaire ou d'électricité fossile avec capture et stockage du carbone (CSC), à condition que les limites d'émissions soient respectées. La France a adopté ce système et reconnaît explicitement l'hydrogène issu de l'énergie nucléaire comme étant à faible teneur en carbone (art. L. 811-1 du Code de l'énergie). En Allemagne, en revanche, on s'en tient à un système basé sur les couleurs, en particulier dans l'EEG et le GEG. Les aides publiques sont actuellement limitées à l'hydrogène vert, qui doit être produit exclusivement à partir d'électricité renouvelable (§ 3 n° 27a EEG). Néanmoins, l'accord de coalition de 2025 ouvre la possibilité de prendre en compte à l'avenir d'autres formes d'hydrogène climatiquement neutre, y compris l'hydrogène à faible teneur en carbone (CDU/CSU/SPD, 2025).

Le système des garanties d'origine constitue un élément central pour garantir la durabilité et permettre le bon fonctionnement du marché intérieur. Ces garanties documentent l'origine de l'énergie injectée indépendamment du flux physique réel. Elles ont été initialement développées pour l'électricité, mais ont ensuite été étendues au biogaz et à l'hydrogène (Dost et Hanke, 2024 ; Lamoureux, 2022). Elles servent à garantir la transparence et visent à empêcher que les consommateurs soient trompés sur l'origine réelle (Büllesfeld et Koch, 2023). La directive sur les énergies renouvelables (RED III) oblige tous les États membres de l'UE à mettre en place et à consulter des registres de garanties d'origine afin de garantir la transparence et la traçabilité.

La reconnaissance mutuelle des garanties d'origine est essentielle pour le commerce transfrontalier de l'hydrogène. En vertu du droit européen, les États membres sont en principe tenus de reconnaître les garanties d'origine provenant d'autres États membres, sauf s'il existe des doutes fondés quant à leur exactitude (art. 19, paragraphe 9, de la directive 2018/2001/UE ; Sauer, 2024). En France, cette obligation de reconnaissance ne s'applique toutefois actuellement qu'aux garanties d'origine de l'hydrogène renouvelable. Pour l'hydrogène à faible teneur en carbone, la reconnaissance juridique au niveau national n'est pas encore définitivement réglée. Bien que l'article L. 824-2 du code français de l'énergie prévoie en principe la possibilité d'une reconnaissance, il n'existe pas de règlement concret, de sorte que des incertitudes juridiques subsistent (Abadie, 2022).

La France a en outre mis en place un système dual qui prévoit, en plus des garanties d'origine, des garanties dites de traçabilité. Ces garanties confirment non seulement le mode de production, mais aussi que l'hydrogène physiquement livré correspond exactement à celui qui a été produit. Contrairement aux garanties d'origine, les garanties de traçabilité ne peuvent toutefois pas être négociées indépendamment de l'hydrogène. Ce système vise à garantir une plus grande transparence, mais il est critiqué car il entraîne un découplage des flux énergétiques et commerciaux et n'est pas entièrement compatible avec le système européen (Abadie, 2022).

En Allemagne, le système de garantie d'origine pour l'hydrogène n'a été introduit dans la législation qu'en 2023. Si la base juridique a désormais été créée, la mise en œuvre pratique – notamment en ce qui concerne l'étiquetage du gaz et l'intégration du marché – est encore en cours d'élaboration (Wesche et Rath, 2024).

Un autre point critique découle de la situation juridique actuelle de l'UE : l'hydrogène à faible teneur en carbone n'est pas encore pris en compte dans la réalisation des objectifs de l'UE en matière d'énergies renouvelables (Anonyme, 2023). Néanmoins, la Commission européenne souligne que les sources d'énergie à faible teneur en CO₂ peuvent jouer un rôle important dans la phase de transition de la transition énergétique, car elles réduisent les émissions et favorisent le développement du marché des alternatives renouvelables (Commission européenne, n.d.c). Dans ce contexte, l'UE travaille actuellement à l'élaboration d'un nouvel acte délégué visant à évaluer les émissions de gaz à effet de serre de l'hydrogène à faible teneur en carbone (, DFBEW, 2024).

En résumé, on peut affirmer que les efforts européens visant à harmoniser la classification et la certification de l'hydrogène sont déjà bien avancés. Néanmoins, il existe des différences nationales, notamment en ce qui concerne l'intégration de l'énergie nucléaire, la politique de subventionnement et les systèmes de certification, qui compliquent la mise en place d'un marché uniforme de l'hydrogène. Le double système de traçabilité français offre certes une meilleure traçabilité physique, mais il n'est pas entièrement conforme aux exigences légales de l'UE. L'Allemagne, en revanche, dispose d'une marge de manœuvre très limitée en raison de sa focalisation unilatérale sur l'hydrogène vert. Une harmonisation future des systèmes et des définitions est donc indispensable pour permettre un commerce transfrontalier efficace d'hydrogène respectueux du climat.

IV.8.2. L'infrastructure nécessaire au développement de l'hydrogène

L'approvisionnement en hydrogène de la centrale de cogénération nécessite inévitablement la construction d'une infrastructure appropriée, qui comprend d'une part la production d'hydrogène (électrolyseurs), le transport et le stockage, et d'autre part la construction de l'installation elle-même. C'est pourquoi les procédures de planification et d'autorisation des infrastructures correspondantes en Allemagne et en France ont été examinées et sont

présentées ci-dessous en mettant l'accent sur les points les plus importants. Il apparaît clairement à ce stade que les longues périodes de planification et d'autorisation constituent un « obstacle majeur au développement du marché de l'hydrogène » (Maaß, Weller et Zwanziger, 2024). Dans la pratique, il est fortement recommandé d'informer et de coopérer en temps utile ou à un stade précoce avec les autorités compétentes en matière d'autorisation.

IV.8.2.1. La production d'hydrogène : procédure d'autorisation pour les électrolyseurs

IV.8.2.1.1. Procédure d'autorisation pour les électrolyseurs en Allemagne

En Allemagne, la production industrielle d'hydrogène est soumise à autorisation au titre de l'annexe 1, § 4.1.12 4. BImSchV (règlement fédéral sur la protection contre les émissions). Une procédure d'autorisation formelle avec participation du public est requise à cet effet (§ 10 BImSchG). Sont exclues les installations exploitées exclusivement à des fins de recherche ou produisant de l'hydrogène à des fins non industrielles. Toutefois, le terme « échelle industrielle » n'est pas clairement défini sur le plan juridique. Il n'existe pas de seuils quantitatifs fixes, mais l'évaluation se fait au cas par cas en fonction de l'utilisation et de la conception technique. Selon une interprétation du groupe de travail fédéral/régional pour la protection contre les émissions (LAI), l'utilisation d'un électrolyseur d'une puissance maximale de 100 kW pour l'autoconsommation (par exemple dans un bâtiment) n'est pas considérée comme une production industrielle. Si une installation dépasse ces valeurs, une procédure d'autorisation formelle avec participation du public est nécessaire.

Autorisations, permis et mesures nécessaires à la construction d'un électrolyseur (ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg, 2023) :

- Les exigences de la législation sur l'eau relatives à la construction et à l'exploitation d'installations destinées à la manipulation de substances dangereuses pour l'eau (articles 62 et 63 de la loi allemande sur la gestion de l'eau, WHG) doivent être respectées. Sur cette base, le règlement relatif aux installations destinées à la manipulation de substances dangereuses pour l'eau (AwSV) précise la classification des substances et des mélanges dans des classes de danger pour l'eau, définit les exigences techniques applicables aux installations, définit les obligations des exploitants et réglemente l'agrément des experts chargés de contrôler ces installations ;
- Procédure d'autorisation formelle avec participation du public (article 10 de la loi fédérale sur la protection contre les nuisances (BImSchG)) ;
- Exceptions : électrolyseur à des fins de recherche ou pour la production d'hydrogène à des fins non industrielles (moins de 100 kW) ;

- Examen préliminaire général concernant la compatibilité environnementale (n° 4 du tableau de l'annexe 1 de l'UVPG). Le résultat de l'examen préliminaire général détermine s'il existe une obligation de réaliser une étude d'impact sur l'environnement (EIE) complète ;
- Exigences selon la directive sur les émissions industrielles ;
- Exceptions : électrolyseur à des fins de recherche ou pour la production d'hydrogène à des fins non industrielles (moins de 100 kW) ;
- Exigences de la législation sur la sécurité des produits : procédure d'évaluation de la conformité par le fabricant concerné, dans la mesure où les composants individuels, les pièces/sous-ensembles, les installations partielles ou l'ensemble de l'installation installés dans une installation d'électrolyse relèvent du champ d'application des directives ou règlements européens du marché intérieur ;
- 12. BlmSchV (règlement sur les accidents majeurs) pour les installations d'électrolyse qui font partie d'une zone d'exploitation au sens de l'article 3, paragraphe 5a, de la BlmSchG. C'est-à-dire pour les installations d'électrolyse qui font partie d'une zone placée sous la surveillance d'un exploitant et dans laquelle se trouvent des substances dangereuses au sens du règlement sur les accidents majeurs et à partir d'un seuil quantitatif de 5 000 kg d'hydrogène ;
- Exigences en matière de sécurité au travail et de sécurité d'exploitation ;
- En raison des éventuelles pollutions atmosphériques ou nuisances sonores pouvant provenir de l'installation, il convient de vérifier si le seuil de signification fixé dans les directives TA Luft et TA Bruit est atteint ou non ;
- Les réglementations en matière de protection de la nature au sens des articles 13 et suivants de la loi fédérale sur la protection de la nature (BNatSchG) doivent être vérifiées et, le cas échéant, des mesures de prévention, de minimisation, de compensation et de remplacement doivent être mises en œuvre pour compenser les effets néfastes sur l'environnement ;
- Droit de l'urbanisme : les autorités compétentes en matière de droit de la construction vérifient la conformité du projet avec le droit de l'urbanisme, qui dépend de l'emplacement du projet (champ d'application d'un plan d'aménagement au sens de l'article 30 de la BauGB, dans les zones urbaines construites au sens de l'article 34 de la BauGB ou en zone périphérique au sens de l'article 35 de la BauGB) ;
- Les exigences du BauNVO doivent également être vérifiées. En principe, les projets soumis à autorisation en vertu de la loi sur la protection contre les immissions (4e BlmSchV) ne peuvent être autorisés que dans des zones industrielles ou des zones spéciales correspondantes, sauf si, dans des cas

particuliers, il s'agit d'une configuration atypique compatible avec l'utilisation dans une zone commerciale.

- Dans le cas du stockage d'hydrogène, les seuils quantitatifs suivants s'appliquent :
 - À partir de 3 tonnes : autorisation obligatoire conformément à l'article 19 de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BlmSchG) (procédure simplifiée sans participation du public)
 - À partir de 5 tonnes en cas de pertinence au regard de la législation sur les accidents majeurs (§ 19, al. 4 BlmSchG) : autorisation obligatoire conformément au § 10 BlmSchG (avec participation du public)
 - À partir de 30 tonnes : autorisation obligatoire conformément au § 10 de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BlmSchG) (avec participation du public) Obligations des exploitants et contrôles réguliers (ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg, 2023) :
- Lors du rejet de substances dangereuses, les exigences relatives au rejet et à la prévention des mélanges explosifs doivent être respectées, en particulier lors du soufflage d'oxygène et d'hydrogène ;
- Exigences en matière d'émissions sonores et de réduction des immissions (TA Bruit) ;
- Pour les installations relevant de la directive IE : inspection environnementale régulière.
- En plus des inspections IE officielles et des prélèvements officiels d'échantillons d'eaux usées, l'exploitant est tenu de respecter le règlement sur l'autocontrôle du Land de Bade-Wurtemberg.
- Pour les installations relevant du champ d'application de la 12e BlmSchV : inspections en cas d'accident majeur ;
- Contrôles des exigences en matière de sécurité au travail et de sécurité opérationnelle (ÜAnlG en liaison avec la BetrSichV) ;
- les modifications apportées à l'électrolyseur ou aux parties de l'installation associées doivent être coordonnées avec l'autorité compétente en matière d'autorisation et de surveillance ;
- Conformément à l'article 15, paragraphe 3, de la BlmSchG, toute cessation d'activité prévue doit être immédiatement signalée aux autorités compétentes.

IV.8.2.1.2. Procédure d'autorisation pour les électrolyseurs en France

En France, la construction d'une installation à hydrogène nécessite en principe un permis de construire délivré par le préfet compétent (art. L. 422-2 du Code de l'urbanisme).

Les installations à hydrogène sont soumises aux dispositions relatives aux ICPE (installations classées pour la protection de l'environnement) conformément à l'article L.511-1 du Code de l'environnement. Il existe trois régimes – autorisation, enregistrement et déclaration – avec des obligations différentes en matière de procédure et d'exploitation. Une installation peut relever de plusieurs régimes, par exemple lorsqu'un électrolyseur est relié à un réservoir de stockage et doit donc satisfaire aux deux exigences. L'appartenance à un régime dépend, entre autres, de critères quantitatifs.

- Les installations qui stockent entre 100 kg et 1 000 kg d'hydrogène (quel que soit leur état physique) sont soumises aux dispositions de la procédure de déclaration.
- Les installations qui stockent 1 000 kg d'hydrogène ou plus sont soumises aux dispositions de la procédure d'autorisation.

L'exploitation d'une installation à hydrogène nécessite une autorisation conformément aux dispositions relatives aux ICPE si la production est classée comme industrielle. En France également, il n'existe pas de définition contraignante du terme « quantité industrielle ». Une note explicative du ministère de l'Environnement précise qu'une évaluation au cas par cas doit être effectuée. Pour ce faire, des critères tels que l'utilisation commerciale (c'est-à-dire le critère commercial) et la pertinence environnementale (par exemple, les procédés utilisés, les quantités de substances, les impacts environnementaux potentiels) sont pris en compte. Ainsi, une petite installation d'électrolyse qui ne consomme que de faibles quantités d'eau et sert à l'autoconsommation peut être exemptée de l'obligation d'autorisation. Cependant, ici aussi, il n'existe pas de valeurs seuils concrètes, par exemple en ce qui concerne la quantité d'eau ou l'efficacité énergétique, ce qui entraîne une incertitude quant à l'applicabilité des réglementations.

Les installations qui prélèvent de l'eau ou rejettent des eaux dans le milieu aquatique sont soumises aux dispositions IOTA (en français : installations, ouvrages, travaux et activités) qui, en fonction du volume prélevé ou rejeté, nécessitent une déclaration ou une autorisation (art. R 214-1 du Code de l'environnement).

Autorisations, permis et mesures nécessaires pour la construction d'un électrolyseur :

- Permis d'urbanisme conformément à l'art. L. 422-2 du Code de l'urbanisme ;
- Respect de la réglementation ICPE. Conformément à la rubrique 3420 de la nomenclature ICPE, la construction d'une installation de production d'hydrogène nécessite un permis d'environnement.
- La demande comprend une étude d'impact sur l'environnement, une étude des risques, un examen par les autorités administratives et une consultation publique.
 - o Exceptions : électrolyseurs destinés à la production d'hydrogène à des fins non industrielles ou à des fins de recherche.

Obligations de l'exploitant : l'exploitant est tenu de signaler à l'autorité de contrôle des installations classées toute modification importante apportée à l'installation de production d'hydrogène (dans notre cas, l'électrolyseur) ainsi que tout accident ou incident survenu pendant l'exploitation (Babès, 2023). Cette obligation de notification est liée à l'obligation de se soumettre aux contrôles de l'inspection des installations classées (Babès, 2023).

Les exigences relatives au stockage de l'hydrogène produit dépendent de la quantité à stocker. Les installations d'une capacité de stockage comprise entre 100 kg et 1 000 kg sont soumises aux exigences de l'AMPG 4715 du 12 février 1998. Les installations qui stockent plus de 1 000 kg doivent obtenir une autorisation conformément à la réglementation relative aux ICPE. Les installations destinées au stockage d'hydrogène gazeux ne doivent pas être surmontées de bâtiments habités par des tiers et doivent respecter une distance de 8 m par rapport aux limites du terrain ou aux bâtiments si elles sont situées à l'extérieur. Il existe quelques exceptions qui doivent être examinées au cas par cas en fonction de l'emplacement du terrain.

Dans le cas de l'hydrogène liquide, l'installation ne doit pas être surplombée par des bâtiments habités par des tiers et doit être située à plus de 20 m de la limite du terrain.

IV.8.2.1.3. Conclusion Procédure d'autorisation pour les électrolyseurs

Dans les deux pays, la directive européenne sert de base. Tant en Allemagne qu'en France, l'obligation d'autorisation est liée à la notion peu claire de production « industrielle ». En Allemagne, l'accent est mis sur l'utilisation commerciale et la taille technique de l'installation, le seuil d'autorisation obligatoire étant fixé dans la pratique à une puissance d'environ 100 kW et une capacité de stockage de 100 kg d'hydrogène. En France, la classification dans le cadre de la réglementation ICPE s'effectue sur la base d'une évaluation globale de l'installation. Les critères sont multiples, mais ne sont pas non plus clairement définis sur le plan quantitatif. Il en résulte une situation juridique incertaine pour les projets hydrogène de petite envergure ou innovants.

IV.8.2.2. Cadre juridique d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène

IV.8.2.2.1. Centrales de cogénération à hydrogène en Allemagne

En Allemagne, la cogénération (KWK) est réglementée de manière détaillée par la loi. La KWKG encourage en particulier la transition vers l'hydrogène. À partir de mi-2023, les nouvelles installations de cogénération au gaz de plus de 10 MW ne recevront une autorisation que si elles sont certifiées « H₂ -ready ». Les autorisations sont délivrées notamment en vertu de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BlmSchG) et sont soumises à des contrôles individuels complexes, par exemple en matière de compatibilité environnementale, de protection des eaux, de sécurité au travail et de droit de l'urbanisme. L'exploitation d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène est soumise à d'autres exigences, telles

que les contrôles des émissions, les obligations de déclaration et les exigences relatives à l'intégration de l'électricité sur le marché. Les subventions au titre de la loi KWKG ne sont possibles que dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres.

Autorisations, permis et mesures pour la construction d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène :

- L'autorisation au titre de la législation sur la protection contre les émissions dépend de la puissance thermique de combustion de la centrale de cogénération. Conformément aux points 1.2.3.1 et 1.2.3.2 de l'annexe 1 du 4e BImSchV, les installations destinées à la production d'électricité [...], de chaleur industrielle ou de gaz d'échappement chauffés dans une installation de combustion (telle qu'une centrale électrique, une centrale thermique, une chaufferie, une turbine à gaz, un moteur à combustion interne, toute autre installation d'extraction) par l'utilisation de [...] d'hydrogène avec une puissance thermique de combustion comprise entre 20 MW et moins de 50 MW ou entre 1 mégawatt et moins de 20 mégawatts, dans le cas des installations à moteur à combustion ou des installations à turbine à gaz sont soumises à autorisation ;
- En raison de la pollution atmosphérique causée par une centrale de cogénération et des nuisances sonores, il convient de vérifier si le seuil de signification fixé dans les directives TA Air et TA Bruit est atteint ou non ;
- Dès que l'installation atteint les seuils quantitatifs fixés à l'annexe 1 de la 12e BImSchV, le règlement sur les accidents majeurs (douzième règlement d'application de la loi fédérale sur la protection contre les émissions, 12e BImSchV) s'applique et l'exploitant de l'installation est soumis à des obligations supplémentaires en matière de sécurité de l'installation ;
- Dès que l'installation relève du champ d'application de la directive IE et que des substances dangereuses sont utilisées, un rapport sur l'état initial doit être établi. Ce rapport sert à déterminer de manière contraignante l'état initial du sol et des eaux souterraines avant la mise en service de l'installation ;
- Évaluation des incidences sur l'environnement : conformément aux points 1.2.3.1 et 1.2.3.2 de l'annexe 1 de l'UVPG, l'autorité doit effectuer une évaluation préliminaire spécifique au site afin de déterminer l'obligation d'EIE pour la construction et l'exploitation d'une installation de production d'électricité à partir d'hydrogène d'une puissance thermique de combustion comprise entre 10 MW et moins de 50 MW, ou de 1 MW à moins de 10 MW, dans le cas d'installations à moteur à combustion ou à turbine à gaz (§ 7, al. 2 UVPG) ;
- Les réglementations en matière de protection de la nature au sens des articles 13 et suivants de la loi fédérale sur la protection de la nature (BNatSchG) doivent

être examinées et, le cas échéant, des mesures de prévention, de minimisation, de compensation et de remplacement doivent être mises en œuvre afin de compenser les effets néfastes sur l'environnement ;

- Exigences en matière de sécurité au travail et de sécurité d'exploitation ;
- En cas d'utilisation de substances dangereuses pour l'eau (par exemple, huile lubrifiante ou fioul), il convient de vérifier, sur la base de la loi allemande sur la protection des eaux (WHG), s'il existe un risque pour les eaux souterraines ou autres eaux (). Ces exigences s'appliquent indépendamment du fait que l'installation soit soumise ou non à autorisation au titre de la législation sur la protection contre les émissions.
- Les autorités compétentes en matière de droit de la construction vérifient la conformité du projet avec le droit de l'urbanisme, qui dépend de l'emplacement du projet (champ d'application d'un plan d'urbanisme au sens de l'article 30 du BauGB, dans les zones bâties contiguës au sens de l'article 34 du BauGB ou en zone périphérique au sens de l'article 35 du BauGB).
- Conformément à l'article 14, paragraphe 3, du BauNVO, les installations de cogénération exploitées à l'intérieur de bâtiments peuvent, sous certaines conditions, être exemptées de l'exigence de subordination fonctionnelle, ce qui permet leur admissibilité dans toutes les zones de construction. Conformément à l'article 14, paragraphe 4, du BauNVO, les installations destinées à la production ou au stockage d'hydrogène qui sont liées à des installations utilisant l'énergie solaire peuvent également être autorisées dans les zones industrielles sous certaines conditions. Toutefois, ces paragraphes ne régissent pas spécifiquement le cas des installations de cogénération qui n'utilisent pas l'hydrogène pour le produire ou le stocker, mais pour l'utiliser. Par conséquent, la question de savoir si une installation de cogénération fonctionnant à l'hydrogène peut être autorisée dans toutes les zones constructibles reste ouverte (ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg, 2023).

Tout comme pour l'exploitation d'un électrolyseur, l'exploitation d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène est soumise à des exigences et à des obligations de contrôle qui doivent être respectées.

Conformément à l'article 4, paragraphe 1, phrase 1 de la loi allemande sur la cogénération (KWKG), les exploitants d'installations de cogénération d'une puissance électrique supérieure à 100 kW doivent commercialiser directement l'électricité produite ou la consommer eux-mêmes. Pour les installations de cogénération d'une puissance maximale de 100 kW, l'exploitant peut commercialiser directement l'électricité produite par cogénération, la consommer lui-même ou exiger de l'exploitant du réseau qu'il l'achète.

IV.8.2.2.2. Centrales de cogénération à hydrogène en France

En France, le cadre juridique de la cogénération est moins développé et axé sur la cogénération à partir de gaz naturel fossile, la promotion des installations de cogénération au gaz naturel ayant été suspendue depuis 2020. Le plan directeur national de l'énergie (PPE) ne prévoit de soutien que pour la cogénération à partir de biomasse et de biogaz – les installations de cogénération à hydrogène ne sont pas concernées. La construction est soumise aux règles générales du droit de la construction et du droit de l'environnement (par exemple, le régime ICPE), mais il n'existe pas de spécifications claires pour la cogénération à hydrogène (H_2).

En ce qui concerne la construction de l'installation elle-même, les règles du droit de la construction et de l'aménagement du territoire doivent généralement être respectées. Le maître d'ouvrage doit donc tenir compte des règles d'urbanisme contenues dans les plans d'urbanisme locaux (PLU) ou dans les cartes communales gen. Les centrales de cogénération fonctionnant à la biomasse ont un impact potentiel sur la pollution atmosphérique et sont donc soumises à la réglementation ICPE. Il s'agit de la même réglementation que celle qui s'applique aux installations de production d'hydrogène (voir ci-dessus). On peut en déduire qu'une installation de cogénération destinée à la production d'hydrogène est également soumise à cette réglementation et aux autorisations et contrôles qui y sont associés.

En ce qui concerne la production d'électricité par la centrale de cogénération, celle-ci est soumise à la délivrance d'un permis d'exploitation par l'autorité administrative au sens de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie. Ce permis d'exploitation doit être compatible avec le PPE. Le PPE ne prévoit pas de mesures de soutien à la cogénération à hydrogène, mais encourage le développement de solutions innovantes permettant d'optimiser l'énergie.

IV.8.2.3. Le transport transfrontalier de l'hydrogène

Compte tenu de la situation frontalière de la région du Rhin supérieur et des projets qui y sont liés, la question se pose de savoir comment l'hydrogène peut être transporté au-delà des frontières. Les aspects juridiques relatifs à la classification de l'hydrogène et à ses effets sur le commerce ont déjà été abordés précédemment. L'hydrogène étant gazeux, l'accent est désormais mis sur les infrastructures nécessaires à son transport, en particulier les conditions juridiques et administratives requises pour la construction d'un pipeline transfrontalier.

Malgré un cadre juridique commun de l'UE sur la transition énergétique et la stratégie hydrogène, il existe des différences considérables entre l'Allemagne et la France dans la mise en œuvre pratique. Celles-ci compliquent considérablement la réalisation d'un réseau hydrogène transfrontalier (Müller, 2025). En raison du principe de territorialité, « les procédures de planification et d'autorisation pertinentes pour une infrastructure transfrontalière de transport d'hydrogène ne devraient dans un premier temps être envisagées que jusqu'aux frontières nationales » (Müller, 2025).

Une solution possible réside dans un accord international entre l'Allemagne et la France afin de surmonter les défis liés à la coordination des procédures, à la gouvernance et au principe de territorialité (Müller, 2025). L'article 19 du traité d'Aix-la-Chapelle (VvA), qui oblige les deux pays à promouvoir la transition énergétique dans tous les domaines pertinents, pourrait notamment servir de base juridique (Müller, 2025).

En outre, la conclusion d'un traité international spécifique au projet, qui réglemente concrètement la construction d'un pipeline transfrontalier d'hydrogène, constituerait une autre option juridique (Müller, 2025). Si un traité international ne pouvait être conclu, d'autres instruments juridiques de planification ou mesures visant à assouplir la législation pourraient également être envisagés (Müller, 2025).

IV.9. Conclusion et perspectives

Les défis juridiques et administratifs dans le domaine de l'hydrogène et du couplage sectoriel nécessitent une coopération plus étroite au niveau européen. Une harmonisation et une clarification supplémentaires de la législation sont nécessaires afin de promouvoir efficacement l'intégration de l'hydrogène en tant que source d'énergie et d'accélérer le couplage sectoriel dans les deux pays.

IV.10. Relations publiques

Au cours du projet, deux articles ont été publiés à son sujet :

- « L'hydrogène suscite beaucoup d'espoirs », par Dominik Kaltenbrunn, 28/12/2023 dans Mittelbadische Presse
- « Solutions pour la neutralité climatique », par Philipp Boetzelen, Bénédicte Laroze, LL.M. et Âdem Uğurlu, contribution sur le gaz du 13/11/2024 dans Future4Public

Les résultats partiels obtenus dans le cadre du projet ont été présentés lors des conférences suivantes :

- « Discussion on Hydrogen's Impact on Energy Justice », Michael Frey et Bénédicte Laroze, World Energy Justice Congress 2023, 23 juin 2023 à Anglet (France)
- « Advancing Local Hydrogen Initiatives to Safeguard Energy Justice », Bénédicte Laroze, World Energy Justice Congress 2024, 30 mai 2024, à Casablanca (Maroc)
- « Le rôle des municipalités dans la neutralité carbone de la région du Rhin supérieur grâce à la production décentralisée d'énergie et au couplage sectoriel », Bénédicte Laroze, conférence SFAIS 2024 « Beyond Vision : Substainable Futures in Action Innovate to Sustain », 27 septembre 2024, Mersin (Turquie)

IV.11. Problèmes et risques

Le cadre juridique applicable au projet, notamment en ce qui concerne l'hydrogène, les énergies renouvelables, la mobilité électrique, la cybersécurité et le couplage sectoriel, est en pleine mutation. Au cours des dernières années et pendant la durée du projet, une grande partie des réglementations légales pertinentes ont été introduites ou profondément remaniées au niveau européen. Il s'agit donc d'un domaine juridique très récent et encore immature à certains égards.

Cela pose plusieurs défis : d'une part, il existe encore des lacunes dans la législation, d'autre part, l'expérience pratique et la jurisprudence établie font souvent défaut pour pouvoir évaluer avec certitude les processus concrets et les effets des nouvelles normes juridiques. À cela s'ajoute le fait que l'environnement réglementaire est fortement politisé et dynamique. Les différences nationales en matière d'orientation politique font que les réglementations et mesures correspondantes sont mises en œuvre ou priorisées à des rythmes différents dans les différents États membres, y compris entre l'Allemagne et la France. Malgré ces différences, les deux pays sont liés par les objectifs généraux de l'UE et tenus d'en assurer la mise en œuvre, au moins dans sa forme minimale.

La France et l'Allemagne ont récemment connu des changements de gouvernement qui, dans le contexte de la polarisation partisane du débat sur la transition énergétique, ont une influence considérable sur la mise en œuvre du cadre juridique européen. De nombreuses réformes essentielles pour l'ensemble du projet ont ainsi été écartées à plusieurs reprises de l'agenda parlementaire, comme le PPE en France, la loi sur l'accélération de l'hydrogène en Allemagne ou la mise en œuvre nationale de la directive NIS2 dans le domaine de la cybersécurité dans les deux pays.

Pour le projet, cela signifie que certaines exigences légales n'étaient pas encore claires ou n'étaient pas encore définies au moment de la rédaction du rapport. Des deux côtés du Rhin, d'importants cadres juridiques et instruments de planification sont encore en cours d'élaboration ou de développement. Dans ce contexte, les analyses juridiques du projet ont été réalisées sur la base du droit en vigueur (« de lege lata »). Dans le même temps, les incertitudes ou les évolutions législatives à venir sont clairement indiquées. Cela permet de donner une image réaliste du statu quo juridique actuel sans occulter les changements futurs.

IV.12. Écarts

En raison des difficultés rencontrées pour trouver du personnel qualifié pour le projet, l'université de Kehl n'a pu démarrer qu'en février 2023, soit quatre mois après le lancement du projet.

Différences dans l'application pratique et l'analyse entre la partie allemande et la partie française :

Du côté allemand, la Stadt Offenburg a activement contribué au projet et a servi d'exemple pratique. Lors du premier colloque, le cadre juridique pour la construction d'une centrale de cogénération à hydrogène destinée à alimenter des bâtiments publics a été examiné sur cette base et expliqué plus en détail lors de discussions bilatérales. Il n'existait pas de référence pratique comparable provenant d'une commune française, de sorte qu'aucune analyse approfondie n'a pu être effectuée du point de vue du droit français. En conséquence, l'évaluation juridique dans cette partie du projet s'est principalement concentrée sur la perspective allemande.

Il en a été de même pour l'étude sur l'acceptation sociale et la participation citoyenne, réalisée par l'Institut de technologie de Karlsruhe (KIT). Là encore, aucune étude de cas française n'était disponible, car aucune centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène n'a été testée ou construite en France (voir WP5), ce qui a limité la comparabilité transfrontalière. Le Hochschule Kehl et le KIT ont élaboré une note d'orientation qui se réfère donc au cadre juridique allemand.

IV.13. Perspectives

Le projet CO2InnO a apporté une contribution précieuse à l'analyse et à la préparation de solutions pour la transition climatique dans la région du Rhin supérieur. Néanmoins, des recherches et des mesures sont encore nécessaires dans plusieurs domaines afin de mettre en œuvre avec succès et efficacité les approches esquissées.

IV.13.1. Analyses de rentabilité et faisabilité financière au niveau communal

L'une des principales lacunes du projet réside dans l'absence d'évaluation de la rentabilité des options technologiques étudiées, en particulier celle de la centrale de cogénération à hydrogène. Comme l'a montré l'étude, le niveau local et communal est un acteur majeur de la transition énergétique et de l'intégration intersectorielle. Néanmoins, de nombreuses communes sont confrontées à des restrictions financières considérables. Les études futures devraient donc examiner en détail la faisabilité économique et l'évolutivité de telles solutions. Cela nécessite des modèles de financement viables, des cadres de financement coordonnés et des stratégies de partage des risques.

IV.13.2. Approfondissement de l'intégration intersectorielle

Le cadre juridique de l'interconnexion des secteurs et du stockage de l'énergie a été analysé de manière approfondie dans le cadre du projet. Cependant, les interfaces techniques et réglementaires entre les secteurs de l'électricité, du chauffage, de la mobilité et de l'industrie ne sont pas encore suffisamment différenciées dans la pratique. Le déploiement de systèmes de contrôle et de mesure intelligents (compteurs intelligents, réseaux intelligents) soulève

notamment de nombreuses questions en matière de protection des données et de sécurité, qui doivent être examinées de manière plus approfondie. Là encore, il est nécessaire d'étudier de manière systématique l'acceptation, la rentabilité et la faisabilité juridique.

IV.13.3. Participation citoyenne et acceptation sociale

L'un des principaux résultats du projet a été de mettre en évidence l'importance de la participation citoyenne comme facteur de réussite (voir le lot de travail du KIT). L'acceptation des nouvelles infrastructures énergétiques dépend en grande partie de la mesure dans laquelle la population concernée est impliquée de manière précoce, transparente et crédible. Le projet montre que les procédures d'autorisation actuelles offrent des possibilités de participation.

IV.13.4. Harmonisation et coopération dans l'application de la loi

Le projet a mis en évidence des différences entre l'Allemagne et la France en matière de réglementation de l'hydrogène, du couplage sectoriel et des mesures d'infrastructure. Pour une mise en œuvre transfrontalière de la transition énergétique, une coordination approfondie dans le domaine des pratiques d'autorisation, des mécanismes de soutien et des normes techniques est indispensable, selon l'. Une étude complémentaire pourrait se concentrer spécifiquement sur les mécanismes d'harmonisation juridique et de comparaison transfrontalière des expériences, par exemple à travers des projets pilotes communs ou des plateformes de transfert de connaissances.

IV.14. Recommandations concernant la feuille de route et l'action politique

IV.14.1. Renforcer le couplage sectoriel au niveau local

La transition énergétique, et en particulier le couplage intersectoriel, nécessitent un renforcement des possibilités d'action des communes. Les communes ont besoin non seulement de clarté juridique, mais aussi de sécurité en matière de planification et de ressources financières. La mise en œuvre réussie du couplage sectoriel nécessite un renforcement ciblé du niveau communal et local, tant sur le plan juridique que financier et structurel. Les mesures et réformes suivantes sont appropriées pour éliminer les obstacles existants et activer le potentiel de mise en œuvre local :

IV.14.1.1. Crédit d'un cadre juridique clair pour l'interconnexion des secteurs

Les acteurs communaux ont besoin de bases juridiques contraignantes et compréhensibles qui intègrent de manière systématique les technologies intersectorielles telles que les centrales de cogénération à hydrogène, les pompes à chaleur ou les installations de stockage. L'introduction d'un cadre juridique intersectoriel, par exemple sous la forme d'une « loi sur

l'intégration sectorielle » nationale, pourrait garantir la sécurité de la planification et simplifier les procédures d'autorisation. Les instruments de planification communaux devraient également être adaptés de manière ciblée à cet effet.

IV.14.1.2. Accélération et simplification des procédures d'autorisation

Afin de permettre le développement d'infrastructures décentralisées au niveau local, des procédures accélérées et des critères standardisés sont nécessaires. La mise en œuvre complète et conforme de la RED III avec ses « zones d'accélération » devrait permettre de réaliser plus rapidement les projets de stockage, de réseau et d'énergies renouvelables. Les autorités communales devraient bénéficier d'une formation ciblée et de renforts en personnel pour l'application des nouvelles règles d'autorisation.

IV.14.1.3. Soutien financier et audit de rentabilité

La viabilité financière est un obstacle majeur pour de nombreuses communes. Il convient donc de développer la promotion de projets sectoriels au niveau communal, par exemple par le biais de programmes ciblés, de subventions aux coûts d'investissement ou de remboursements des coûts d'exploitation. Parallèlement, des analyses de rentabilité systématiques sont nécessaires afin de présenter aux décideurs communaux des scénarios réalistes et viables à long terme.

IV.14.1.4. Renforcement de la participation citoyenne comme facteur de réussite

La participation citoyenne doit être considérée comme un élément stratégique des projets énergétiques communaux. Le cadre juridique offre déjà aujourd'hui de nombreuses possibilités de participation citoyenne, qui doivent être mises en œuvre de manière obligatoire afin de promouvoir la confiance et l'acceptation. Les communes doivent soutenir activement les modèles financiers de participation citoyenne (par exemple les coopératives énergétiques) et concevoir des processus de planification participatifs facilement accessibles.

IV.14.1.5. Développer la mise en réseau et le transfert de connaissances

Les acteurs locaux et communaux tirent profit des échanges et des expériences en matière de bonnes pratiques. La mise en place de centres de compétences transfrontaliers, de réseaux communaux et de plateformes de formation continue peut contribuer à diffuser systématiquement les connaissances sur les solutions techniques, les exigences légales et les instruments de financement. L'accès à ces ressources est particulièrement crucial pour les petites communes afin de pouvoir introduire de nouvelles technologies de manière compétente.

IV.14.2. Clarté juridique et normalisation

Dans le domaine de l'hydrogène en particulier, des incertitudes subsistent actuellement quant aux définitions juridiques, aux procédures d'autorisation et aux garanties d'origine. Une définition claire et cohérente, par exemple pour l'hydrogène « vert » ou « renouvelable », est essentielle pour donner aux acteurs du marché une sécurité de planification. Les directives européennes existantes, telles que la RED III, devraient être transposées de manière cohérente dans le droit national et leur application devrait être normalisée. Les garanties d'origine devraient également être conçues de manière transparente et liées à des outils numériques.

IV.14.3. Développement des énergies renouvelables et garantie de la flexibilité du système énergétique

La transition vers un système énergétique interconnecté basé sur des sources d'énergie non fossiles nécessite un développement massif des énergies renouvelables comme source primaire d'électricité, de chaleur et de production d'hydrogène. Dans le même temps, la flexibilité du système doit être accrue afin de compenser la volatilité des sources renouvelables. Les solutions de stockage (par exemple, les batteries, les réservoirs d'hydrogène) et les structures de consommation flexibles (par exemple, les pompes à chaleur, les véhicules connectés au réseau) sont essentielles à cet égard. Les mesures politiques devraient promouvoir de manière ciblée les investissements dans les technologies de stockage et supprimer les obstacles réglementaires à leur intégration.

La directive RED III et les règlements délégués connexes de l'UE établissent les bases juridiques et techniques essentielles pour le développement des énergies renouvelables, des infrastructures de réseau et de stockage, ainsi que pour l'économie de l'hydrogène. Cependant, leur mise en œuvre lente au niveau national compromet la réalisation des objectifs climatiques dans les délais impartis et freine les investissements. Les décideurs politiques devraient insister sur une mise en œuvre accélérée et coordonnée, avec la participation de tous les acteurs concernés, en particulier au niveau local.

IV.14.4. Renforcement de la coopération transfrontalière

Dans une région frontalière comme le Rhin supérieur, la coopération avec le pays voisin dans le domaine de l'énergie est particulièrement importante. Cependant, cette coopération pose parfois des défis majeurs. Afin de supprimer les obstacles administratifs, par exemple pour le développement d'un réseau transfrontalier ou l'offre transfrontalière de transports publics tels que les scooters électriques ou les vélos électriques, la conclusion d'un traité international serait nécessaire (comme c'est le cas, par exemple, pour le tramway Strasbourg-Kehl). Afin de permettre la construction d'une infrastructure transfrontalière, telle qu'un pipeline de transport d'hydrogène, il est également nécessaire d'harmoniser les normes techniques. À

cette fin, la coopération avec les institutions de coopération transfrontalière déjà existantes dans le Rhin supérieur est indispensable.

Le présent texte a été traité avec ChatGPT à des fins d'amélioration linguistique et de vérification grammaticale.

V. Rapport du lot de travail no. 5

Analyse de l'acceptation des technologies innovantes

Membres :

Leonie Wagner, KIT-DFIU

Dr. Daniel Sloot, KIT-DFIU

Dr. Kristin Limbach, KIT-DFIU

Dr. Nora Baumgartner, KIT-DFIU

Stephanie Stumpf, KIT-DFIU

Prof. Dr. Wolf Fichtner, KIT-DFIU

V.1. Contexte et objectif

Le projet CO2InnO examine différentes mesures visant à rendre la région du Rhin supérieur neutre en CO₂. Il se concentre en particulier sur la recherche technique relative aux centrales de cogénération à hydrogène dans les bâtiments communaux et sur l'analyse des infrastructures publiques de recharge électrique. Au-delà des analyses techniques et économiques, le projet se veut un laboratoire réel à caractère participatif : les perspectives des différentes parties prenantes sur les technologies doivent ainsi être particulièrement intégrées dans la recherche. Le lot de travail 5 tient compte de cette perspective de manière particulière grâce à une recherche intégrative et complémentaire sur l'acceptation.

L'objectif du lot de travail est, premièrement, d'étudier les facteurs d'acceptation, tels que les moteurs et les obstacles pertinents, à l'aide d'analyses empiriques. Deuxièmement, il s'agit d'en déduire des recommandations d'action susceptibles de favoriser un déploiement efficace des technologies au sein de la population. Les analyses sont comparatives pour l'Allemagne et la France. La recherche menée dans le cadre de ce lot de travail est innovante et intégrative, car elle associe la recherche sur l'acceptation décrite ci-dessus à un processus de co-création. Concrètement, les résultats des analyses d'acceptation sont intégrés dans des ateliers de co-création. À l'inverse, les connaissances acquises lors des ateliers de co-création sont réutilisées dans les analyses empiriques d'acceptation. D'autres discussions d'experts sur les aspects technico-économiques et socio-techniques des technologies étudiées enrichissent les recherches en étant également intégrées dans la recherche sur l'acceptation et les ateliers de co-création.

L'étude de l'acceptation sociale des nouvelles technologies est d'une grande importance pour la mise en œuvre réussie de ces technologies. Les études d'acceptation se déroulent souvent à plusieurs niveaux. D'une part, il s'agit d'analyser l'acceptation sociopolitique, qui examine le soutien ou le rejet global d'une (nouvelle) technologie par la société. Les facteurs influençant l'acceptation, tels que les risques, les coûts ou les avantages subjectivement perçus d'une technologie, sont particulièrement importants à cet égard. En revanche, la dimension de l'acceptation locale ne se concentre pas sur l'acceptation d'une technologie en soi, mais sur des projets de mise en œuvre concrets dans le contexte local. À cet égard, il est par exemple pertinent de savoir où des projets technologiques concrets sont mis en œuvre localement, comment la population locale est concernée et comment les coûts de mise en œuvre sont répartis. L'étude de ces dimensions permet d'évaluer le potentiel réaliste de certaines technologies ou de certains projets et d'identifier les obstacles sociaux et les facteurs favorisant l'acceptation. Elle permet également de définir des mesures favorisant l'acceptation. Le lot de travail 5 se concentre sur deux technologies qui se distinguent par leurs caractéristiques en termes d'acceptation sociale par le public : les centrales de cogénération à hydrogène et les bornes de recharge publiques. Les bornes de recharge publiques sont la

plus établie des deux technologies et bénéficient d'une notoriété relativement élevée en raison de leur visibilité. Jusqu'à présent, les bornes de recharge publiques ne jouent pas un rôle important dans la recherche sur l'acceptation (voir par exemple Sun et al., 2016), ce qui pourrait s'expliquer par le fait qu'elles ne font guère l'objet de controverses dans le débat public et qu'elles présentent des risques relativement faibles. Cependant, compte tenu de la pénurie de places de stationnement dans les zones urbaines et de l'extension prévue de l'infrastructure de recharge, il est concevable qu'à l'avenir, les conflits entre les propriétaires de voitures électriques et les propriétaires de véhicules à combustion interne se multiplient, ce qui constitue une lacune dans la recherche en raison du manque d'études sur l'acceptation des projets de construction nécessaires. Seuls Morton et al. (2025) ont étudié l'acceptation des projets d'infrastructure de recharge publique et ont identifié la confiance dans l'industrie, la sensibilisation aux problèmes environnementaux et les interventions visant à renforcer la perception de l'efficacité comme des facteurs pertinents favorisant l'acceptation.

Les coûts encourus et, en particulier, la manière dont ils sont répartis entre les différentes parties prenantes (par exemple, les utilisateurs, les exploitants, les collectivités publiques) constituent un facteur pertinent pour l'acceptation sociale. Les travaux empiriques réalisés jusqu'à présent montrent que les utilisateurs de voitures électriques sont peu disposés à payer pour les infrastructures publiques de recharge (Globisch et al., 2019). Ce lot de travaux examine donc, entre autres, dans quelle mesure l'acceptation publique des nouveaux points de recharge publics dépend de la répartition des coûts entre les différents utilisateurs ou du financement par le budget public.

Les centrales de cogénération à hydrogène représentent une technologie plus récente que les points de recharge électriques publics, qui est encore largement méconnue du grand public. En conséquence, leur acceptation est également relativement peu étudiée. Dans la région du Rhin supérieur, il n'existe à ce jour que peu de projets pilotes permettant d'analyser l'acceptation réelle, ce qui rend nécessaire le recours à l'analyse de l'acceptation hypothétique pour les études à grande échelle. Des conclusions possibles sur le potentiel d'acceptation peuvent également être tirées à partir de technologies hydrogènes comparables. Schönauer et Glanz (2022), par exemple, ont étudié l'acceptation sociopolitique et locale des infrastructures hydrogène et ont constaté un potentiel d'acceptation généralement élevé. Huijts et al. (2014) étudient également les facteurs qui influencent l'acceptation publique des stations-service hydrogène aux Pays-Bas. Dans le cas des centrales de cogénération à hydrogène, outre l'acceptation générale, la question de la participation à la mise en œuvre des projets joue également un rôle décisif. Ce lot de travail aborde donc à la fois la question de l'acceptation sociale et ses facteurs d'influence. En outre, les différentes parties prenantes nécessaires à la mise en œuvre sont analysées de manière plus approfondie et l'implication du public dans les projets locaux de cogénération à hydrogène est examinée. On peut également supposer que

l'acceptation des technologies de l'hydrogène (par exemple par rapport à l'infrastructure de recharge électrique) dépend de facteurs d'influence complexes. Ainsi, outre les questions de financement ou de répartition des coûts, les risques perçus comme fondamentaux liés à l'hydrogène en tant que source d'énergie, tels que les préoccupations en matière de sécurité, la disponibilité de la production régionale ou nationale et la dépendance vis-à-vis des importations, peuvent également jouer un rôle. Étant donné que ces facteurs peuvent également avoir un impact en aval sur l'acceptation publique d'applications concrètes telles que les centrales de cogénération à hydrogène, ils sont également abordés dans ce lot de travail.

Les études menées dans le cadre de ce lot de travail utilisent un large éventail de méthodes afin d'aborder les questions d'acceptation et de participation publique sous le plus grand nombre de perspectives possible. Ces méthodes vont de l'analyse de la littérature et de l'étude de projets pilotes existants comme exemples de bonnes pratiques (y compris des entretiens qualitatifs avec des experts) à des enquêtes quantitatives auprès d'experts et à de grandes enquêtes représentatives auprès du grand public. Ces méthodes sont expliquées plus en détail dans la section suivante.

V.2. Méthodes et matériel

V.2.1. Revue de la littérature et identification d'exemples de bonnes pratiques

Dans un premier temps, une recherche documentaire a permis de rassembler les résultats théoriques existants sur l'acceptation des énergies innovantes. Une revue de la littérature a été réalisée afin de rassembler les connaissances existantes sur les procédures, les méthodes, les théories et les aspects favorisant ou réduisant l'acceptation. Les études ont été identifiées à l'aide d'une recherche systématique dans un moteur de recherche scientifique. Les aspects pertinents pour la classification des études, tels que les auteurs, l'année de publication, la discipline de recherche, l'objectif et les questions, les théories, la conception, la collecte et l'analyse des données et les technologies considérées, ont été compilés dans un tableau. En outre, les résultats des études concernant l'acceptation, la légitimité, l'équité, la résistance, la confiance, *l'attachement au lieu* (liens émotionnels ou psychologiques à un lieu particulier), les obstacles, les opportunités et les recommandations politiques ont été résumés et les meilleures pratiques mentionnées ont été compilées.

Ces résultats ont été complétés par un aperçu des exemples actuels de bonnes pratiques des technologies étudiées dans le cadre de CO2InnO en Allemagne et en France. De la littérature grise et des supports de communication publique (par exemple, des sites Internet) ont également été utilisés afin d'obtenir une image complète des bonnes pratiques.

V.2.2. Intégration de l'état actuel de la science dans le processus participatif

Plusieurs méthodes ont été utilisées pour alimenter le processus participatif. Au sein du projet, les résultats des premières mesures ont été présentés lors de tables rondes avec les partenaires du projet, et ont été consignés dans des procès-verbaux.

Le processus de co-création a été organisé en collaboration avec d'autres partenaires du projet. L'échange des résultats avec des participants externes a été réalisé au moyen d'enquêtes et d'ateliers.

L'enquête menée auprès d'experts lors du sommet européen sur l'hydrogène à Strasbourg a remplacé le premier atelier de coproduction. Le sommet sur l'hydrogène a permis d'atteindre un échantillon d'experts plus large et plus international que cela n'aurait été possible avec un atelier classique. Alors que la plupart des études portant sur les opinions d'experts portent sur de petits échantillons (par exemple, dans le cadre d'entretiens individuels ou de groupes de discussion) (par exemple Barth et al., 2016 ; Hasankhani et al., 2024), cet événement a permis de recueillir suffisamment de réponses pour étudier quantitativement les distributions et les corrélations. Cette collecte d'informations sur l'acceptation parmi les experts est décrite dans la section « Études d'acceptation basées sur des questionnaires ».

Les ateliers ont été organisés afin de communiquer les résultats des mesures du projet achevées aux personnes intéressées du grand public et aux parties prenantes, et d'intégrer leurs points de vue dans les mesures ultérieures. Les ateliers comprenaient des contributions des partenaires du projet pour informer sur les technologies et les possibilités d'application, ainsi que des discussions animées et un questionnaire préalable et postérieur sur le niveau de connaissances. Les comptes rendus des discussions et l'évaluation du niveau de connaissances ont été intégrés dans le guide.

V.2.3. Entretiens guidés

Les personnes interrogées identifiées dans l'aperçu des exemples de bonnes pratiques ont été sollicitées pour participer à des entretiens dans le cadre d'une enquête auprès d'experts. En raison du nombre déjà limité de projets éligibles et du faible écho rencontré, il s'est avéré difficile de trouver des personnes disposées à participer à des entretiens et, au final, seuls trois entretiens ont pu être réalisés. C'est pourquoi les conclusions tirées de ces entretiens ont été intégrées à celles issues d'autres méthodes.

Une méthode semi-structurée a été choisie pour mener les entretiens, les questions et les éventuelles demandes de précisions étant définies à l'avance dans un guide spécialement élaboré à cet effet et pouvant être répondues librement. Lors de la préparation du guide, les conclusions déjà tirées d'actions antérieures ont été prises en compte pour le choix du contenu des questions, ainsi que les recommandations méthodologiques issues d'études empiriques.

V.2.4. Note d'orientation

Une note d'orientation est un document d'information succinct qui fournit des recommandations politiques sur la base de travaux scientifiques, par exemple empiriques. Pour le lot de travail 5, une note d'orientation sur les centrales de cogénération à hydrogène au niveau des quartiers a été rédigée sur la base des résultats des quatre premières mesures. À cette fin, les conclusions tirées de la recherche documentaire, des tables rondes et des entretiens ont été mises en relation avec les exemples de bonnes pratiques identifiés. L'objectif était de rassembler des conclusions pertinentes pour la recherche sur l'acceptation de cette technologie qui n'est pas encore établie.

Outre une description sommaire des meilleures pratiques en matière de mise en œuvre technique, la note d'orientation s'est particulièrement concentrée sur le rôle des différents acteurs nécessaires à la mise en œuvre réussie des centrales de cogénération à hydrogène. L'université de Kehl y a ajouté des informations sur les dispositions légales applicables et les procédures de participation. Les informations regroupées ont également été compilées sous forme abrégée dans un dépliant qui a servi de résultat de la mesure 5.2. En outre, les informations présentées dans la note d'orientation, associées aux résultats des études d'acceptation basées sur des questionnaires, constituent la base du guide qui est le résultat de la mesure 5.8.

V.2.5. Études d'acceptation basées sur des questionnaires

Dans le cadre de ce lot de travail, deux études d'acceptation basées sur des questionnaires ont été utilisées comme méthode d'enquête quantitative. Grâce à des formats de réponse à plusieurs niveaux, des valeurs numériques peuvent être attribuées aux réponses enregistrées, ce qui permet de quantifier, par exemple, le degré d'approbation. Sur l'ensemble de l'échantillon, la distribution permet de tirer des conclusions sur l'opinion générale. Dans le contexte des énergies renouvelables, cela permet par exemple de saisir la moyenne et la dispersion des opinions sur les technologies, les projets de construction, les stratégies d'importation, etc.

En outre, ce type de collecte de données permet d'étudier la relation entre différents concepts et peut ainsi confirmer les résultats de recherches existantes ou produire de nouveaux résultats. Les études quantitatives sur l'acceptation constituent ainsi un complément important aux études qualitatives et à l'analyse des exemples de bonnes pratiques décrits ci-dessus. Elles ont une portée plus large, ce qui permet de tirer des conclusions plus générales sur les facteurs d'acceptation. En particulier, ces études permettent également une comparaison directe entre l'Allemagne et la France, ce qui est essentiel pour formuler des recommandations d'action pour la région du Rhin supérieur.

Pour ce lot de travail, des questionnaires sur l'acceptation des technologies concernées ont été utilisés dans le cadre de deux mesures. Dans le cadre du processus de co-création, une

enquête auprès d'experts a été menée auprès des participants au sommet sur l'hydrogène. Cet échantillonnage se concentre sur le point de vue des personnes responsables de la mise en œuvre technique et politique des technologies de l'hydrogène afin de pouvoir analyser le potentiel perçu de l'hydrogène pour la transition énergétique du point de vue des experts. Les évaluations de $n = 43$ personnes originaires d'Allemagne, de France et de Suisse, travaillant principalement dans la politique, l'administration ou l'industrie, ont été recueillies. Concrètement, ces personnes ont été interrogées sur le potentiel de l'hydrogène dans différents domaines d'application et en tant que source d'énergie dans les ménages privés et les communes, sur les voies de transport et les formes de production. Les résultats ont été évalués graphiquement et séparément par pays.

Pour les mesures 5.5 et 5.6, une étude représentative de la population a été menée en Allemagne et en France. Dans cette étude, un questionnaire en ligne a permis de recenser les facteurs susceptibles d'influencer l'acceptation locale des structures énergétiques décentralisées. À cette fin, un protocole expérimental a été conçu, dans lequel les participants ont reçu un court texte sur l'infrastructure des bornes de recharge électriques et un court texte sur la centrale de cogénération à hydrogène, mentionnant l'une des deux formes de financement possibles. Alors que le scénario général décrivait toujours la mise en place d'une infrastructure énergétique dans le quartier résidentiel, les textes destinés à un groupe précisaiient que celle-ci devait être financée par les utilisateurs des bornes de recharge ou d'un bâtiment communal, tandis que ceux destinés à l'autre groupe indiquaient que les infrastructures énergétiques devaient être financées par les impôts communaux.

L'acceptation et les concepts qui, selon la littérature spécialisée, y sont liés ont ensuite été évalués. Cela permet de comparer les convictions et les attitudes pertinentes entre les deux technologies et les deux formes de financement. Les concepts utilisés ont été tirés de la littérature spécialisée ou adaptés au contexte des centrales de cogénération à hydrogène ou des bornes de recharge.

La représentativité de la population a été garantie par un échantillon suffisamment large avec un quota de caractéristiques représentatives. À cette fin, la répartition des caractéristiques suivantes : sexe, âge, niveau d'éducation et revenu dans la population allemande et française a été déterminée et sélectionnée de la même manière dans l'enquête. Compte tenu de la faible prévalence des propriétaires de voitures électriques en Allemagne et en France, la proportion de propriétaires de voitures électriques a été suréchantillonnée afin de permettre une comparaison de l'acceptation entre les personnes qui possèdent une voiture électrique et celles qui n'en possèdent pas.

Après nettoyage de l'ensemble de données, il restait $n = 1603$ personnes. La répartition de l'échantillon est présentée dans la figure 1. Les résultats ont été évalués graphiquement et séparément pour chaque pays.

Stichprobenverteilung



Figure V-1: répartition de l'échantillon de l'enquête d'acceptation représentative de la population par pays et par possession d'une voiture électrique

V.3. Résultats

V.3.1. Projets pilotes de technologies énergétiques décentralisées

Dans l'analyse documentaire, des études de cas, des revues et des études empiriques sur l'hydrogène et les bornes de recharge électriques ont été identifiées comme des résultats de recherche pertinents. Le nombre d'études pertinentes sur les bornes de recharge électriques était toutefois inférieur à celui des études sur les centrales de cogénération à hydrogène. Cela s'explique peut-être par le fait que ce sont principalement les voitures électriques et leurs caractéristiques (telles que l'autonomie ou la durée de recharge) qui font l'objet du débat public, mais qu'il y a moins d'éléments indiquant que les bornes de recharge elles-mêmes sont considérées comme particulièrement controversées.

Les facteurs influençant l'acceptation de l'hydrogène par les publics cités sont, par exemple, les connaissances, les coûts perçus, les avantages et les risques. Les variables sociodémographiques, le niveau de connaissances, les valeurs, la confiance dans les entreprises et les gouvernements, la perception des avantages (par exemple pour l'environnement, la communauté), les risques, les coûts et l'équité (distributive, procédurale) ainsi que les facteurs locaux (par exemple la distance, l'attachement au lieu) ont été identifiés comme des obstacles et des opportunités. Ces variables ont eu une influence directe sur l'acceptation et se sont également influencées mutuellement. La connaissance de la technologie et la perception des effets sur l'environnement et le climat se sont notamment révélées être des facteurs d'influence centraux. En ce qui concerne l'acceptabilité des bornes de recharge, les avantages perçus et la confiance dans l'industrie ont été identifiés comme

des facteurs d'influence, mais le nombre limité d'études dans ce domaine ne permet pas de tirer des conclusions comparatives sur l'importance de certains facteurs.

Pour les exemples de bonnes pratiques, des projets liés à l'hydrogène ont été identifiés au niveau des quartiers, dont dix en Allemagne et deux en France. Alors que les projets français étaient plutôt à vocation industrielle, les projets allemands ont été conçus pour approvisionner de nouveaux quartiers en énergie durable ou pour réapprovisionner des quartiers existants. Tous les projets visaient la décarbonisation ou la neutralité climatique de l'approvisionnement énergétique, les initiateurs étant des instituts de recherche, des communes et des entreprises. Les besoins énergétiques variaient considérablement en fonction du contexte et de la zone d'approvisionnement visée.

La première mesure a donné lieu à la rédaction d'un rapport présentant les résultats de la recherche documentaire et les exemples de bonnes pratiques. Un aperçu des exemples de bonnes pratiques est présenté dans le Tableau V-1.

Tableau V-1: aperçu des projets pilotes de centrales de cogénération à hydrogène en Allemagne

Nom	Durée	Type de quartier
H2 Hanse	n.a.	Appartements existants
Centrale énergétique de Vonovia OpenDistrictHub	13 ans	Logements existants
Quartier Brucklyn	Depuis 2019	Nouvelle construction
Pioneer Park Hanau	Depuis 2015	Nouvelle construction
Green Hydrogen Esslingen	Depuis 2011	Rénovation, nouvelle construction
Quartier urbain 2050 - Relever les défis ensemble	Depuis 2011	Rénovation, nouvelle construction
QUARREE100	Depuis 2016	Logements existants et nouvelles constructions
ENaQ Quartier énergétique	Depuis 2011	Rénovation et nouvelle construction
Quartier Hugos	Depuis 2021	Nouvelle construction
H2 Revier	Rejeté	Nouvelle construction
HYFLEXPOWER	Quatre ans	Transformation
Moulin environnement	Depuis 2022	Transformation

Des entretiens guidés ont été menés avec trois personnes ayant mis en œuvre des exemples de bonnes pratiques. Ces entretiens ont porté sur la raison d'être des projets, les considérations économiques et techniques, ainsi que les obstacles et les opportunités liés à leur mise en œuvre. Les objectifs communaux ou entrepreneuriaux de la mise en œuvre ont par exemple été abordés, tout comme l'intégration dans la transition énergétique. En ce qui concerne la technologie et la rentabilité, les besoins en espace, les besoins énergétiques, les coûts d'exploitation et l'intégration avec d'autres technologies ont été expliqués. En ce qui concerne les obstacles et les opportunités, les discussions ont notamment porté sur les obstacles bureaucratiques et de planification, ainsi que sur les facteurs qui augmentent ou

diminuent l'acceptation par la population. L'octroi de subventions et la communication sur le projet, par exemple sous la forme de procédures de participation citoyenne, ont été fréquemment mentionnés.

Ces premiers résultats sur les exemples de bonnes pratiques ont été discutés lors de cinq tables rondes avec les participants au projet, toutes institutions confondues. Pendant plusieurs mois, les tables rondes ont été organisées par différents organisateurs à différents endroits, en partie en ligne. Ces discussions ont porté sur l'obtention de résultats, les méthodes, les résultats obtenus jusqu'à présent, ainsi que sur le complément des potentiels des partenaires du projet et l'échange organisationnel. Les rapports des procès-verbaux constituent le résultat de la troisième mesure.

En outre, les résultats des tables rondes, ainsi que ceux des recherches documentaires et des entretiens, ont servi de base à la note d'orientation, résultat de la quatrième mesure. Celle-ci a notamment mis en lumière le contexte et la combinaison de technologies des projets pilotes identifiés. Les technologies énergétiques utilisées en combinaison avec une centrale de cogénération à hydrogène sont présentées dans la Figure V-2.

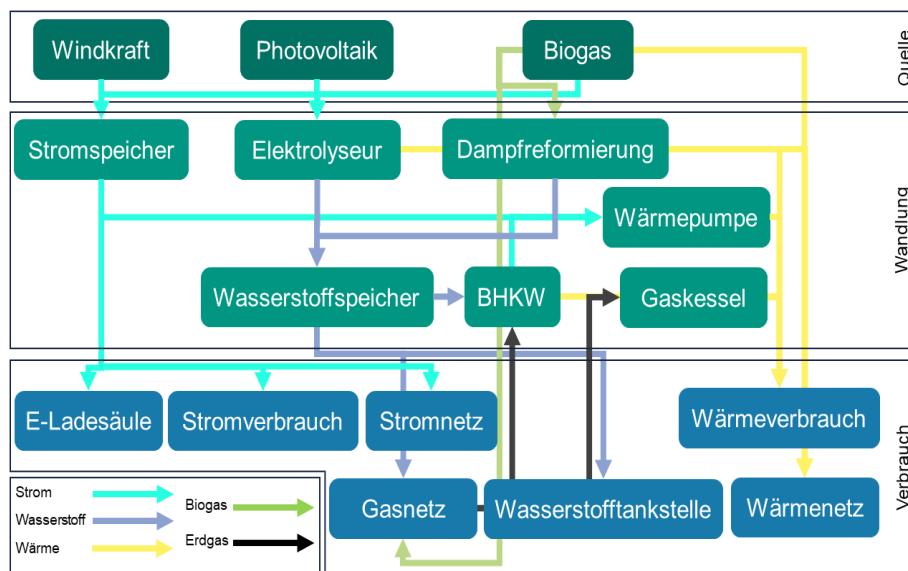


Figure V-2: combinaison de technologies en relation avec une centrale de cogénération à hydrogène

V.3.2. Parties prenantes et processus participatifs

L'analyse réalisée avec l'université de Kehl a permis d'identifier de nombreuses parties prenantes qui peuvent être classées en cinq phases (mise en œuvre, planification, financement, autorisation, participation), certaines parties prenantes pouvant jouer un rôle dans plusieurs phases. Ceci est illustré dans la Figure V-3..

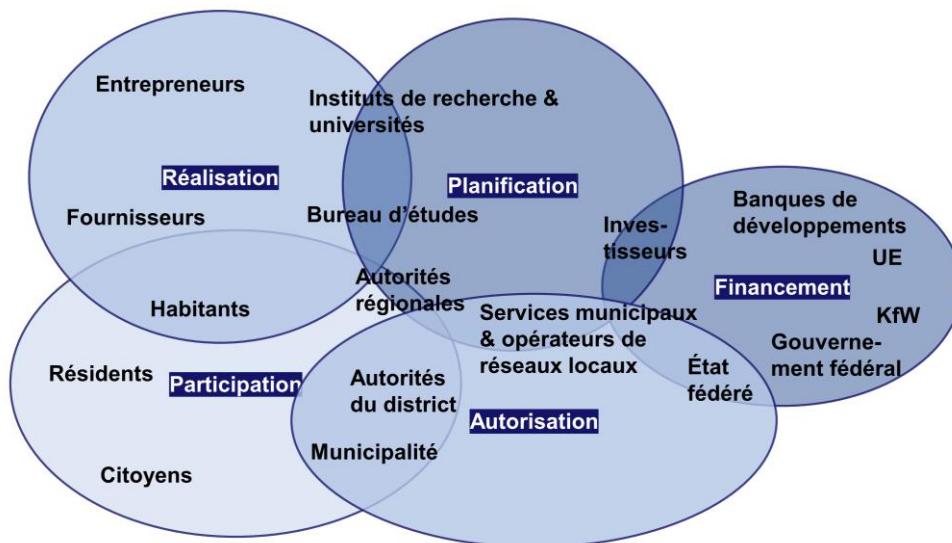


Figure V-3: aperçu des acteurs concernés par la transition énergétique

En outre, des informations ont été compilées sur les formats de participation informels et formels en général et en particulier pour les projets pilotes pertinents dans le domaine de l'hydrogène. Cela comprenait les formats possibles et leur pertinence pour le déroulement du projet.

À cela s'ajoutaient les aspects juridiques de ces formes de participation, avec une explication des lois applicables. Il convient ici de souligner en particulier la conclusion relative à la construction de centrales de cogénération fonctionnant à l'hydrogène, qui résume les législations pertinentes énumérées dans la loi sur la planification thermique.

En outre, les informations compilées en collaboration avec la HS Kehl comprennent également des aspects financiers, un aperçu des enseignements tirés de projets concrets et une conclusion générale sur la mise en œuvre d'une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène. Ces résultats ont été intégrés dans le dépliant (résultat de la deuxième mesure) avec les conclusions du document d'orientation sur les projets pilotes.

Lors des ateliers de coproduction organisés, les connaissances subjectives sur l'hydrogène ont été jugées faibles au préalable, comme on pouvait s'y attendre au vu des résultats concernant le niveau de connaissances de la population. À la suite des contributions et des tables rondes des ateliers, les connaissances auto-évaluées ont augmenté. Les tables rondes ont mis l'accent sur la pertinence pour la transition énergétique, les participants soulignant également que les stratégies de production et d'importation doivent être choisies de manière à éviter une augmentation drastique du coût de l'approvisionnement énergétique au détriment des groupes à faibles revenus.

En outre, les conclusions relatives aux parties prenantes, aux aspects participatifs et juridiques, ainsi que les conclusions tirées des enquêtes menées auprès d'experts et de la

population (voir sections suivantes) et des ateliers de coproduction, constituent la base du guide (résultat de la huitième mesure).

V.3.3. Analyse du potentiel sur la base des avis d'experts

Afin de réaliser une analyse du potentiel de l'hydrogène en tant que technologie énergétique du point de vue des experts, les données collectées ont d'abord été analysées en fonction de l'accord ou du désaccord, séparément par question et par pays. Enfin, les liens entre les différents aspects ont également été examinés.

Les experts de tous les pays étudiés ont estimé que le potentiel de l'hydrogène était élevé pour les processus industriels et la mobilité lourde, mais faible pour la mobilité individuelle et la production de chaleur. Les chances de couvrir les besoins énergétiques des ménages privés et des communes grâce à l'hydrogène ont été jugées plutôt faibles.

En ce qui concerne les lieux et les modes de production de l'hydrogène, les personnes interrogées ont estimé que la part de l'hydrogène transporté par pipeline en Europe dépassait celle transportée par camion, bateau ou train. Pour les importations en provenance de pays non européens, le transport par pipeline ou par véhicule a été jugé d'importance similaire. Il existait des différences notables entre les pays dans l'évaluation de la quantité d'hydrogène pouvant être produite au niveau national ou en Europe et de la quantité importée de l'extérieur de l'Europe. Les personnes interrogées en France ont estimé que la part européenne et la part de la production nationale seraient plus élevées.

La production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables a été jugée acceptable dans l'ensemble. Les formes de production à partir de gaz naturel ont été jugées moins acceptables, sans différence notable entre l'hydrogène produit à partir de gaz naturel en général et l'hydrogène produit à partir de gaz naturel en combinaison avec le CSC, qui ont été jugés plutôt inacceptables ou inacceptables. Cela s'explique peut-être par le fait que de nombreux participants ont indiqué, en particulier pour l'hydrogène issu du gaz naturel associé au CSC, qu'aucune stratégie concrète n'était encore connue pour mettre en œuvre cette technologie. L'hydrogène issu de l'énergie nucléaire a été jugé plus acceptable par les participants français que par les participants des deux autres pays.

Il n'y avait aucun lien entre une meilleure évaluation de la production nationale et une meilleure évaluation de la couverture des besoins énergétiques. Le groupe de personnes qui ont jugé l'hydrogène issu de l'énergie nucléaire plus acceptable a estimé que la part de la production nationale était plus élevée que celui qui a jugé cette forme de production (plutôt) inacceptable. L'importance croissante de l'indépendance énergétique peut avoir un impact sur l'acceptation de ces formes de production qui augmentent la part de production dans le pays.

Dans l'ensemble, les experts ont estimé que le potentiel de l'hydrogène pour l'approvisionnement énergétique municipal (qui est au centre des préoccupations de CO2InnO) était plutôt faible. Cela pourrait être lié à l'évaluation des possibilités

d'approvisionnement en hydrogène par la production nationale ou européenne et à l'acceptabilité des différentes formes de production d'énergie. Des résultats et des Figures plus détaillés sont disponibles en annexe. Avec les rapports des autres ateliers de coproduction, ils constituent le résultat de la septième mesure et une base essentielle pour le guide.

V.3.4. Acceptation des centrales de cogénération à hydrogène et des infrastructures de bornes de recharge électrique par la population

Le questionnaire en allemand et en français constitue la base de l'enquête en ligne et le résultat de la cinquième mesure. Spécialement développé pour ce contexte, le questionnaire comprend au total quatre vignettes (de brèves descriptions variées pour deux technologies et deux formes de financement) ainsi que neuf questions sociodémographiques et quatorze échelles pour évaluer l'acceptation et les facteurs d'influence.

Les résultats présentés ci-dessous décrivent les différences descriptives dans la valeur moyenne de l'accord entre les deux pays. Des conclusions plus détaillées sur les différences statistiquement significatives dans les résultats de l'enquête peuvent être tirées sur la base de l'affiche qui constitue le résultat de la sixième mesure.

V.3.5. Comparaison entre les pays en matière de perception des technologies

Avant la présentation des vignettes, les participants ont été interrogés sur leur évaluation subjective de leurs propres connaissances sur la technologie décrite ci-dessous, à savoir l'hydrogène comme source d'énergie et l'électricité pour l'électrification de diverses applications énergétiques. Tant en ce qui concerne les bornes de recharge électriques que les centrales de cogénération à hydrogène, les personnes interrogées en France ont déclaré avoir des connaissances subjectives plus élevées que les personnes interrogées en Allemagne.

L'évaluation de l'installation de bornes de recharge électriques s'est avérée plus positive en France qu'en Allemagne pour plusieurs facteurs. Les personnes interrogées en France ont déclaré trouver la mise en œuvre plus acceptable. À la question de savoir comment elles réagiraient à une mise en œuvre prévue, la polarisation était plus forte en France, les personnes interrogées ayant déclaré en moyenne une intention de soutien et une intention de protestation plus fortes que les personnes interrogées en Allemagne. La volonté de participer à un processus de participation citoyenne était similaire en France. En outre, les personnes interrogées en France étaient plus nombreuses que celles en Allemagne à déclarer utiliser déjà des bornes de recharge et vouloir les utiliser à l'avenir (après la mise en œuvre de la mesure).

Les personnes interrogées en France ont déclaré percevoir la mise en œuvre comme plus efficace que celles interrogées en Allemagne en termes d'impact social, économique et environnemental. Dans le même temps, les personnes interrogées en France ont également

déclaré que la mise en œuvre de l' installation de bornes de recharge électriques était considérée comme plus risquée en termes d'impact que celles interrogées en Allemagne.

En ce qui concerne la perception de l'équité, les personnes interrogées en France ont déclaré que la mise en œuvre entraînerait une amélioration pour différents groupes par rapport à la situation antérieure, mais elles ont également déclaré percevoir un peu moins d'inconvénients pour les groupes défavorisés que les personnes interrogées en Allemagne. Les attentes à l'égard du processus de participation citoyenne (équité procédurale) ont également été évaluées de manière un peu plus positive.

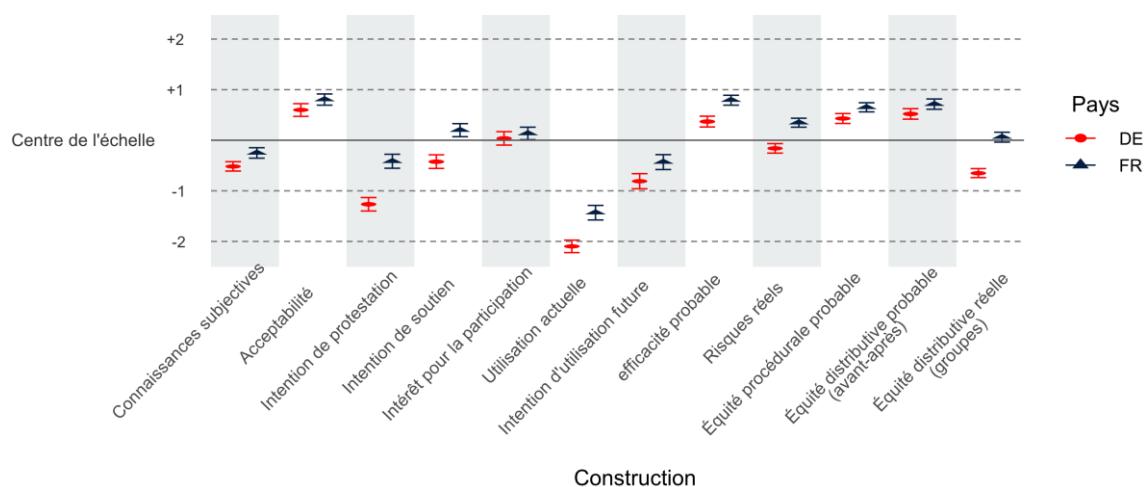


Figure V-4: Perception des bornes de recharge électriques en Allemagne et en France

La mise en place de la centrale hydrogène a également été jugée plus favorablement en France qu'en Allemagne, les différences étant toutefois moins marquées que pour les bornes de recharge. L'acceptabilité et la disposition à participer à un processus de participation citoyenne ont été évaluées de manière similaire par les personnes interrogées dans les deux pays. Pour cette mesure également, les personnes interrogées en France ont déclaré être plutôt disposées à participer à des actions de soutien et à des actions de protestation. Même si les personnes interrogées en Allemagne étaient plus nombreuses que celles en France à déclarer déjà utiliser le bâtiment communal, l'intérêt à l'utiliser à l'avenir (après la mise en œuvre de la mesure) était le même.

Les personnes interrogées en France ont déclaré percevoir cette mesure comme plus efficace que celles interrogées en Allemagne en termes d'impact social, économique et environnemental. De même, les personnes interrogées en France ont déclaré percevoir les conséquences de la mise en œuvre de la centrale de cogénération à hydrogène comme plus risquées que celles interrogées en Allemagne.

En termes d'équité perçue, les personnes interrogées françaises ont déclaré que cette mesure entraînerait une amélioration pour différents groupes par rapport à la situation antérieure et qu'elles voyaient moins d'inconvénients pour les groupes défavorisés que les personnes

interrogées allemandes. Les attentes à l'égard du processus de participation citoyenne (équité procédurale) ont également été évaluées de manière légèrement plus positive.

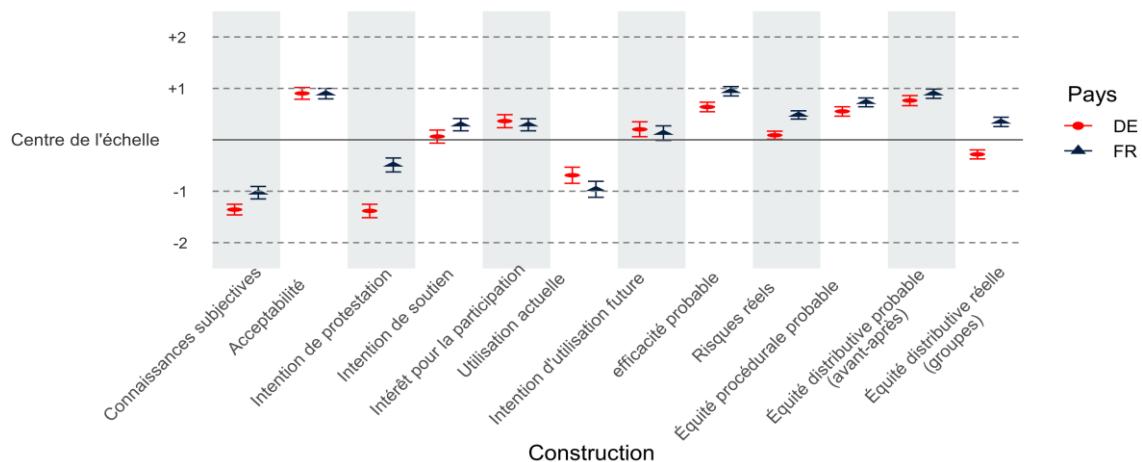


Figure V-5: Perception des centrales de cogénération à hydrogène en Allemagne et en France

Ces résultats ont été observés indépendamment du mode de financement, le financement par des fonds communaux étant perçu plus positivement dans les deux pays pour les deux technologies. Cet effet était plus marqué en Allemagne qu'en France.

V.3.5.1. Comparaison des technologies

La comparaison des technologies a montré que, dans les deux pays, la centrale de cogénération à hydrogène était en moyenne légèrement mieux notée que les bornes de recharge électriques en termes d'acceptabilité, d'intentions d'action, d'intentions d'utilisation, d'efficacité perçue et d'équité perçue. Seuls les risques liés à la centrale de cogénération à hydrogène étaient perçus comme légèrement plus élevés. Cependant, les connaissances subjectives sur l'hydrogène ont été jugées a priori moins bonnes que celles sur l'électricité dans les deux pays. Contrairement aux conclusions tirées de la littérature, le niveau de connaissances et la perception des risques n'ont donc pas constitué ici un obstacle à l'acceptation. Cela pourrait s'expliquer par la conception de la recherche, qui consistait à décrire des vignettes illustrant des scénarios possibles dans le propre environnement résidentiel des participants. Même si les bornes de recharge électriques n'ont pas suscité un rejet important, la centrale de cogénération a été perçue comme légèrement plus équitable et efficace. Dans certaines circonstances, cela a été considéré comme un gain plus important pour l'environnement. Ce point devrait être approfondi dans le cadre de recherches futures et lors de la mise en œuvre effective de projets énergétiques communaux.

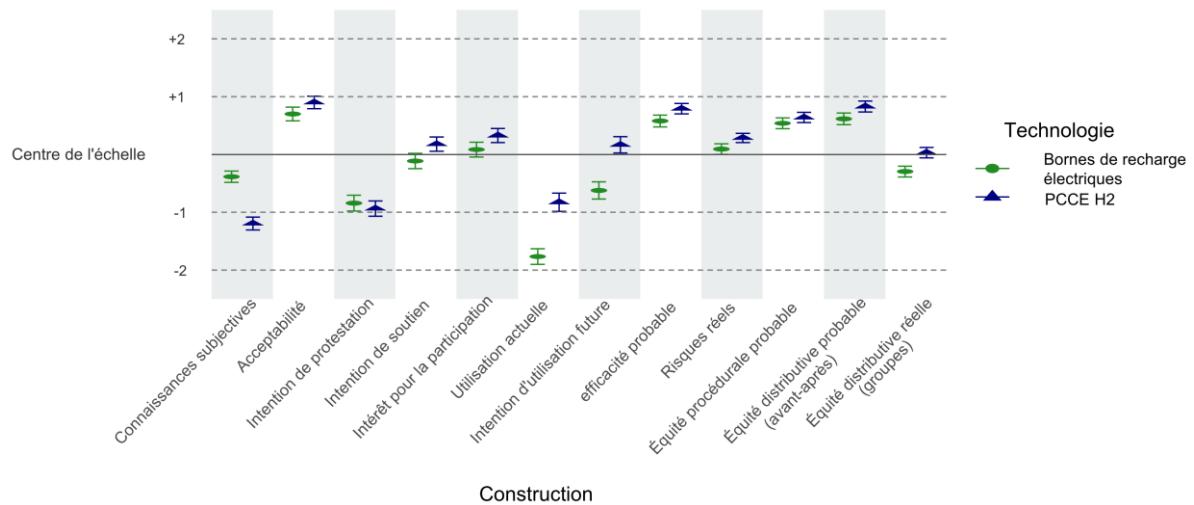


Figure V-6: Comparaison entre les pays des variables psychologiques

En outre, les personnes interrogées en France ont déclaré avoir davantage confiance dans diverses institutions politiques et économiques ainsi que dans leur environnement social que les personnes interrogées en Allemagne. Elles se sont identifiées davantage comme des personnes respectueuses de l'environnement qui agissent en faveur de la protection de l'environnement (identité environnementale). Les personnes interrogées en France ont également déclaré être davantage orientées vers l'innovation (recherche de nouveauté, d'innovation et intérêt pour les informations et les tests de nouveaux services et produits). En ce qui concerne les normes personnelles (sentiment individuel d'obligation morale) et les normes subjectives (perception du comportement et des attentes de l'environnement social) relatives à la transition énergétique, des valeurs plus élevées ont également été enregistrées chez les personnes interrogées françaises. Elles ont également déclaré une perception plus forte du problème (ici, l'attente que le mix énergétique actuel aura des conséquences négatives sur l'environnement).

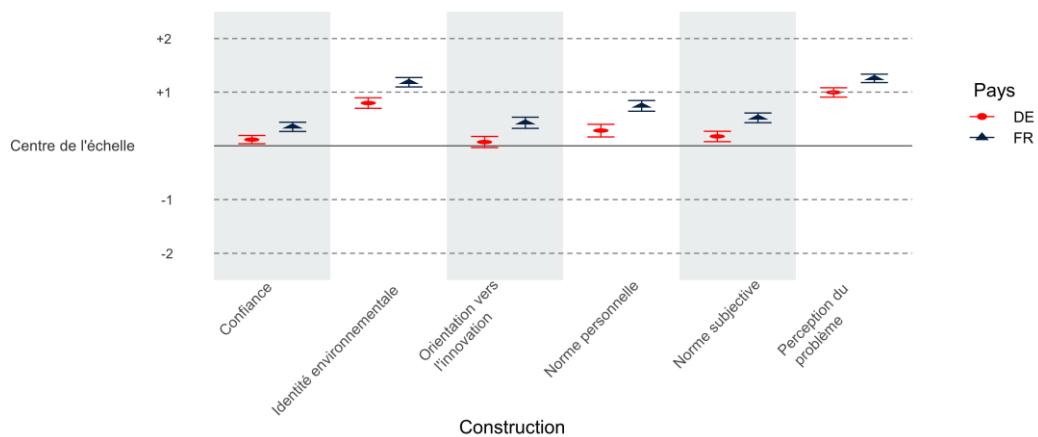


Figure V-7: comparaison entre les échantillons allemand et français

V.4. Problèmes et risques

Dans le cadre de la première mesure, l'objectif était d'identifier des exemples de bonnes pratiques dans les deux pays. Lors de la recherche de projets pilotes utilisant des centrales de cogénération à hydrogène, la part des projets allemands était prépondérante. En France, seuls quelques projets ont pu être identifiés jusqu'à présent. Contrairement aux projets allemands, ceux-ci étaient moins axés sur les communes et davantage orientés vers l'industrie. Cela rend la comparaison difficile, car l'influence des différentes parties prenantes sur le déroulement du projet peut varier et les questions d'acceptation peuvent jouer un rôle différent.

Dans ce contexte, il a également été difficile de trouver des interlocuteurs appropriés pour les entretiens. Parmi les projets pilotes identifiés, il s'est avéré difficile d'établir des contacts, même en Allemagne. La volonté de donner des entretiens était faible, tant pour les projets qui n'étaient déjà plus actifs que pour ceux en cours. Les raisons invoquées, telles que le manque de temps ou la crainte de faire des déclarations erronées sur le contenu des projets, indiquent que les concepts de relations publiques allant au-delà de la participation préalable pourraient être encore mieux élaborés.

En outre, des problèmes sont apparus dans le cadre du processus de co-création. La mise en œuvre des trois ateliers de co-production associés, dont la planification du contenu faisait partie intégrante de ce lot de travail, a dû s'écartez du planning initial. À l'origine, il était prévu d'organiser trois ateliers afin de permettre un échange avec différents groupes de personnes du public. Finalement, des formats légèrement différents ont été choisis. Les différents acteurs sont confrontés à des défis variés, tels que des contraintes de temps et des exigences juridiques pour les experts du monde économique et politique, ou encore le manque d'accessibilité du public non universitaire. En raison des difficultés rencontrées pour atteindre le nombre d'inscriptions nécessaire et des reports qui en ont résulté, la solution retenue a consisté à intégrer les enquêtes et les ateliers dans des événements cadres existants. Vous trouverez de plus amples informations à la rubrique « Écarts ».

V.5. Dérogations

En raison des difficultés décrites dans la section précédente pour trouver des interlocuteurs appropriés, la mesure 5.4 a fait l'objet d'une légère déviation. Comme le nombre d'entretiens réalisés a été inférieur à celui initialement prévu, les données issues des entretiens ont été complétées par une analyse documentaire des meilleures pratiques et par des recherches supplémentaires sur la participation publique. Les résultats des différentes méthodes ont été intégrés dans une note d'orientation sur les centrales de cogénération à hydrogène.

En outre, des écarts sont apparus en raison des difficultés rencontrées dans la planification des ateliers de coproduction en tant qu'ateliers publics indépendants. Le processus de co-

création a été intégré dans le cadre d'autres événements pour deux des trois dates, d'une part dans le Sommet européen de l'hydrogène et d'autre part dans un cours universitaire. Dans le cas du sommet sur l'hydrogène, cela a présenté l'avantage de pouvoir mener une enquête auprès d'un plus grand nombre d'experts. Sans cela, il n'aurait pas été possible d'intégrer leur point de vue en tant que parties prenantes concernées dans les résultats du projet dans une telle mesure. L'autre atelier, proposé dans le cadre d'une série de conférences, ne différait pas du point de vue du contenu de l'atelier public. Bien que les étudiants constituent un échantillon plutôt homogène, ils peuvent tout à fait refléter le point de vue de différentes parties prenantes, telles que les riverains et les futurs décideurs. En outre, ils peuvent apporter le point de vue des personnes à faibles revenus, ce qui est précieux dans le contexte des questions de financement, en particulier en ce qui concerne les centrales de cogénération à hydrogène.

V.6. Perspectives

Pour la recherche et la pratique, il existe une multitude d'études qui s'appuient sur ces résultats. Dans un premier temps, la recherche à long terme peut s'avérer particulièrement intéressante pour les technologies qui ne sont pas encore établies. Cela permet de saisir les évolutions et les attitudes de la société, par exemple en ce qui concerne l'acceptation des technologies pertinentes dans le cadre du projet CO2InnO. Lors des recherches bibliographiques menées dans le cadre du cinquième lot de travaux, la sous-représentation des études sur les infrastructures était frappante. En effet, alors que les études sur les voitures électriques elles-mêmes sont nombreuses, il existe à ce jour peu de recherches sur les infrastructures de recharge. Étant donné que l'attitude à l'égard des infrastructures nécessaires à la mise en place d'une nouvelle technologie peut réduire son acceptation (voir par exemple les lignes électriques pour le transport de l'électricité produite par les parcs éoliens), il convient d'en tenir compte dans les recherches futures. Si la mise en place de bornes de recharge électriques semble peu controversée, il convient également de prendre en compte l'acceptation de l'extension du réseau, qui peut être nécessaire pour la mise en place sans compromettre la stabilité du réseau. Dans le même ordre d'idées, la recherche sur l'acceptation des centrales de cogénération à hydrogène devrait également tenir compte de la mise en place éventuellement nécessaire de voies de transport.

En outre, ce lot de travail a examiné l'acceptation générale des deux technologies ainsi que le degré de soutien et de résistance auquel on pourrait s'attendre lors de la planification. Dans la pratique, en particulier lorsque des fonds publics doivent être utilisés, différents concepts doivent être pris en compte dans la planification de l'électricité et du chauffage. Des études comparatives devraient donc être menées pour déterminer quels aspects les parties prenantes telles qu' prennent en compte pour hiérarchiser les technologies. Si les études présentées ici fournissent déjà des informations sur les facteurs qui jouent un rôle, des études spécifiques

sont toutefois nécessaires pour les pondérer. Dans le contexte des objectifs climatiques européens, la question de savoir dans quelles circonstances des technologies respectueuses du climat peuvent être mises en œuvre, qui présentent par exemple des obstacles financiers et de planification en raison d'un manque d'établissement, joue un rôle particulier.

Le choix entre différentes technologies énergétiques ou, de manière générale, la mise en place de nouvelles structures peuvent également donner lieu à des conflits d'utilisation. Ceux-ci peuvent se traduire, par exemple, par des conflits d'utilisation de l'espace ou d'autres ressources. Les conflits d'utilisation de l'espace peuvent jouer un rôle tant dans les zones urbaines densément peuplées que dans les zones agricoles ou naturelles. Pour résoudre ces conflits, il peut être important de mettre en place des procédures de participation qui mettent l'accent sur la répartition équitable des coûts et des avantages ainsi que sur la communication des effets sur la communauté et l'environnement. La pertinence des conflits d'utilisation de l'espace par rapport aux technologies examinées dans le cadre du projet CO2InnO et les stratégies spécifiques pour résoudre ces conflits doivent faire l'objet de recherches futures. Outre les conflits liés à l'utilisation de l'espace, l'utilisation des ressources nécessaires ou produites pourrait également jouer un rôle. Cela inclut l'origine des matières premières et de l'énergie (par exemple, l'eau et l'énergie renouvelable ou respectueuse du climat pour l'hydrogène) ainsi que l'utilisation de l'énergie fournie. Ces questions devraient être examinées dans le cadre de recherches futures dans un contexte régional, mais dans le contexte des efforts de mise en réseau européen. Les attitudes à l'égard de ces conflits sont probablement étroitement liées à la participation et au financement, c'est pourquoi l'interaction de ces facteurs devrait être prise en compte.

Ce lot de travail a déjà abordé la pertinence des formats de participation et deux variantes possibles de financement. Si l'efficacité des formats de participation a fait l'objet de nombreuses recherches, leur conception précise, en particulier en ce qui concerne les technologies spécifiques, devrait faire l'objet de recherches supplémentaires. L'enquête quantitative représentative de la population menée dans le cadre de ce lot de travail a déjà révélé une différence dans l'acceptation des technologies en général et dans les attentes en matière d'équité du processus de participation, bien que la description du processus de participation ne varie pas d'une technologie à l'autre. Les facteurs à l'origine de cette différence et la manière dont le processus peut contribuer à la mise en œuvre réussie de technologies initialement moins acceptables doivent être examinés de manière plus approfondie dans le cadre d'études futures.

À cela s'ajoute le fait qu'outre les deux modèles de financement étudiés, il existe d'autres principes de répartition qui peuvent, dans certaines circonstances, avoir un effet favorisant ou réduisant l'acceptation. Dans le contexte des technologies qui nous intéressent, le principe de la capacité de paiement (part plus importante du financement par les groupes plus aisés) et le

principe du bénéficiaire-payeur (les bénéficiaires des mesures mises en œuvre devraient contribuer davantage) pourraient notamment être étudiés. Ces deux principes tiennent compte d'aspects liés à la justice énergétique. Alors que le principe de la capacité de paiement tient principalement compte de l'équité en matière de revenus et de patrimoine, le principe du bénéficiaire-payeur prend également en considération le fait que les avantages des mesures énergétiques peuvent être répartis de manière inégale, par exemple en raison de l'augmentation de la valeur des terrains ou de l'afflux de nouveaux clients. Les effets de l'intégration de modèles de financement basés sur ces principes dans les mesures politiques doivent être examinés de manière différenciée pour différentes technologies et différents contextes nationaux ou régionaux.

Les aspects mentionnés doivent être pris en compte par toutes les parties prenantes impliquées dans la mise en œuvre réussie de projets de technologies énergétiques. Parmi les résultats fournis, le travail commun avec la HS Kehl met particulièrement en évidence les parties prenantes qui jouent un rôle. Il convient notamment de tenir compte de l'acceptation par la population locale, mais aussi par les décideurs municipaux, qui jouent un rôle particulier dans la transition énergétique européenne.

V.7. Recommandations concernant la feuille de route ou l'action politique

Les résultats recueillis dans le cadre du cinquième lot de travail permettent de formuler de nombreuses recommandations à l'intention des différentes parties prenantes, qui sont décrites en détail dans les résultats de la mesure 5.8. Il convient de souligner en particulier que la vue d'ensemble de l'interaction entre les différents acteurs constitue une conclusion importante. Elle permet de prendre en compte les différentes perspectives pertinentes pour une feuille de route de la recherche sur l'acceptation.

Une lacune dans la recherche sur l'acceptation a été identifiée pour l'infrastructure de recharge électrique. Cependant, en raison de l'importance des bornes de recharge pour l'adoption des voitures électriques et de leur rôle central dans la transition énergétique, la perception de la population concernant les projets d'infrastructure nécessaires ne doit pas être négligée afin de ne pas compromettre la poursuite du développement. Il est donc recommandé d'accompagner les futurs projets d'expansion par des recherches sur l'acceptation afin d'étudier l'efficacité des interventions (par exemple, les mesures visant à accroître la perception de l'efficacité) et de les mettre en œuvre de manière ciblée à l'avenir. Pour les communes et les investisseurs privés, certains modèles peuvent être particulièrement attractifs, par exemple ceux qui sont particulièrement peu encombrants, qui contribuent à la stabilisation du réseau ou qui sont rentables. De telles variations technologiques peuvent influencer différemment l'acceptation des riverains et des autres parties prenantes et doivent donc être prises en compte dans le développement futur des infrastructures et la recherche qui l'accompagne.

En ce qui concerne les centrales de cogénération à hydrogène, les résultats obtenus montrent que l'acceptation par la population ne constitue pas un obstacle majeur à leur mise en œuvre. Les enquêtes et les ateliers de co-création menés auprès de la population allemande et française indiquent que l'approvisionnement énergétique de leur propre commune par une telle centrale est perçu de manière positive. Compte tenu de l'écart entre ces enquêtes hypothétiques et la réaction à des projets réels, il est toutefois important de vérifier ces résultats dans le cadre de projets pilotes concrets par des recherches complémentaires sur l'acceptation et de les comparer avec les résultats disponibles.

Les études menées dans le cadre du programme de travail ainsi que les recherches existantes indiquent que l'hydrogène issu d'énergies renouvelables, en particulier, est très bien accepté. Il est donc recommandé de concevoir des projets de manière à permettre une part importante d'énergies renouvelables dans la production d'hydrogène.

Les enquêtes et les entretiens menés auprès d'experts, ainsi que l'analyse de la situation juridique actuelle, ont permis d'identifier le manque de normalisation, la charge administrative élevée qui en découle et les coûts élevés comme les principaux obstacles à la mise en œuvre. À l'heure actuelle, ces coûts ne peuvent généralement être supportés que par de grands investisseurs. Pour que les centrales de cogénération à hydrogène soient viables, il est essentiel que les experts soient convaincus de leur faisabilité, mais il faut également tenir compte du fait que les coûts élevés et les longs délais de construction peuvent susciter une opposition de la population à ce type de projets. Par conséquent, la simplification des processus communaux pour ces technologies et d'autres technologies liées à l'hydrogène devrait être une priorité absolue afin de pouvoir réaliser des projets couronnés de succès à l'avenir.

Les facteurs favorisant l'acceptation des deux technologies étudiées dans le cadre de CO2InnO ont été identifiés à partir de recherches antérieures sur les technologies renouvelables et innovantes. Lors de la sélection et de la mise en œuvre des mesures d'acceptation, il convient donc de recourir à des interventions éprouvées, telles que la communication transparente et précoce avec le public, l'amélioration de la perception de l'efficacité et une répartition équitable des coûts et des avantages.

VI. Rapport du lot de travail no. 6

Analyse de la cybersécurité

Membres :

Prof. Dr. Djaffar OULD ABDESLAM, UHA

Bushra CANAAN, UHA

Yosra KADRI, UHA

Abderrazek BADJI, UHA

VI.1. Contexte et objectif

Alors que la région du Rhin supérieur s'engage dans sa transformation en une zone économique sans émissions de gaz à effet de serre, l'intégrité, la fiabilité et la résilience de ses systèmes énergétiques sous-jacents deviennent essentielles à la réussite de cette initiative. Le projet CO2InnO soutient cette transformation par la démonstration et l'évaluation de technologies neutres sur le plan climatique, notamment des unités de cogénération à hydrogène, des solutions de mobilité durable et des infrastructures énergétiques intelligentes. Ces innovations, bien que bénéfiques pour l'environnement, introduisent de nouveaux niveaux de complexité et d'interdépendance numérique qui renforcent considérablement l'importance de la cybersécurité.

Dans ce contexte, le lot de travail 6 (WP6) sur la cybersécurité dans les systèmes énergétiques contribue directement au fonctionnement sûr et durable des principaux démonstrateurs du projet. Il renforce également la confiance des parties prenantes, favorise la conformité réglementaire et garantit que la transition vers la neutralité climatique est non seulement viable sur le plan technique et économique, mais aussi sûre et socialement acceptée.

La cybersécurité est une préoccupation transversale qui touche chaque composante majeure du projet CO2InnO. Les systèmes de contrôle en temps réel des démonstrateurs de cogénération à hydrogène, l'infrastructure de recharge intelligente pour la mobilité électrique et le fonctionnement à forte intensité de données des réseaux énergétiques modernes reposent tous sur des systèmes numériques potentiellement vulnérables aux cyberattaques. Une cybersécurité compromise dans l'un de ces systèmes pourrait perturber l'approvisionnement énergétique, mettre en danger la sécurité publique, éroder la confiance des utilisateurs et compromettre les objectifs généraux du projet.

En abordant explicitement et systématiquement la cybersécurité, ce lot de travail jette les bases d'une infrastructure énergétique résiliente et fiable dans la région du Rhin supérieur. Il soutient l'approche « laboratoire vivant » du projet CO2InnO en intégrant les considérations de cybersécurité dans les dimensions techniques, juridiques et sociales de la transition énergétique. Les connaissances acquises servent également de modèle reproductible pour d'autres régions entreprenant des transformations similaires.

L'objectif principal de ce lot de travail est d'étudier, de développer et d'évaluer des stratégies de cybersécurité qui soutiennent la mise en œuvre de solutions énergétiques décentralisées, numériques et durables. Il se concentre sur l'identification des vulnérabilités, la compréhension de la dynamique des menaces et la proposition de stratégies de détection et d'atténuation robustes et spécifiques au contexte.

Trois sous-tâches interdépendantes structurent le travail :

- 6.1. Modèle de simulation d'un micro-réseau réaliste, comprenant un rapport sur divers aspects de la conception du modèle, illustrant les défis rencontrés lors de son développement.

Cela comprend une analyse détaillée des décisions architecturales, des contraintes techniques, des préoccupations des parties prenantes et des obligations légales. Le rapport rend compte des enseignements tirés lors de la mise en œuvre du projet et fournit des recommandations concrètes pour les déploiements futurs.

6.2. Analyse basée sur l'IA pour la détection précoce des cybermenaces, répondant au besoin de mesures de sécurité proactives et adaptatives. L'objectif ici est de développer et d'évaluer un système basé sur l'apprentissage machine-, capable de détecter les anomalies et les intrusions potentielles, en utilisant les données opérationnelles des composants du système énergétique. Cette tâche soutient l'automatisation et l'évolutivité de la gestion de la cybersécurité dans des environnements complexes riches en données.

6.3. Rapport sur les aspects liés à la sécurité des compteurs intelligents modernes, proposant une analyse comparative de l'impact des différentes approches nationales et régionales en matière d'acquisition de données et de confidentialité sur la cybersécurité. Cette tâche examine comment les politiques, la réglementation et les tendances du marché influencent la conception, le déploiement et l'acceptation des infrastructures de comptage intelligent, en mettant l'accent sur le contexte européen et la région du Rhin supérieur.

Il convient de noter que le lot de travail comprend également deux sous-tâches supplémentaires qui ne relèvent pas du champ d'application du présent document. La sous-tâche 6.4, qui fournit une mise à jour réglementaire sur l'intégration de la sécurité cyber physique dans les systèmes énergétiques, est traitée dans le rapport dédié préparé par le partenaire HS Kehl. De même, la sous-tâche 6.5, qui se concentre sur l'acceptation sociale des appareils intelligents et connectés dans les systèmes énergétiques, est présentée dans le rapport rédigé par le partenaire KIT-DFIU. Par conséquent, ce rapport final couvre exclusivement les trois premières sous-tâches.

Ces tâches s'inscrivent dans les objectifs plus larges de recherche et développement du projet CO2InnO et fournissent des informations essentielles aux axes de travail techniques, juridiques et sociétaux. Les résultats garantissent que la cybersécurité n'est pas traitée comme un problème technique isolé, mais comme un facteur clé de l'innovation, de l'intégration et de l'engagement des utilisateurs.

La cybersécurité des systèmes énergétiques a fait l'objet d'une attention croissante ces dernières années, en particulier avec le développement des réseaux intelligents, des appareils connectés à l'Internet des objets et de la production décentralisée. Les recherches ont mis en évidence des vulnérabilités dans les architectures des systèmes, les protocoles de communication et les composants hérités. En outre, des études montrent que les cyberattaques contre les infrastructures énergétiques sont de plus en plus fréquentes, ciblées et sophistiquées.

Dans le domaine des compteurs intelligents, les préoccupations relatives à l'intégrité des données, à la confidentialité et à l'exploitation à distance ont conduit à des approches nationales divergentes, créant ainsi un paysage réglementaire fragmenté. Parallèlement, l'intelligence artificielle apparaît comme un outil puissant pour la détection des intrusions, mais son efficacité dépend fortement de la qualité des données d'entraînement, de l'adaptation contextuelle et de la capacité à distinguer les anomalies bénignes des menaces réelles.

Malgré ces progrès, des lacunes subsistent dans l'intégration de la cybersécurité dès les premières étapes de la conception des systèmes énergétiques, en particulier pour les configurations novatrices telles que la cogénération à hydrogène. Les recherches empiriques sur l'interaction entre les cadres politiques nationaux et les choix de conception liés à la sécurité dans les infrastructures de comptage intelligent sont également limitées.

Le programme de travail repose sur les hypothèses de travail suivantes.

- Les systèmes énergétiques décentralisés et basés sur les données nécessitent des approches fondamentalement nouvelles en matière de cybersécurité.
L'hypothèse est que les modèles de sécurité traditionnels basés sur le périmètre sont insuffisants et que des modèles intégrés, adaptatifs et basés sur les données sont nécessaires.
- L'IA peut améliorer considérablement la détection des menaces dans les environnements énergétiques dynamiques. On s'attend à ce que les méthodes d'apprentissage automatique permettent d'identifier les cybermenaces plus tôt et avec plus de précision que les systèmes basés sur des règles, à condition qu'elles soient entraînées sur des données pertinentes pour le domaine et contextualisées pour les applications énergétiques.
- Les différences nationales en matière de politiques de comptage intelligent ont une incidence sur les résultats en matière de cybersécurité. Cette hypothèse explore la manière dont les cadres juridiques et réglementaires divergents en Allemagne et en France influencent la configuration technique et la posture de sécurité des systèmes de comptage intelligent.

Sur la base de ces hypothèses, le programme de travail poursuit les objectifs partiels suivants.

- Documenter et évaluer les défis et les solutions en matière de conception liés à la cybersécurité dans les démonstrateurs du projet.
- Étudier la détection et l'atténuation des menaces basées sur l'IA à l'aide de données et de scénarios spécifiques au projet.
- Analyser et comparer les implications en matière de cybersécurité des différentes politiques nationales en matière de compteurs intelligents, en mettant l'accent sur l'acquisition de données et la confidentialité des utilisateurs.

VI.2. Méthodologie

Ce lot de travail combine quatre axes de recherche complémentaires qui abordent les défis actuels et émergents dans les systèmes énergétiques distribués. La première partie fournit un compte rendu détaillé de la conception, de la mise en œuvre et de la simulation d'un démonstrateur de micro-réseau réel situé à l'IUT de Mulhouse, dans l'UHA. Elle se concentre sur l'architecture du système physique, l'intégration des énergies renouvelables et les premières étapes vers le développement d'un jumeau numérique comme base pour de futures applications de sécurité cyber-physique. Ce micro-réseau réel sert de cadre opérationnel polyvalent qui favorise la reproductibilité et les futurs scénarios de déploiement pour les infrastructures régionales dans le Rhin supérieur et dans toute l'Europe.

Sur cette base, la deuxième partie examine les techniques basées sur l'IA pour détecter les menaces cyber-physiques dans les environnements de micro-réseaux. Elle décrit le développement et le test de modèles d'apprentissage profond, en particulier les réseaux neuronaux récurrents LSTM, pour la détection d'anomalies dans les flux énergétiques critiques. Cette partie met en évidence la manière dont l'IA peut améliorer la connaissance de la situation et fournir des mécanismes d'alerte précoce pour les perturbations cybernétiques et physiques dans les systèmes énergétiques distribués.

La troisième partie se concentre sur les infrastructures de comptage intelligent et les défis de cybersécurité qui y sont associés, en particulier dans le contexte de l'interopérabilité transfrontalière et des objectifs de politique régionale dans le Rhin supérieur. Elle examine l'état actuel du déploiement des compteurs intelligents en France, en Allemagne et en Suisse, met en évidence les obstacles techniques et juridiques qui affectent leur déploiement et analyse les vulnérabilités découlant de la connectivité numérique accrue.

Enfin, la quatrième partie élargit la portée des travaux en explorant les considérations relatives à la numérisation, à la cybersécurité et à la résilience d'un système hypothétique de cogénération (CHP) à base d'hydrogène. Directement liée aux objectifs généraux du projet CO2InnO, elle documente les architectures potentielles, les vulnérabilités et les stratégies d'atténuation basées sur l'IA pour les infrastructures énergétiques fonctionnant à l'hydrogène. Ensemble, ces quatre volets retracent le continuum de la transition énergétique européenne, reliant les micro-réseaux renouvelables actuels, la sécurité cyber-physique améliorée par l'IA, l'épine dorsale numérique de l'infrastructure de comptage intelligent et les futurs systèmes à base d'hydrogène dans un cadre climatiquement neutre, interopérable et cyber-résilient.

VI.2.1. Conception et simulation d'un micro-réseau réel

Le système de micro-réseau de l'IUT de Mulhouse sert de démonstrateur modulaire et flexible pour l'intégration des énergies renouvelables distribuées. Il a été conçu pour reproduire des scénarios de déploiement urbain typiques tout en permettant des recherches avancées sur le contrôle, la simulation et la sécurité cyber-physique. Le système physique intègre la production

photovoltaïque (PV), le stockage d'énergie stationnaire et mobile, des dispositifs de conversion d'énergie et des contrôleurs communicants.

Ce micro-réseau s'inscrit dans les objectifs plus larges du projet, qui sont d'atteindre la neutralité climatique, de faire progresser la production d'énergie renouvelable distribuée et d'améliorer la résilience des systèmes énergétiques numérisés. La méthodologie de conception met l'accent à la fois sur la flexibilité opérationnelle et la validation du matériel, garantissant ainsi que les résultats sont applicables à des déploiements réels tout en restant évolutifs pour les recherches futures dans la région du Rhin supérieur et au-delà.

VI.2.2. Structure du micro-réseau et sélection des équipements

Le démonstrateur de micro-réseau comprend des unités modulaires de production, de stockage et de conversion qui reflètent les pratiques actuelles de déploiement dans les réseaux énergétiques urbains et semi-urbains à petite échelle. La capacité photovoltaïque totale installée est de 6,6 kWc, répartie entre des panneaux mobiles et fixes afin de faciliter l'analyse comparative et divers scénarios opérationnels. Cette infrastructure solaire diversifiée permet la collecte d'ensembles de données hétérogènes, qui sont essentiels pour l'entraînement des algorithmes de détection des anomalies et le test des stratégies de contrôle adaptatif.

Le sous-système photovoltaïque comprend deux grandes catégories d'installations. Les suiveurs photovoltaïques dynamiques se composent de deux structures fonctionnant indépendamment, chacune équipée de quatre panneaux solaires et de deux micro-onduleurs. Ces suiveurs sont équipés de contrôleurs intégrés de suivi du point de puissance maximale (MPPT) afin d'optimiser la collecte d'énergie. L'actionnement mécanique est assuré par deux motoréducteurs, tandis que des anémomètres intégrés et des systèmes de commande à distance garantissent un retrait sûr en cas de conditions météorologiques défavorables. En revanche, les panneaux photovoltaïques statiques fournissent une capacité de production solaire fixe. Il s'agit notamment d'un abri à vélos équipé de huit modules fixes délivrant 2,16 kWc sur une surface de 13,2 m². En combinant des unités photovoltaïques mobiles et fixes, le système d'exploitation reproduit la diversité des scénarios de déploiement solaire urbain et enrichit l'ensemble de données opérationnelles du micro-réseau.

Le sous-système de stockage utilise également une double structure. Les batteries fixes se composent de deux modules, chacun contenant cinq batteries pour une capacité totale de 24 kWc. Ces batteries permettent le stockage d'énergie, l'équilibrage de charge et l'écrêtage des pics au sein du micro-réseau. Ce stockage fixe est complété par un véhicule électrique mobile (VE) équipé d'une batterie embarquée de 6,1 kWc.

Pour la conversion et le contrôle de l'énergie, le micro-réseau intègre plusieurs dispositifs.

- Des micro-onduleurs sont dédiés aux suiveurs PV dynamiques, chacun mettant en œuvre des algorithmes MPPT pour une collecte optimale de l'énergie solaire.
- Deux onduleurs monophasés CC/CA gèrent la conversion du courant continu en courant alternatif compatible avec le réseau, garantissant ainsi l'interopérabilité avec le réseau électrique.
- Des convertisseurs CC/CC bidirectionnels sont mis en œuvre pour les systèmes de stockage, contrôlés via des algorithmes proportionnels-intégraux (PI) avec des mécanismes anti-saturation afin de maintenir des comportements de charge et de décharge stables.

L'architecture générale du démonstrateur de micro-réseau et les flux électriques qui le traversent sont représentés dans la Figure VI-1 ci-dessous.

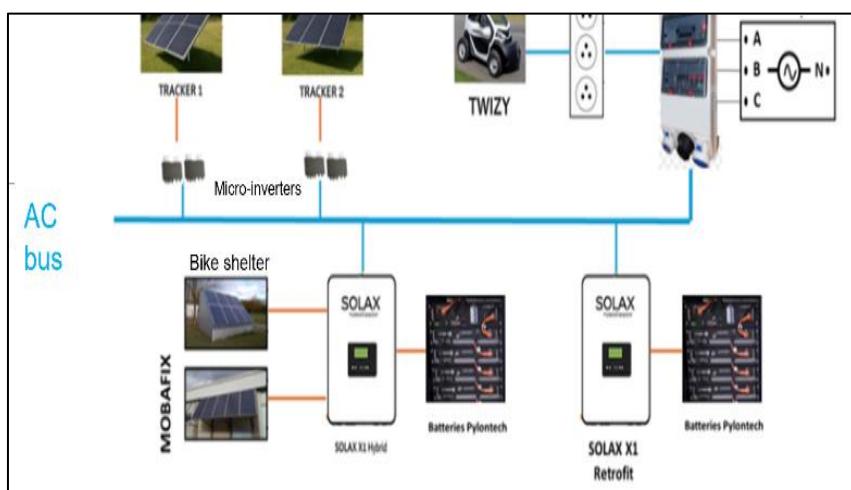


Figure VI-1: Architecture générale du démonstrateur de micro-réseau

VI.2.3. Modélisation et simulation des composants physiques

Le système énergétique et ses composants sont modélisés à l'aide de MATLAB/Simulink avec la bibliothèque Simscape Power Systems. L'environnement de simulation peut servir à la fois de modèle numérique et de plateforme pour la détection d'anomalies et l'expérimentation cyber-physique.

Pour la modélisation des cellules photovoltaïques, chaque module photovoltaïque est représenté à l'aide d'un modèle électrique équivalent basé sur les paramètres du fabricant, les profils d'irradiation solaire et la température ambiante. Cette modélisation facilite la prévision précise de la puissance de sortie et permet de prévoir le comportement en temps réel.

L'algorithme Perturb and Observe (P&O) a été sélectionné pour le MPPT en raison de sa simplicité et de son efficacité. Il est mis en œuvre numériquement dans le cadre de la simulation afin d'évaluer les performances de contrôle sous un apport solaire variable.

Pour la modélisation des batteries, un modèle dynamique non linéaire issu de la bibliothèque de modèles de batteries SimPowerSystems a été utilisé pour simuler la tension aux bornes et estimer l'état de charge (SoC) des batteries. Ce modèle permet d'estimer avec précision les profils de charge et de décharge. Les convertisseurs CC/CC ont été modélisés de manière à refléter les flux d'énergie bidirectionnels avec un contrôle basé sur PI pour la régulation du courant. Les onduleurs CC/CA ont utilisé des stratégies PWM (modulation de largeur d'impulsion) pour synthétiser des sorties sinusoïdales de qualité réseau.

Toutes les fonctions de contrôle sont coordonnées par un cadre centralisé qui garantit un fonctionnement fiable et permet la surveillance externe des flux d'énergie. L'infrastructure est donc bien adaptée à l'intégration ultérieure de technologies de jumeaux numériques qui reposent sur l'acquisition et l'analyse de données en temps réel.

VI.2.4. Développement du jumeau numérique

Sur la base de la modélisation, de la simulation et de la validation du contrôle, des efforts ont été entrepris pour créer un jumeau numérique (DT) du micro-réseau. Reconnaissant l'importance croissante des jumeaux numériques dans l'amélioration de la sécurité cyber-physique, une revue de la littérature sur les jumeaux numériques de micro-réseaux (MGDT) a été réalisée. Cette revue s'est concentrée sur leur rôle potentiel dans l'amélioration de la résilience face aux menaces cyber-physiques et l'intégration de l'intelligence artificielle pour un contrôle prédictif et adaptatif. Les résultats de ces travaux ont abouti à un article détaillé, actuellement en cours d'examen par des pairs, qui propose une classification des MGDT en fonction des fonctions de sécurité et examine les possibilités d'intégration de l'IA dans les cadres de jumeaux numériques pour la cyber-résilience des micro-réseaux. L'étude met également en évidence les orientations futures de la recherche, en particulier vers des MGDT plus intelligents et axés sur la sécurité.

Dans le cadre d'une démarche pratique visant à mettre en œuvre un jumeau numérique du démonstrateur de micro-réseau à l'UHA, des efforts de benchmarking ont été entrepris afin de collecter des données en temps réel sur les flux d'énergie pendant plusieurs jours et dans des conditions météorologiques variables. La Figure VI-2 présente un exemple de graphique de la production et de la consommation du micro-réseau obtenu sur 7 heures le 3 avril 2025.

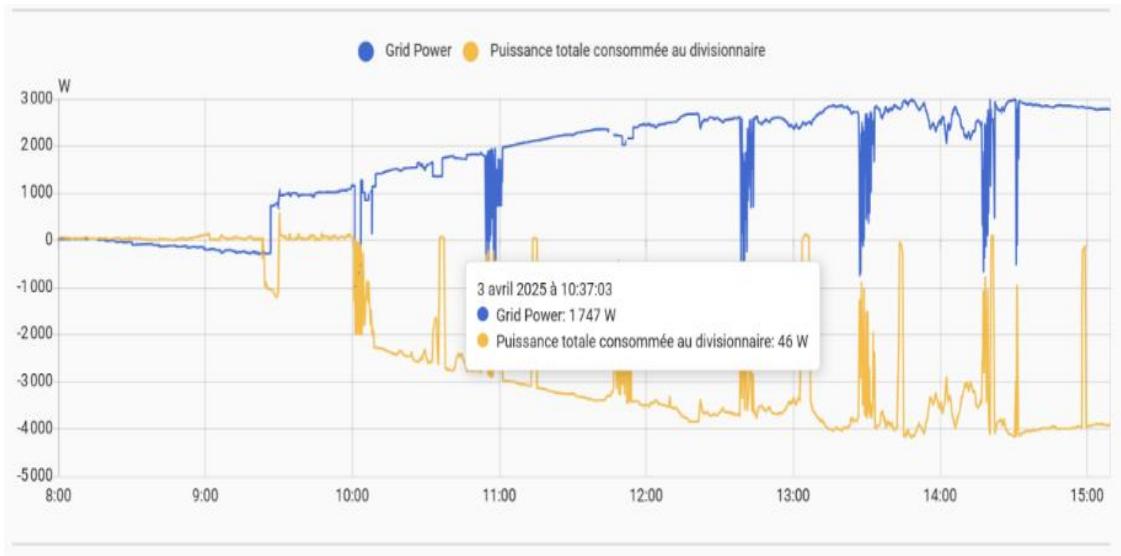


Figure VI-2: Graphiques en temps réel de la production et de la consommation d'électricité

L'ensemble de données haute résolution qui en résulte capture le comportement du système dans divers états opérationnels, servant deux objectifs clés. Premièrement, il fournit une base empirique pour le développement d'un jumeau numérique dynamique, basé sur les données, capable de refléter les conditions opérationnelles évolutives du micro-réseau physique. Deuxièmement, il soutient la formation et la validation de modèles basés sur l'IA pour la détection d'anomalies, la prédiction ou l'optimisation, comblant ainsi le fossé entre les stratégies actuelles de contrôle des micro-réseaux et les futurs cadres cyber-physiques intelligents.

Ces premières étapes dans le développement du jumeau numérique établissent une feuille de route pour la transition du démonstrateur de micro-réseau vers une plateforme de recherche plus avancée sur la résilience cyber-physique. En combinant une infrastructure physique soigneusement instrumentée avec une analyse comparative des données en temps réel, les bases sont jetées pour l'intégration de fonctions basées sur l'IA qui permettront l'analyse prédictive, la détection avancée des intrusions et une cybersécurité renforcée.

VI.2.5. Système de détection basé sur l'IA pour la surveillance des anomalies cyber-physiques

Afin de garantir la sécurité et la fiabilité du micro-réseau, un système de détection basé sur l'apprentissage profond a été développé à l'aide d'un réseau neuronal récurrent à mémoire à court et long terme (LSTM). Les modèles LSTM ont été sélectionnés en raison de leur capacité supérieure à gérer les dépendances à long terme dans les données chronologiques, surmontant ainsi le problème de gradient disparaissant courant dans les réseaux neuronaux récurrents (RNN) traditionnels. Leur architecture à portes permet au réseau de conserver de manière sélective les informations pertinentes et d'écartier les entrées non pertinentes,

améliorant ainsi la précision des prévisions futures. Le LSTM fonctionne en boucle fermée, utilisant les entrées et sorties passées pour estimer les états actuels du système, ce qui renforce sa robustesse dans la détection d'anomalies subtiles causées par des cyberattaques physiques.

Cette approche s'appuie sur des travaux antérieurs réalisés dans le cadre du projet RES-TMO Interreg, où un réseau neuronal de type NARX (Nonlinear AutoRegressive model with eXogenous inputs) a été déployé comme système de détection intelligent pour surveiller les échanges d'énergie active au point de couplage commun (PCC). Si le réseau NARX a réussi à détecter des anomalies dans des configurations plus simples en comparant les valeurs prévues et réelles des capteurs, il a montré ses limites lorsqu'il a été appliqué à des systèmes de contrôle plus complexes avec des systèmes de gestion de batterie (BMS) à conditions multiples. Ces limites résultaitent, entre autres, du problème de gradient disparaissant, qui affectait la capacité du réseau à apprendre les dépendances à long terme.

Le système actuel basé sur LSTM a été évalué dans le cadre de deux grandes catégories de scénarios d'attaque. La première concernait les cyberattaques telles que l'injection de fausses données (FDI) et les attaques par rejet, dans lesquelles des canaux de communication compromis permettent aux attaquants de modifier les mesures transmises. Le second type ciblait la couche physique, où un intrus pouvait manipuler le programme de contrôle des batteries pour provoquer des effets néfastes. Ensemble, ces scénarios ont permis une évaluation complète de la capacité du système à détecter et à répondre aux intrusions cybernétiques et physiques dans le micro-réseau.

VI.2.6. Infrastructure de comptage intelligent et intégration dans les systèmes de cogénération

L'approche méthodologique adoptée pour étudier les compteurs intelligents dans le cadre du projet CO2InnO a combiné des perspectives réglementaires, techniques et opérationnelles afin de fournir une compréhension holistique de leur rôle dans les futurs systèmes énergétiques distribués. Une analyse comparative des politiques et pratiques de déploiement des compteurs intelligents a été réalisée en France, en Allemagne et en Suisse, avec un accent particulier sur la région du Rhin supérieur. Cette évaluation a consisté à examiner les infrastructures de comptage actuelles, telles que le système français Linky et les compteurs de gaz Gazpar utilisant la technologie Wize. Ces résultats ont ensuite été mis en correspondance avec les exigences évolutives du couplage sectoriel, soulignant la manière dont les infrastructures de comptage doivent évoluer pour prendre en compte non seulement les données électriques, mais aussi les flux d'énergie multivectoriels tels que l'hydrogène.

La méthodologie a ensuite été étendue afin d'examiner comment les infrastructures de comptage intelligent peuvent soutenir l'intégration des systèmes de cogénération (CHP) à base d'hydrogène. Cette étape s'est concentrée sur l'identification des besoins

supplémentaires en données des unités de cogénération, tels que la surveillance du flux d'hydrogène, de la pression et des émissions, et sur l'évaluation de la manière dont les technologies de communication basées sur l'IoT, telles que LoRaWAN, pourraient connecter ces actifs au sein des réseaux intelligents. Si LoRa offre des avantages pratiques pour les systèmes distribués, ses limites connues en matière de sécurité nécessitent une évaluation ciblée des risques afin de remédier aux vulnérabilités des systèmes de communication, de contrôle et de sécurité. Une modélisation basée sur des scénarios a été utilisée pour illustrer comment les cyberintrusions ciblant la surveillance numérique ou les boucles de contrôle de sécurité pourraient dégénérer en dangers physiques, notamment des défaillances en cascade ou des explosions.

En alignant ces connaissances méthodologiques sur le contexte plus large de la politique et du déploiement des compteurs intelligents dans le Rhin supérieur, la recherche a établi un cadre analytique cohérent qui relie la préparation des infrastructures numériques au déploiement sûr et résilient des unités de cogénération à hydrogène.

VI.2.7. Cybersécurité et résilience des systèmes de cogénération à hydrogène

Alors que le démonstrateur de micro-réseau se concentre sur les technologies renouvelables actuelles, le projet CO2InnO se tourne également vers les infrastructures futures qui intègrent l'hydrogène comme vecteur énergétique clé. Les systèmes de cogénération à hydrogène sont envisagés comme un élément essentiel des réseaux énergétiques neutres sur le plan climatique, fournissant à la fois de l'énergie électrique et thermique tout en permettant le couplage sectoriel entre l'électricité, le chauffage et la mobilité. Cependant, la numérisation croissante des infrastructures énergétiques à hydrogène introduit de nouveaux risques, faisant de la cybersécurité et de la résilience des domaines de recherche essentiels.

Cette partie du travail examine les implications en matière de cybersécurité d'une unité de cogénération hypothétique à base d'hydrogène. Elle se concentre sur les architectures conceptuelles, les vulnérabilités potentielles et les stratégies d'atténuation qui peuvent éclairer la conception et le développement futurs.

Les systèmes de cogénération à hydrogène diffèrent des systèmes traditionnels à plusieurs égards. L'utilisation de l'hydrogène comme combustible introduit une dynamique opérationnelle, notamment la nécessité de solutions de stockage avancées, de systèmes de gestion de la sécurité complexes et de réseaux de communication sensibles pour surveiller la pression, la température et la composition du gaz. L'intégration de ces systèmes dans des réseaux intelligents plus larges nécessite des interfaces sécurisées avec des systèmes de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA), des plateformes de gestion de l'énergie basées sur le cloud et des capteurs compatibles avec l'IoT. Chacune de ces interfaces numériques élargit la surface d'attaque pour les cybermenaces potentielles. La

Figure VI-3 illustre l'intégration de la cogénération dans l'infrastructure énergétique et les vecteurs d'attaque potentiels impliqués.

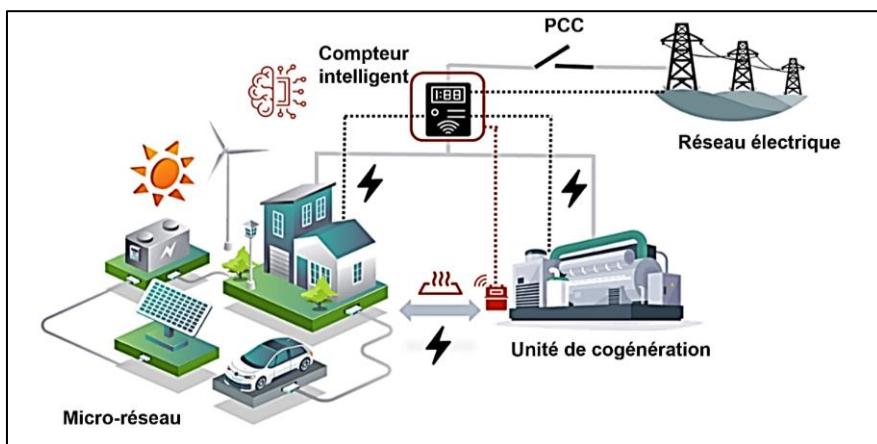


Figure VI-3: Intégration de la cogénération dans les systèmes énergétiques et vecteurs d'attaque de cybersécurité

Les cyberattaques physiques visant la cogénération à hydrogène pourraient avoir des conséquences importantes, allant de perturbations opérationnelles à des risques pour la sécurité physique. Il s'agit notamment de la manipulation de capteurs de pression ou de vannes de régulation de débit, entraînant des conditions de fonctionnement dangereuses. L'interférence avec les boucles de contrôle en temps réel peut entraîner des inefficacités ou des arrêts forcés, tandis que la falsification des flux de données peut masquer la présence de défauts, retardant ainsi les temps de réponse. Au-delà des conséquences physiques directes sur l', de telles attaques pourraient également compromettre l'intégrité des transactions commerciales et éroder la confiance des parties prenantes dans les systèmes énergétiques à hydrogène.

Pour faire face à ces risques, l'étude explore comment l'intelligence artificielle et les technologies de jumeaux numériques peuvent améliorer la cybersécurité. Des cadres conceptuels illustrent comment l'IA pourrait être intégrée dans les jumeaux numériques afin d'assurer une surveillance continue et la détection des anomalies. Une telle approche permettrait au système d'apprendre les schémas de fonctionnement normaux et de signaler automatiquement les écarts pouvant indiquer des cyberintrusions ou des défaillances.

Les stratégies de résilience pour la cogénération à hydrogène vont également au-delà de la détection des anomalies. Des protocoles de communication sécurisés, des systèmes de détection des intrusions et la redondance des composants de contrôle critiques sont des mesures essentielles pour garantir qu'une cogénération à hydrogène puisse continuer à fonctionner en toute sécurité en cas de stress cyber-physique. De plus, la résilience au niveau du système nécessite des stratégies de réponse coordonnées qui intègrent la cogénération

aux réseaux énergétiques environnants, garantissant ainsi que les perturbations soient contenues et que la reprise soit rapide.

En tenant compte de ces éléments dans le contexte du projet CO2InnO, les travaux soulignent que la cybersécurité de la cogénération à hydrogène n'est pas un défi isolé, mais s'inscrit dans le cadre plus large de la transition énergétique. L'intégration sûre et sécurisée des infrastructures hydrogène dans les réseaux intelligents numérisés nécessitera une combinaison de conception matérielle robuste, d'architectures logicielles sécurisées et de surveillance intelligente basée sur des modèles alimentés par l'IA.

VI.3. Résultats

Cette section présente les résultats obtenus dans quatre domaines complémentaires. La première partie traite des performances opérationnelles du démonstrateur de micro-réseau dans diverses conditions, soulignant sa capacité à maintenir la stabilité, à garantir une gestion optimale de l'énergie et à réagir aux événements du réseau. Sur la base de cette validation, la deuxième partie examine l'utilisation de techniques basées sur l'IA, en particulier les modèles d'apprentissage profond LSTM, pour détecter les menaces cyber physiques dans les opérations des micro-réseaux. Ces résultats démontrent comment la détection avancée des anomalies peut améliorer la résilience contre les intrusions numériques et les interventions physiques malveillantes. La troisième partie analyse le paysage politique et pratique des compteurs intelligents dans la région du Rhin supérieur, élargissant la discussion aux défis réglementaires et d'intégration transfrontalière. La dernière partie s'appuie sur les discussions précédentes pour aborder les défis de la cybersécurité et de la numérisation des infrastructures couplées au secteur, en se concentrant spécifiquement sur les systèmes de cogénération à hydrogène. À travers un scénario illustratif d'attaque cyber-physique, elle met en évidence les risques introduits par une connectivité accrue et souligne la nécessité d'une surveillance intégrée basée sur l'IA et de stratégies de sécurité robustes. Ensemble, ces résultats fournissent une vue d'ensemble de la résilience physique et numérique des futures infrastructures énergétiques décentralisées.

VI.3.1. Validation des performances du démonstrateur de micro-réseau en conditions réelles

Le système de micro-réseau de l'UHA a été conçu pour intégrer des sources d'énergie renouvelables distribuées, des unités de stockage et une flexibilité du côté de la demande, tout en maintenant un fonctionnement fiable en mode connecté au réseau et en mode îloté. Les résultats de simulation obtenus dans MATLAB/Simulink démontrent la capacité des stratégies de contrôle du micro-réseau à gérer des conditions dynamiques, des perturbations du réseau et des profils de charge et de production variables.

VI.3.2. Robustesse de la synchronisation du réseau

Deux scénarios de défaillance du réseau ont été simulés afin d'évaluer la stabilité de la boucle à verrouillage de phase (PLL) de l'onduleur. Tout d'abord, une forte chute de tension de 90 % d'amplitude a été appliquée pendant 1 seconde. Comme l'illustre la Figure VI-4, la chute de tension n'a entraîné aucune perte de verrouillage de la PLL. Le courant i_g de l'onduleur est resté aligné en phase et stable, avec une distorsion harmonique minimale.

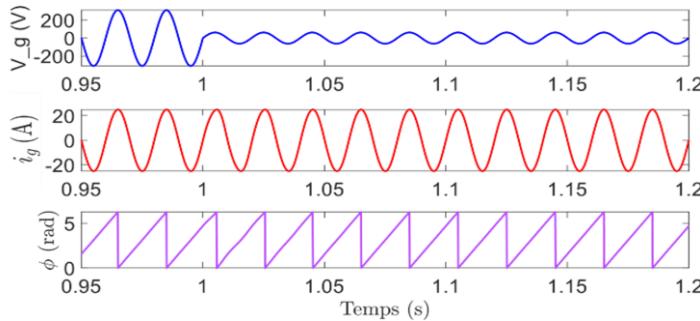


Figure VI-4: Réponse à une chute de tension de 90 %, formes d'onde de tension, de courant et de phase

Pour le deuxième scénario de défaut, un saut de phase brusque du réseau a également été introduit à 1 seconde. La PLL a réussi à suivre et à corriger le signal déformé du réseau en un cycle, avec un dépassement minimal, comme le montre la Figure VI-5. La convergence rapide a empêché l'apparition de courants circulants indésirables et a protégé les charges sensibles contre l'instabilité transitoire.

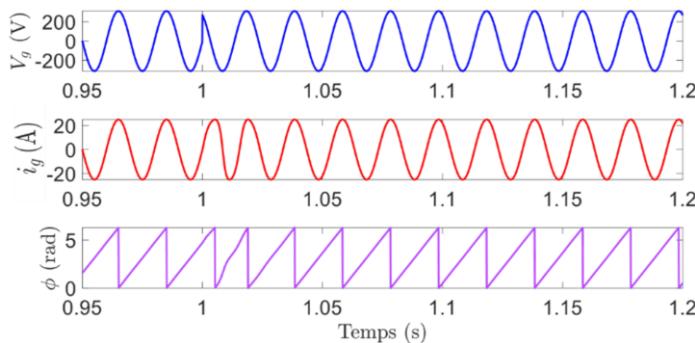


Figure VI-5: Réponse de la PLL au saut de phase

Ces tests ont confirmé une forte résilience de la synchronisation en cas de perturbations importantes.

VI.3.3. Fonctionnement normal sous des apports solaires variables

Un profil d'irradiance variable dans le temps a reproduit des conditions de ciel clair, de fluctuations et d'ombrage. La Figure VI-6 montre comment la production d'énergie photovoltaïque a suivi avec précision les modèles d'irradiance. Les résultats du système

complet, présentés dans la Figure VI-7, confirment que le courant I_g suit parfaitement la référence, avec un temps de réponse acceptable. L'amplitude de I_g est également cohérente avec la référence, reflétant le profil d'irradiation solaire. Les tensions V_g et U_{dc} conservent leurs valeurs initiales, démontrant une régulation correcte de la tension du bus CC.

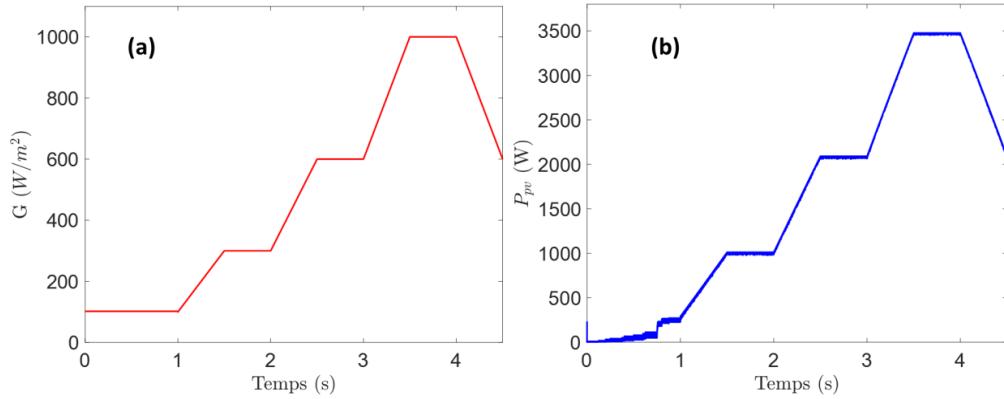


Figure VI-6: Production des panneaux photovoltaïques fixes dans des conditions d'ensoleillement variables (a) Profil d'irradiance (b) Profil de production d'énergie solaire

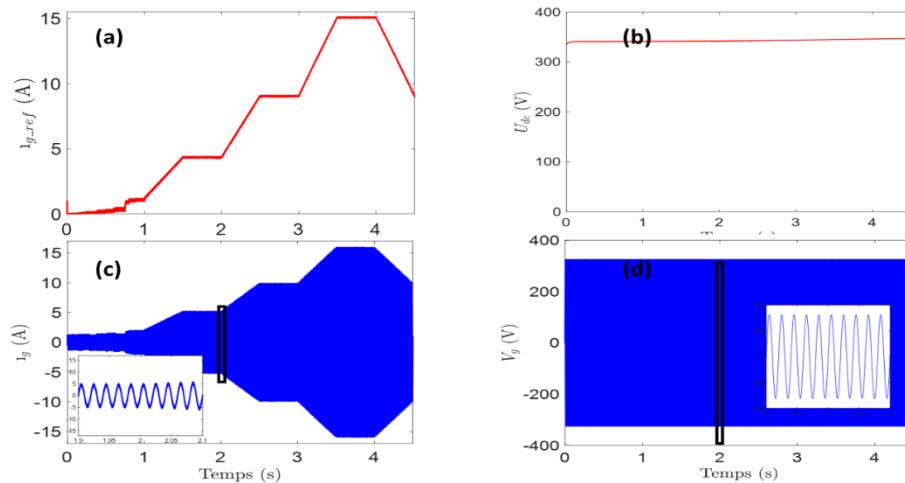


Figure VI-7: Résultats des performances de l'onduleur. (a) Profil du courant de référence du réseau (b) Tension du bus CC (c) Courant alternatif du réseau (d) Tension du réseau

Cela indique une régulation efficace et une alimentation électrique stable, même en cas de fluctuations des apports renouvelables.

VI.3.4. Stratégie de gestion de l'énergie

Afin de valider les performances du système de gestion de l'énergie mis en place, une étude observationnelle approfondie a été menée pendant plusieurs jours dans différentes conditions de fonctionnement, y compris des scénarios avec et sans connexion d'un véhicule électrique (VE). Les paramètres électriques clés, tels que la tension, le courant et la puissance de sortie des panneaux photovoltaïques (PV), ainsi que les sorties des onduleurs, ont été mesurés en

continu à plusieurs points de l'installation. Ces mesures ont permis une évaluation détaillée de la disponibilité totale d'énergie, de l'état de charge des batteries, de la consommation globale et des flux d'énergie bidirectionnels entre le micro-réseau et le réseau électrique externe. L'analyse a confirmé que le système hybride privilégie l'utilisation directe de l'énergie solaire produite localement pour alimenter la charge, les onduleurs étant configurés pour acheminer l'énergie PV vers les points de consommation avant de faire appel à d'autres ressources. Lorsque la production PV était insuffisante, les batteries complétaient de manière transparente l'approvisionnement en énergie, garantissant ainsi l'équilibre et la continuité. Ce n'est que lorsque la production photovoltaïque et les réserves des batteries étaient insuffisantes que le micro-réseau puisait de l'énergie dans le réseau externe. En outre, l'étude a vérifié que la charge des batteries était strictement limitée à la production solaire excédentaire, renforçant ainsi l'objectif de maximiser l'autoconsommation et de minimiser la dépendance vis-à-vis des sources externes. Ces résultats démontrent l'efficacité de la stratégie de gestion de l'énergie mise en œuvre pour optimiser l'utilisation des ressources et maintenir un fonctionnement stable dans des conditions de charge et de production dynamiques.

Ces résultats confirment que le démonstrateur de micro-réseau peut maintenir sa stabilité dans des conditions de réseau perturbées et normales, tandis que son cadre de gestion de l'énergie maximise efficacement l'utilisation locale des énergies renouvelables et soutient les services auxiliaires.

VI.3.5. Performances de détection des cyberattaques physiques basées sur le LSTM

Cette section présente les résultats de la formation du système de détection basé sur LSTM et évalue ses performances dans divers scénarios d'attaques cyber-physiques ciblant le micro-réseau. L'analyse se concentre d'abord sur la capacité du modèle à apprendre et à prédire la puissance active au point de couplage commun (Ppcc) dans des conditions de fonctionnement normales, puis sur sa réponse aux cyberattaques sur la couche de communication et aux intrusions physiques au niveau du contrôle.

VI.3.6. Résultats de l'entraînement LSTM

Le système de détection basé sur LSTM a été formé pour prédire directement le Ppcc, en contournant l'étape intermédiaire d'estimation de l'état de la batterie. Cette approche directe s'est avérée avantageuse pour reconnaître plusieurs conditions de fonctionnement, permettant la détection d'attaques même lorsque le système de gestion de batterie (BMS) fonctionne selon des schémas de contrôle complexes. Trois configurations ont été testées et les résultats sont présentés dans les graphiques comparatifs de l'VI-8 . Les tests initiaux ont utilisé un réseau avec une seule couche LSTM de 200 unités cachées, combinée à une couche entièrement connectée, et ont été entraînés sur un ensemble de données de 1000 secondes.

Bien que cette configuration (lstm1) ait fourni des résultats généralement précis, des perturbations mineures et des erreurs d'estimation occasionnelles ont été observées

Ces imprécisions ont été considérablement réduites lorsque l'ensemble de données d'entraînement a été étendu à 4 000 secondes, ce qui a permis d'améliorer les performances de la deuxième configuration (lstm2). Cependant, les meilleurs résultats ont été obtenus avec une architecture plus profonde comprenant deux couches LSTM empilées (lstm3), qui ont permis d'obtenir des performances d'estimation optimales. Les résultats de l'entraînement de lstm3 ont démontré des prévisions très stables avec un écart minimal dans des conditions normales.

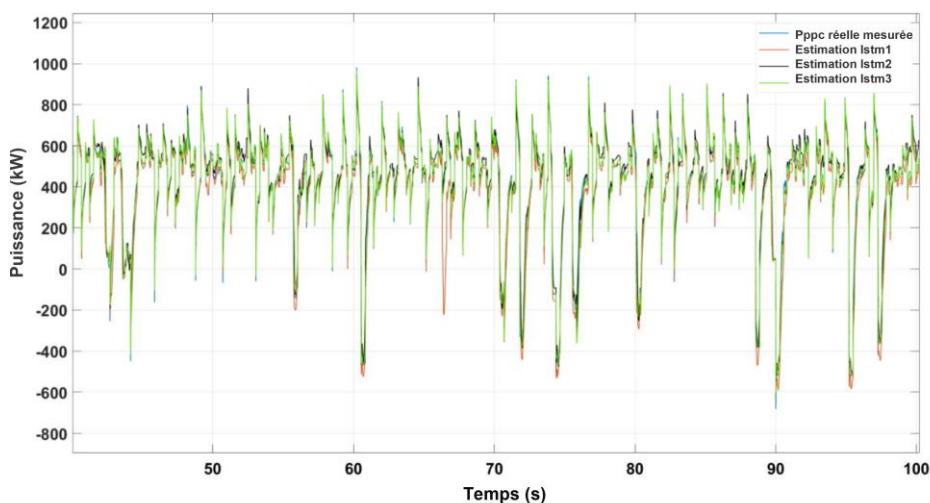


Figure VI-8: puissance prévue des trois configurations par rapport à la mesure réelle

La Figure VI-9 détaille les indicateurs de performance RMSE (Root mean Square Error) et Loss de lstm3.

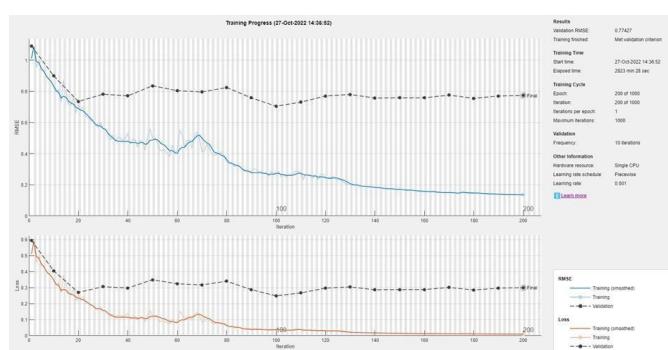


Figure VI-9: : Résultats de l'entraînement de la configuration lstm3

VI.3.7. Scénarios d'attaques cyber-physiques et évaluation

Une fois que le modèle a atteint des performances de base stables, il a été évalué dans différents scénarios d'attaques cyber-physiques.

Pour l'attaque par injection de fausses données (FDI) sur la production photovoltaïque, un signal de surproduction a été injecté à la 20e seconde du test. Ce type d'attaque imite un comportement frauduleux visant à manipuler les programmes de subventions en gonflant artificiellement la production photovoltaïque déclarée. L'attaque a provoqué une divergence immédiate entre le Ppcc mesuré physiquement et le signal estimé par le LSTM, clairement visible dans Figure VI-10 (a) et dans l'Figure VI-10(b). Contrairement aux perturbations transitoires qui génèrent généralement des pics d'erreur isolés, cette attaque a entraîné un décalage soutenu entre les valeurs mesurées et estimées, signalant une manipulation intentionnelle des données.

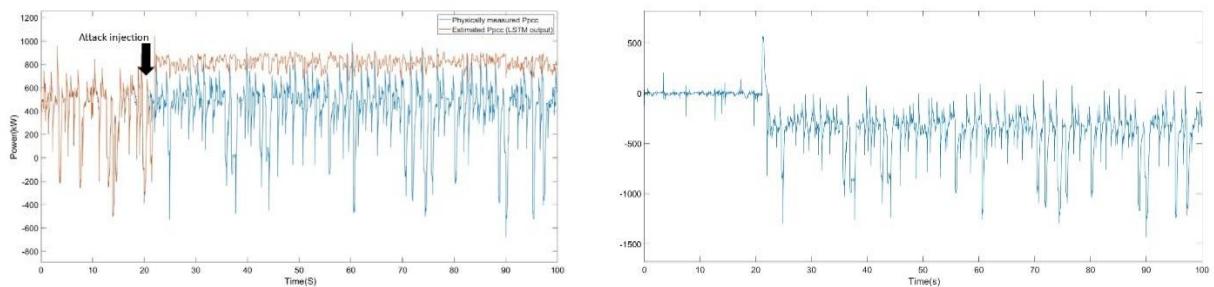


Figure VI-10: prédiction LSTM avant et après l'injection de l'attaque FDI (a) Graphique du signal (b) Graphique des erreurs

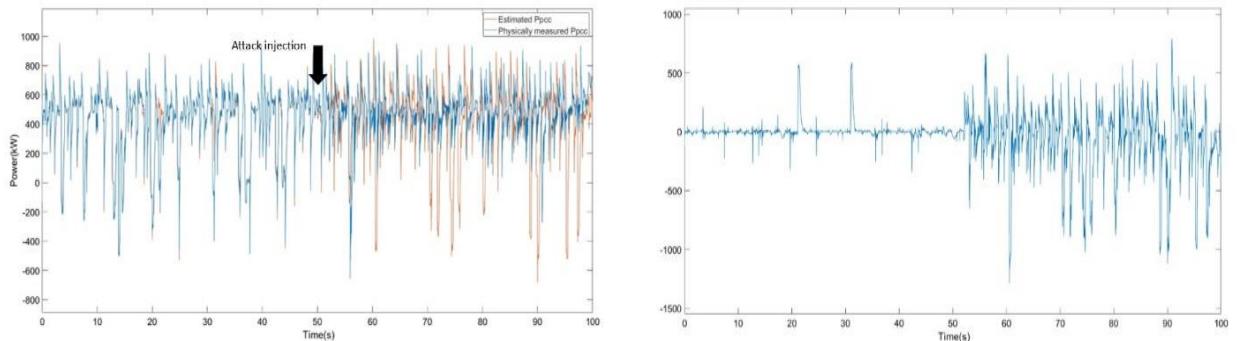


Figure VI-11: prédiction LSTM avant et après l'injection de l'attaque par rejeu (a) Graphique du signal (b) Graphique des erreurs

Une attaque par rejeu a ensuite été introduite à la 50e seconde d'un autre test. Dans ce scénario, un profil de production photovoltaïque précédemment enregistré dans des conditions favorables a été rejoué afin de tromper le système. De telles attaques sont particulièrement difficiles à détecter, car les mesures injectées suivent une distribution parfaitement valide, provenant du même système. Malgré cela, le modèle LSTM a réussi à détecter l'anomalie, comme le montre l'écart persistant entre les mesures en temps réel et les valeurs prédictes (Illustration VI-11. (a)). Cette discordance était encore plus évidente dans le graphique d'erreur

d'Figure VI-11. (b), où la divergence continue distinguait clairement l'attaque des fluctuations opérationnelles normales.

Au-delà des cyberattaques, le système a également été testé contre des intrusions au niveau de la couche physique, en particulier un scénario de charge forcée. Ici, l'attaquant a émis une commande qui contournait les contraintes du BMS et déclençait la charge de la batterie dans des conditions défavorables. Cette manipulation a forcé la batterie à consommer de l'énergie alors qu'elle n'aurait pas dû, ce qui aurait pu solliciter le micro-réseau ou même entraîner une dégradation du système de stockage. Dans ce test, la commande de charge forcée a provoqué un déraillement clair de la courbe Ppcc mesurée par rapport au SIGnal estimé, comme le montre la figure 12, soulignant la capacité du LSTM à identifier les anomalies au-delà de la couche de communication.

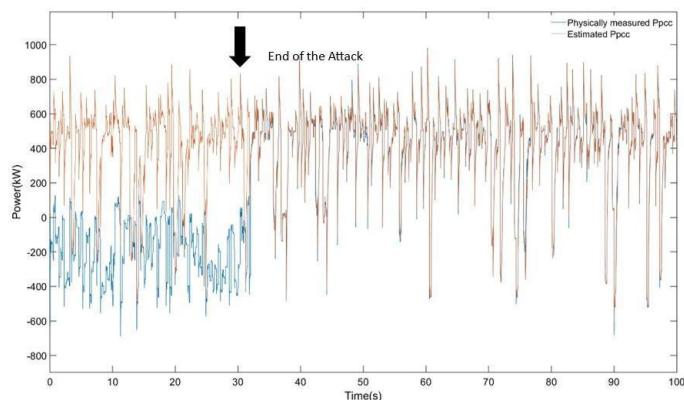


Figure VI-12: : Attaque par charge forcée de la batterie jusqu'à la 30e seconde

Dans l'ensemble, ces résultats confirment que le système de détection basé sur le LSTM peut différencier efficacement les perturbations transitoires et les incohérences persistantes indiquant des cyberattaques physiques. Sa capacité à détecter à la fois les fausses données d'origine cybersécurité et les anomalies opérationnelles d'origine physique en fait un outil robuste pour améliorer la sécurité des micro-réseaux.

Cette capacité est particulièrement pertinente lorsqu'on envisage l'intégration d'infrastructures plus complexes, telles que les systèmes de cogénération à hydrogène, où l'interaction entre la surveillance numérique et la sécurité physique devient encore plus critique. La robustesse démontrée de l'approche LSTM fournit une base solide pour étendre des stratégies de détection similaires afin de protéger les futurs réseaux énergétiques couplés entre différents secteurs.

VI.3.8. Analyse comparative des politiques et pratiques en matière de comptage intelligent dans le Rhin supérieur

Au-delà de la validation opérationnelle du démonstrateur de micro-réseau et de l'analyse de sécurité basée sur l'IA, le projet a exploré le paysage plus large de la numérisation des

systèmes énergétiques décentralisés grâce aux technologies de comptage intelligent. Une étude comparative de l'état actuel des infrastructures de comptage intelligent dans les pays du Rhin supérieur a été menée.

La région du Rhin supérieur, qui englobe certaines parties de la France, de l'Allemagne et de la Suisse, offre un contexte unique car elle implique différents cadres réglementaires nationaux au sein d'un marché énergétique géographiquement interconnecté. Plusieurs initiatives transfrontalières ont été lancées afin d'harmoniser les politiques et les pratiques énergétiques. Le programme Interreg VI-A France-Allemagne-Suisse (2021-2027) vise à développer des systèmes énergétiques intelligents, notamment des réseaux intelligents et des systèmes TIC, afin de faciliter la transition énergétique et la durabilité écologique dans la région (Commission européenne, 2021).

Un autre projet notable est l'initiative « Smart Border » entre la France et l'Allemagne, qui se concentre sur l'intégration des technologies de réseaux intelligents afin d'améliorer l'efficacité énergétique et le couplage sectoriel dans les régions de la Sarre (DE) et de la Lorraine (FR). Cette initiative vise à fournir des solutions rentables pour renforcer la sécurité et encourager les investissements dans les énergies renouvelables (Commission européenne, 2019).

Malgré ces efforts de collaboration, des divergences persistent entre les intentions politiques et la mise en œuvre pratique. Par exemple, alors que la France a réalisé des progrès significatifs dans le déploiement des compteurs intelligents grâce à son programme Linky, le déploiement en Allemagne a pris du retard en raison de difficultés juridiques et bureaucratiques, avec un taux de pénétration de seulement 14 % selon les dernières évaluations (De Paola et al, 2023). La Suisse, en revanche, a l'obligation légale d'atteindre une couverture de 80 % en compteurs intelligents d'ici 2027, mais n'avait atteint que 20 % selon les dernières données, ce qui indique un écart important entre les objectifs politiques et les progrès réels (Brightly Energy, 2024).

Les partenariats public-privé (PPP) ont joué un rôle crucial dans l'amélioration de la sécurité des réseaux intelligents dans la région. En France, le déploiement des compteurs de gaz intelligents Gazpar par GRDF a utilisé la technologie Wize, un protocole de réseau étendu à faible consommation d'énergie développé grâce à la collaboration entre des services publics et des entreprises privées telles que Suez et Sagemcom. Ce partenariat a facilité l'intégration de technologies de communication sécurisées et efficaces dans l'infrastructure nationale de comptage du gaz (Wize Alliance, n.d.).

De même, l'initiative Smart Border illustre les PPP transfrontaliers, avec la collaboration entre Enedis (FR) et Energis-Netzgesellschaft mbH (DE) pour mettre en œuvre un réseau intelligent qui intègre la flexibilité liée à la mobilité intelligente et à l'efficacité énergétique, renforçant ainsi la sécurité et encourageant les investissements dans les énergies renouvelables (Commission européenne, 2019).

En résumé, les implications pratiques pour les projets transfrontaliers sont importantes. Les systèmes français sont techniquement prêts pour des services rapides basés sur les données, mais sont confrontés à des défis potentiels d'interopérabilité avec les compteurs allemands et suisses en raison de formats de données et de protocoles de sécurité différents. Les systèmes allemands donnent la priorité à la cybersécurité et à la confidentialité, mais retardent la pleine réalisation des marchés de flexibilité numérique. Les déploiements suisses mettent l'accent sur l'intégration multi-énergies, mais restent fragmentés par la gouvernance au niveau cantonal.

Pour les initiatives transnationales telles que CO2InnO, il est essentiel d'harmoniser les normes en matière de données et les exigences d'interopérabilité. Sans protocole commun d'échange de données et sans systèmes de certification de sécurité compatibles, l'intégration des données des compteurs intelligents dans les micro-réseaux régionaux devient fastidieuse. Cette hétérogénéité pourrait entraver la création de programmes transfrontaliers de réponse à la demande ou retarder l'adoption d'outils régionaux d'optimisation énergétique basés sur l'IA.

VI.3.9. Cybersécurité et numérisation dans les systèmes de cogénération à hydrogène

À la suite de l'analyse comparative des politiques et pratiques en matière de comptage intelligent dans la région du Rhin supérieur, il apparaît clairement que l'évolution future des réseaux intelligents ne peut se limiter au seul comptage de l'électricité. L'intégration d'unités de cogénération à hydrogène représente une étape cruciale dans la promotion du couplage sectoriel et le renforcement de la résilience des systèmes énergétiques distribués. Dans le cadre du projet CO2InnO, ces unités sont envisagées comme des atouts stratégiques qui complètent la production intermittente d'énergie renouvelable tout en favorisant des flux d'énergie flexibles et bidirectionnels. Cependant, leur déploiement introduit des niveaux de complexité supplémentaires, notamment en termes de sécurité cyber-physique, car ces systèmes reposent sur des infrastructures de surveillance et de communication numériques étendues.

VI.3.10. Implications de l'intégration des compteurs intelligents en matière de sécurité cyber-physique

Les unités de cogénération à hydrogène dépendent de plus en plus des plateformes de détection basées sur l'IoT pour fournir une visibilité en temps réel sur les indicateurs de performance, les débits d'hydrogène, les niveaux de pression et les émissions. La technologie LoRaWAN (Long Range Wide Area Network) s'est imposée comme une solution rentable et économique en énergie pour connecter ces actifs distribués à des plateformes de gestion centrales. Les passerelles LoRa déployées au niveau des unités peuvent transmettre des données télémétriques, permettant aux opérateurs d'optimiser les performances et de garantir

la conformité aux normes de sécurité. Cependant, si LoRa offre de solides avantages en termes de portée et de faible consommation d'énergie, elle présente également des limites inhérentes en matière de sécurité par rapport aux alternatives filaires ou cellulaires. La gestion statique des clés, les capacités de cryptage limitées et la vulnérabilité aux attaques par rejet ou brouillage créent des points d'entrée potentiels pour les acteurs malveillants. À mesure que la pénétration des unités de cogénération à hydrogène se développe, la robustesse de la sécurité des communications IoT deviendra un élément essentiel pour garantir à la fois l'intégrité opérationnelle et la sécurité.

Ces risques ne sont pas théoriques. Les cyberattaques contre les systèmes de cogénération à hydrogène peuvent rapidement dégénérer, passant de violations numériques à des incidents physiques graves. Par exemple, une attaque visant à usurper un capteur de concentration de gaz pourrait masquer une accumulation dangereuse d'hydrogène, en particulier si les systèmes de ventilation ou de sécurité sont simultanément compromis. Dans de tels cas, des fuites non détectées pourraient entraîner des explosions aux conséquences dévastatrices pour la sécurité humaine, l'environnement et les infrastructures environnantes. De même, les attaques par déni de service contre les PLC ou les systèmes SCADA peuvent interrompre la production d'électricité et de chaleur, menaçant ainsi des installations critiques telles que les hôpitaux ou les sites industriels où une alimentation électrique ininterrompue est essentielle. Des manipulations plus subtiles, telles que la modification des boucles de contrôle de pression ou la compromission des mises à jour du micrologiciel par des attaques de la chaîne d'approvisionnement, peuvent entraîner des défaillances mécaniques ou une dégradation à long terme de la fiabilité du système.

Plusieurs scénarios illustratifs soulignent ces risques. Une attaque coordonnée contre le fonctionnement des piles à combustible, par exemple, pourrait induire les opérateurs en erreur en affichant de fausses valeurs normales tandis qu'un processus de surchauffe caché déclenche un emballement thermique. Dans un autre cas, une attaque de type « man-in-the-middle » contre des unités de cogénération intégrées au réseau pourrait manipuler les signaux de réponse à la demande, déstabilisant à la fois l'locale et l'équilibre énergétique régional. La désactivation de la logique d'arrêt d'urgence pendant la maintenance pourrait permettre à une fuite d'hydrogène de se transformer en explosion, tandis que des compromissions en amont de la chaîne d'approvisionnement pourraient introduire des bombes logiques déclenchées par le temps qui perturberaient progressivement le fonctionnement des vannes.

Bien que ces exemples soient hypothétiques, ils correspondent aux vulnérabilités connues des systèmes énergétiques industriels et soulignent le besoin urgent de mesures de cybersécurité intégrées dans la conception, le déploiement et l'exploitation des unités de cogénération à hydrogène. À mesure que les réseaux intelligents évoluent pour intégrer ces nouveaux actifs, l'interaction entre la connectivité numérique et la sécurité physique doit être gérée avec soin.

Ces conclusions renforcent la nécessité de stratégies de sécurité à plusieurs niveaux, de décisions architecturales fondées sur les risques et de cadres réglementaires solides pour protéger l'économie future de l'hydrogène.

VI.3.11. Scénario illustratif d'attaque cyber-physique dans les systèmes de cogénération à hydrogène

Afin d'examiner les vulnérabilités potentielles des futurs systèmes énergétiques à hydrogène, un scénario illustratif a été développé impliquant une centrale de cogénération de taille moyenne de 500 kW à 5 MW comprenant un électrolyseur, des réservoirs de stockage, une turbine et une intégration SCADA. Le scénario montre comment une cyberintrusion coordonnée pourrait exploiter les vulnérabilités du système de contrôle pour déclencher des conditions de fonctionnement dangereuses, et comment une surveillance assistée par l'IA intégrée à un jumeau numérique pourrait atténuer ces risques.

Dans ce scénario, les attaquants ont obtenu un accès non autorisé au réseau de la centrale via des identifiants de maintenance à distance compromis. Une fois à l'intérieur de l'environnement technologique opérationnel, ils ont exploité la faiblesse des politiques de contrôle d'accès pour augmenter leurs priviléges et obtenir un accès en écriture à des variables de processus critiques. Leur première action a consisté à manipuler le canal de communication Modbus/TCP reliant les contrôleurs logiques programmables (PLC) de la centrale à l'interface SCADA. En envoyant des paquets spécialement conçus, ils ont émis des commandes malveillantes qui ont désactivé les capteurs de sécurité critiques surveillant la pression et la température de stockage de l'hydrogène. Simultanément, ils ont injecté de fausses lectures « normales » dans l'interface homme-machine (IHM) SCADA, dissimulant ainsi le fait que la pression réelle du réservoir de stockage dépassait progressivement les seuils de sécurité en raison de la surcharge intentionnelle de l'électrolyseur.

D'un point de vue opérationnel, les opérateurs de l'usine n'ont constaté aucune anomalie, car le tableau de bord SCADA continuait d'afficher des valeurs nominales. Cependant, en réalité, les réservoirs de stockage étaient remplis au-delà de leur pression nominale, créant un risque latent de rupture catastrophique. Une telle attaque, si elle n'était pas détectée, pouvait entraîner des fuites d'hydrogène, des risques d'incendie et des dommages potentiellement graves pour les personnes et les infrastructures.

Le cadre de cybersécurité envisagé dans le projet intègre une couche de surveillance basée sur l'IA étroitement couplée à un jumeau numérique du système de cogénération. Le moteur de détection des anomalies basé sur l'IA analyse plusieurs flux de données, notamment le trafic réseau, les journaux d'authentification des utilisateurs et les séries chronologiques des variables de processus. Dans ce cas, le système reconnaîtrait des schémas de connexion irréguliers, tels que une connexion à distance se produisant en dehors des fenêtres de maintenance habituelles, combinée à des séquences de commandes inhabituelles ciblant des

registres critiques pour la sécurité. Ces cyberindicateurs déclenchaient déjà une alerte de sécurité de faible niveau.

En parallèle, le jumeau numérique physique du système de cogénération prédit en permanence les trajectoires attendues du processus dans des conditions normales. Par exemple, compte tenu du profil de charge de l'électrolyseur et des conditions ambiantes, le jumeau numérique calcule les taux attendus de production d'hydrogène et l'évolution correspondante de la pression du réservoir de stockage. Dans le scénario d'attaque, les lectures réelles des capteurs, désormais manipulées, s'écarteraient considérablement des valeurs prévues par le modèle. Cette incohérence entre la prévision du jumeau et les données rapportées par le SCADA déclencherait un signal d'anomalie de niveau supérieur.

Dès la détection de l'anomalie, une réponse automatisée isolerait le segment de réseau affecté en révoquant les identifiants compromis des utilisateurs et en bloquant les connexions externes. Le système reviendrait également à des capteurs de secours redondants directement connectés à un PLC de sécurité isolé. Si les données de secours confirmaient une pression anormale dans le réservoir, la logique de contrôle lancerait un arrêt contrôlé de l'électrolyseur afin d'éviter toute surpression supplémentaire. Dans les cas extrêmes, des soupapes de sécurité mécaniques pourraient être activées indépendamment des commandes logicielles. (La figure illustre le processus de détection et d'atténuation des attaques par couches, combinant l'analyse du réseau, la détection des anomalies par l'IA et la validation par jumeau numérique).

Ce scénario illustre comment la détection avancée des anomalies basée sur l'IA, combinée à la validation des jumeaux numériques basée sur la physique, pourrait améliorer la cybersécurité des centrales de cogénération à hydrogène. Il souligne l'importance d'intégrer des mesures de résilience cyber-physique dans les infrastructures énergétiques critiques avant que ces actifs ne se généralisent.

VI.3.12. Discussion

Les résultats combinés de la validation du micro-réseau hybride de Mulhouse, des expériences de détection basées sur le LSTM, de l'analyse comparative des compteurs intelligents et du scénario illustratif de cybersécurité des centrales de cogénération à hydrogène brossent un tableau multiforme du paysage énergétique en pleine évolution.

La simulation de micro-réseau en conditions réelles a démontré que les systèmes énergétiques hybrides décentralisés peuvent intégrer de manière fiable la production d'énergie renouvelable et fournir des services de réseau local même en cas de perturbations. En donnant la priorité à l'énergie solaire produite localement, en équilibrant dynamiquement le stockage des batteries et en interagissant de manière transparente avec le réseau principal lorsque cela est nécessaire, le système a prouvé sa capacité à maintenir la continuité opérationnelle. Cependant, cette validation a également souligné que la numérisation accrue,

nécessaire à la gestion intelligente de l'énergie et au fonctionnement à distance, élargit inévitablement la surface d'attaque potentielle de ces infrastructures.

Sur la base de ces informations, le système de détection basé sur le LSTM a été évalué comme une couche de sécurité cyber-physique avancée pour les opérations des micro-réseaux. Les résultats ont montré que le modèle d'apprentissage profond identifiait efficacement les anomalies cybernétiques et physiques, y compris l'injection de fausses données, l' I' , la relecture de profils de mesure et la charge forcée des batteries, même dans des conditions complexes de gestion des batteries. Des architectures réseau plus profondes, entraînées sur des ensembles de données étendus, ont permis de saisir plus précisément les dépendances à long terme dans la dynamique du système, minimisant ainsi les fausses alertes tout en améliorant la sensibilité aux modèles d'attaque subtils. Ces résultats soulignent le potentiel de la détection des anomalies par l'IA pour renforcer la résilience des micro-réseaux face à l'évolution des menaces.

À une échelle régionale plus large, l'analyse comparative des politiques de comptage intelligent dans la région du Rhin supérieur a révélé à la fois les opportunités et les défis liés à la mise à l'échelle de ces systèmes intelligents. La France fait preuve d'une grande capacité de déploiement rapide, l'Allemagne donne la priorité à des normes de sécurité strictes et la Suisse se concentre sur l'intégration intersectorielle. Cependant, cette diversité crée également une fragmentation réglementaire et technique qui pourrait entraver le fonctionnement harmonieux des micro-réseaux transnationaux. L'harmonisation des infrastructures numériques, des protocoles de sécurité et de la gouvernance des données est donc essentielle, non seulement pour le comptage de l'électricité, mais aussi pour l'intégration d'actifs plus complexes tels que les systèmes de cogénération à hydrogène, qui reposent sur une surveillance étendue via l'IoT et une communication bidirectionnelle.

Enfin, le scénario de cybersécurité de la cogénération à hydrogène illustre comment ces vulnérabilités pourraient se manifester dans les futures infrastructures couplées entre secteurs. Les attaques contre les unités de cogénération à hydrogène, allant de la falsification des données des capteurs à la manipulation des signaux de réponse à la demande, pourraient passer de simples violations numériques à des incidents physiques graves. Cela souligne la nécessité de stratégies de sécurité à plusieurs niveaux combinant une conception robuste des systèmes, des mécanismes de détection avancés tels que les modèles basés sur LSTM et des cadres réglementaires coordonnés. Pour atténuer ces risques, il faut considérer la sécurité cyber-physique non pas comme un ajout isolé, mais comme une composante intégrante de la conception, du déploiement et de l'exploitation des systèmes énergétiques distribués de nouvelle génération.

En fin de compte, la mise en place de réseaux énergétiques résilients, sobres en carbone et intelligents exige une approche équilibrée. La robustesse physique doit être complétée par

une résilience cyber-physique, une surveillance basée sur l'IA et des infrastructures numériques harmonisées. Ce n'est qu'en abordant ces dimensions ensemble que les futurs systèmes énergétiques pourront fournir des services fiables, durables et sûrs aux communautés locales et aux régions transnationales.

VI.4. Problèmes et risques

Tout au long de la mise en œuvre du projet, plusieurs défis techniques et contextuels sont apparus, notamment en ce qui concerne l'intégration des systèmes de cogénération à hydrogène et leur numérisation. Si bon nombre de ces risques étaient dans une certaine mesure prévisibles, leurs implications pratiques ont nécessité des stratégies adaptatives afin de garantir la continuité et la pertinence de la recherche.

L'un des défis les plus importants concerne la nature intrinsèque de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. L'hydrogène est très réactif et présente des contraintes de sécurité uniques, en particulier dans les applications à petite et moyenne échelle situées dans des environnements urbains ou semi-urbains. Les conditions de stockage, la gestion de la pression et l'interaction de l'hydrogène avec d'autres éléments à l'intérieur des chambres de combustion exigent un contrôle précis. Même des écarts mineurs de température, de pression ou de débit peuvent compromettre la stabilité du système ou présenter des risques pour la sécurité. Dans les zones urbaines confinées, où la proximité des infrastructures et la densité de population augmentent les enjeux de toute défaillance technique, ces risques sont amplifiés.

Ces contraintes de sécurité ont eu un impact direct sur la portée des tests de sécurité cyber-physique. Alors qu'il était initialement prévu que les unités de cogénération à hydrogène puissent servir de bancs d'essai pour des expériences de sécurité intégrée, la réalisation de tels tests dans des environnements contenant des gaz combustibles s'est avérée impossible. Le risque de fuites accidentelles d'hydrogène, de surpressurisation ou d'inflammation SIGnifiait que la simulation intentionnelle d'attaques cyber-physiques ne pouvait pas être réalisée dans des conditions de fonctionnement réalistes. L'absence d'un environnement de test suffisamment contrôlé et isolé limitait encore davantage la capacité à exposer ces systèmes à des scénarios de stress cyber-physique délibérés.

Outre les obstacles liés à la sécurité, une limitation critique est apparue en raison de l'état actuel de l'infrastructure de comptage intelligent. Les compteurs intelligents déployés dans la région du projet sont principalement conçus pour les paramètres électriques, tels que la tension, le courant et les flux d'énergie active/réactive. Cependant, le fonctionnement des unités de cogénération à hydrogène dépend également de données non électriques, notamment la température, la pression et les débits d'hydrogène. Sans la possibilité de collecter et d'intégrer nativement ces données dans les plateformes de comptage intelligent existantes, il était impossible de réaliser la représentation numérique complète envisagée des

unités de cogénération. Cette lacune a entravé à la fois la capacité d'effectuer une surveillance cyber-physique en temps réel et la génération d'ensembles de données complets nécessaires aux modèles de détection d'anomalies basés sur l'IA.

De plus, une collaboration prévue avec l'organisation partenaire HKA pour l'analyse de la sécurité cyber-physique de leur unité de cogénération à hydrogène s'est heurtée à des contraintes inattendues. Le banc d'essai entretenu par HKA était principalement conçu pour la recherche sur l'efficacité énergétique et la gestion thermique. Il ne disposait pas du matériel et des couches de communication nécessaires à l'intégration des compteurs intelligents et aux tests de cybersécurité externes. La modernisation de cette infrastructure aurait nécessité des modifications importantes, tant pour la certification de sécurité que pour la compatibilité avec les systèmes de surveillance numériques externes, ce qui dépassait le temps et les ressources disponibles pour le projet.

Cette situation a révélé une dualité intéressante dans la connectivité des systèmes de cogénération à hydrogène. D'une part, l'absence d'intégration avec les compteurs intelligents et les réseaux de communication à distance entrave l'optimisation énergétique et la gestion dynamique. Par exemple, lorsque les unités de cogénération fonctionnent en parallèle avec des sources d'énergie renouvelables variables, l'absence de données détaillées sur la consommation et la production réduit la capacité du système à allouer efficacement les ressources, à anticiper les pénuries d'énergie ou à planifier la maintenance prédictive. Cette déconnexion limite la continuité opérationnelle et compromet le potentiel d'optimisation basée sur l'IA, qui repose sur des données multidomaines à haute résolution.

D'autre part, ce même manque de connectivité a fourni une couche de protection fortuite. Comme ces unités de cogénération ne sont pas exposées en permanence aux réseaux numériques externes, elles sont intrinsèquement moins vulnérables aux cyberattaques à distance, à l'espionnage ou à la manipulation du système. Cet isolement peut être considéré comme une protection à court terme, particulièrement pertinente dans les infrastructures critiques telles que les hôpitaux, les micro-réseaux industriels ou les services municipaux où la cogénération à hydrogène joue un rôle dans l'amélioration de la résilience. Cependant, cet effet protecteur n'est que temporaire. À mesure que les systèmes énergétiques évoluent vers un couplage sectoriel plus profond, les exigences réglementaires nécessiteront une intégration numérique complète des systèmes à hydrogène, y compris la surveillance des flux de gaz, des émissions et des échanges thermiques. À ce stade, la surface d'exposition au risque s'étendra inévitablement.

Afin d'atténuer ces défis techniques et numériques étroitement liés, le projet a adapté son approche. Plutôt que de mener des simulations expérimentales à grande échelle d'attaques cyber-physiques sur des unités de cogénération à hydrogène opérationnelles, un scénario d'attaque hypothétique mais techniquement fondé a été envisagé. Cela a permis une analyse

conceptuelle des stratégies de détection et d'atténuation sans compromettre la sécurité physique.

Malgré ces adaptations, certaines limites n'ont pas pu être entièrement surmontées dans le cadre du projet actuel. Par exemple, l'absence de comptage intelligent intégré pour les paramètres spécifiques à l'hydrogène n'a pas pu être résolue sans repenser les infrastructures de comptage existantes au niveau réglementaire. De même, l'impossibilité de réaliser des tests de résistance cyber-physiques en conditions réelles SIGnifie que certains aspects de la résilience, en particulier ceux impliquant des défaillances en cascade couplées, restent théoriques plutôt que validés empiriquement.

Néanmoins, ces défis ont permis d'obtenir des informations précieuses. Ils ont souligné l'importance de concevoir dès le départ des unités de cogénération à hydrogène en tenant compte des considérations de cybersécurité, afin de garantir à la fois un fonctionnement sûr et une numérisation sécurisée. Ils ont également mis en évidence le besoin urgent de cadres de comptage intelligent interopérables capables de capturer des données énergétiques multivectorielles, notamment les flux d'hydrogène, les variables thermiques et les mesures d'émissions. Ces conclusions serviront de base à la stratégie de transition pour une intégration sécurisée de la cogénération dans les phases de recherche futures, en équilibrant les impératifs d'optimisation, de sécurité et de résilience.

VI.5. Écarts

Peu d'écart par rapport au plan initial du projet ont été constatés, principalement en raison des contraintes techniques et infrastructurelles liées aux systèmes de cogénération à hydrogène. Si ces changements ont nécessité des ajustements dans l'exécution de certaines activités, ils n'ont pas compromis fondamentalement les objectifs généraux du projet. Au contraire, ils ont remodelé certains sous-objectifs et réorienté la recherche vers des résultats plus conceptuels et stratégiques.

Le premier écart concernait l'analyse expérimentale prévue de la sécurité cyber-physique d'une unité de cogénération à hydrogène en collaboration avec HKA. Au départ, cette configuration devait fournir un banc d'essai en direct pour simuler des intrusions dans le réseau, des falsifications de capteurs et des attaques de manipulation de processus dans des conditions contrôlées. Cependant, après une évaluation technique détaillée, il est apparu clairement que le banc d'essai n'était pas conçu pour être intégré à des dispositifs de comptage intelligents externes ou à des systèmes de surveillance à distance. De plus, l'absence d'environnements certifiés en matière de sécurité rendait impossible l'induction délibérée de conditions de fonctionnement anormales de l'hydrogène sans risque SIGnificatif.

Pour pallier cette limitation, le projet s'est orienté vers une étude de cas théorique d'attaque. Au lieu d'expériences en direct, l'équipe a développé un scénario basé sur un jumeau

numérique d'une intrusion hypothétique ciblant un système de stockage d'hydrogène. Cela a permis d'explorer en détail les voies d'attaque potentielles, les stratégies de détection basées sur l'IA et les réponses d'atténuation à plusieurs niveaux sans mettre en danger les actifs physiques ou le personnel. Bien que cette approche n'ait pas la richesse empirique des tests en direct, elle a néanmoins fourni des informations précieuses sur le paysage des risques cyber-physiques et a permis de formuler des recommandations éclairées pour les besoins futurs en matière d'infrastructures de recherche.

En ce qui concerne l'intégration avancée de l'IA, la mise en œuvre de modèles LSTM dans l'environnement Simulink a présenté une complexité supplémentaire. Bien que les LSTM soient très efficaces pour l'analyse de données chronologiques, leur déploiement dans des environnements en temps réel n'est pas encore simple. La prise en charge par MATLAB de l'inférence LSTM repose sur un bloc de prédiction avec état utilisant des formats de fichiers .mat, qui ne sont pas compatibles avec les workflows de génération de code. Cette limitation technique empêche la compilation du modèle en code C exécutable pour un déploiement sur des simulateurs en temps réel ou des systèmes embarqués. Bien qu'il existe diverses alternatives, telles que des implémentations basées sur Python, leur intégration dans RT-Lab ou des microcontrôleurs embarqués nécessiterait un développement et une adaptation supplémentaires, qui dépassaient le cadre de ce projet. Par conséquent, les tests HIL du modèle LSTM n'ont pas été réalisés. Le travail s'est plutôt concentré sur la démonstration des performances du LSTM dans le cadre de tests hors ligne et d'une comparaison avec le modèle NARX.

Une autre déviation est due aux limites de l'infrastructure actuelle de comptage intelligent. Le plan initial prévoyait un ensemble de données complet combinant des variables électriques et non électriques, notamment les flux d'hydrogène, les niveaux de pression et les données thermiques, provenant d'unités de cogénération intégrées. Cependant, étant donné que les compteurs intelligents disponibles étaient optimisés uniquement pour les paramètres électriques, le projet n'a pas pu réaliser une acquisition de données à spectre complet.

L'impact de cet écart a été atténué par le passage à une évaluation conceptuelle des avantages des stratégies avancées de surveillance et de contrôle. Bien que cette approche ait introduit un certain niveau d'abstraction, elle a mis en évidence les lacunes structurelles de la politique et de la technologie actuelles en matière de comptage intelligent, renforçant ainsi l'analyse comparative des pratiques régionales dans la région du Rhin supérieur.

Enfin, la dualité de la connectivité limitée dans les systèmes de cogénération à hydrogène a introduit un changement conceptuel dans le récit du projet. À l'origine, on supposait que l'intégration numérique complète était sans équivoque bénéfique pour l'. Cependant, au cours du projet, il est apparu clairement que l'isolement partiel offre actuellement un avantage temporaire en matière de cyber-résilience. Cette compréhension nuancée a enrichi les

recommandations finales, soulignant la nécessité d'une transition progressive et sécurisée vers une numérisation complète plutôt que d'une connectivité totale immédiate.

Dans l'ensemble, ces écarts ont réorienté certaines activités de recherche, mais ont finalement renforcé la pertinence stratégique du projet. Ils ont révélé des lacunes technologiques et politiques critiques qui doivent être comblées avant que les systèmes de cogénération à hydrogène puissent être intégrés de manière sûre et sécurisée dans les micro-réseaux numérisés. Si certains sous-objectifs ont été reformulés, l'objectif général du projet, qui consiste à promouvoir des systèmes énergétiques résilients, durables et intelligents, est resté inchangé.

VI.6. Perspectives

Les travaux menés dans le cadre de ce projet ont jeté des bases conceptuelles et méthodologiques solides pour la sécurité cyber-physique des systèmes de micro-réseaux hybrides, en particulier ceux qui intègrent des unités de cogénération à hydrogène. Dans le même temps, ils ont révélé plusieurs pistes où des recherches et des développements technologiques supplémentaires seront nécessaires pour combler les lacunes restantes et réaliser le plein potentiel de systèmes énergétiques sécurisés, intégrés numériquement et résilients. Les perspectives pour les travaux futurs sont donc à la fois techniques et stratégiques, nécessitant des avancées coordonnées dans les domaines des infrastructures de surveillance, des environnements de test cyber-physiques, de l'intelligence artificielle pour la détection des anomalies et des cadres politiques qui soutiennent l'intégration sécurisée des systèmes énergétiques à hydrogène dans des architectures de réseaux intelligents plus larges.

L'un des principaux domaines de recherche prospective concerne l'amélioration des capacités de comptage intelligent pour les systèmes énergétiques multivecteurs. Les infrastructures de comptage intelligent existantes sont principalement conçues pour les paramètres électriques, tels que la tension, le courant et le facteur de puissance, et offrent peu d'informations sur les aspects non électriques qui sont essentiels au fonctionnement sûr et efficace des unités de cogénération à hydrogène. Les développements futurs doivent donc se concentrer sur des technologies de comptage capables de capturer simultanément la puissance thermique, les débits d'hydrogène, les niveaux de pression et les conditions de la chambre de combustion, tout en restant compatibles avec les normes existantes d'échange de données du réseau. Cette approche de détection multidomaine constituera la base d'une surveillance en temps réel SIGnificative et d'une détection fiable des schémas opérationnels anormaux.

L'analyse comparative des politiques en matière de comptage intelligent dans la région du Rhin supérieur indique également des orientations importantes pour l'avenir en matière de gouvernance et de normalisation. La mosaïque actuelle de réglementations et de normes

techniques régissant les compteurs intelligents et les systèmes énergétiques à hydrogène crée des obstacles à l'interopérabilité, au partage des données et à la coordination des mesures de sécurité. Les futurs travaux de recherche et d'élaboration des politiques devraient donc viser à développer des normes transfrontalières harmonisées pour le comptage multivectoriel et la certification en matière de cybersécurité. De telles normes faciliteraient non seulement l'intégration de la cogénération à hydrogène dans les micro-réseaux régionaux, mais permettraient également de coordonner les réponses aux nouvelles menaces cyberphysiques. Outre l'innovation matérielle, les protocoles de communication et les modèles de données qui sous-tendent ces compteurs de nouvelle génération devront être affinés. Des formats de données sécurisés et normalisés, capables d'intégrer les mesures de gaz, de chaleur et d'électricité dans un cadre uniifié, seront essentiels pour l'interopérabilité. Cela est particulièrement important dans les régions transfrontalières comme le Rhin supérieur, où différentes juridictions peuvent appliquer des normes techniques variables. En recherchant une architecture de comptage harmonisée et robuste, les études futures pourront éliminer bon nombre des angles morts actuels qui limitent la connaissance opérationnelle des systèmes de cogénération.

Une autre piste essentielle pour les recherches futures est la création d'environnements expérimentaux contrôlés pour la recherche sur la sécurité cyber-physique impliquant l'hydrogène. À l'heure actuelle, tester les effets d'intrusions cybernétiques délibérées ou de dysfonctionnements accidentels sur des unités de cogénération à hydrogène en service présente des risques importants pour la sécurité. La haute inflammabilité de l'hydrogène, combinée à la complexité des processus thermodynamiques impliqués, signifie que même des manipulations mineures pourraient avoir des conséquences dangereuses. Cette limitation nécessite des installations dédiées à l'échelle du laboratoire, dotées de mesures de confinement de sécurité avancées. De tels environnements devraient combiner du matériel physique de cogénération avec des mécanismes redondants de surveillance, de détection de gaz, de ventilation et d'arrêt de sécurité, permettant ainsi la simulation en toute sécurité de scénarios autrement dangereux.

En complément des installations d'essai physiques, les cadres de simulation virtualisés devraient également être développés. Des outils de simulation haute fidélité capables de reproduire à la fois les processus physiques au sein d'une unité de cogénération et les couches de contrôle et de communication associées peuvent constituer une plateforme alternative pour explorer des scénarios complexes sans mettre en danger le personnel ou les infrastructures. Les approches « hardware-in-the-loop » (HIL) pourraient combler le fossé entre les environnements purement virtuels et le matériel réel, permettant aux chercheurs d'injecter des cyberattaques réalistes et de surveiller leurs effets sur les paramètres opérationnels des unités

de cogénération à hydrogène. Ces approches hybrides élargiront considérablement l'éventail des conditions expérimentales pouvant être testées en toute sécurité.

Le développement de jumeaux numériques adaptés aux systèmes de cogénération à hydrogène est étroitement lié à cela. Les jumeaux numériques s'appuient sur des flux de données précis et à haute résolution pour modéliser le comportement opérationnel et simuler les perturbations en temps réel. L'absence de données complètes provenant de capteurs dans ce projet a limité la conception et la mise en œuvre de jumeaux numériques, en particulier lorsqu'il s'agissait de représenter les processus dynamiques au sein des chambres de combustion à hydrogène. Les recherches futures devraient donner la priorité au couplage de modèles physiques plus avancés avec des données réelles plus riches, permettant aux jumeaux numériques de servir d'outils prédictifs puissants pour l'optimisation opérationnelle et les tests de cybersécurité. Des jumeaux numériques améliorés permettraient également aux chercheurs d'explorer systématiquement les interactions complexes entre les unités de cogénération à hydrogène et d'autres ressources énergétiques distribuées au sein d'un micro-réseau, y compris les effets en cascade potentiels des pannes ou des attaques.

De plus, la sécurité des canaux de communication reliant les unités de cogénération aux systèmes de gestion des micro-réseaux plus larges mérite d'être approfondie. L'intégration numérique des systèmes de cogénération devenant inévitable, la surface d'attaque augmentera, rendant indispensable le développement et la validation de protocoles de communication sécurisés et à faible consommation d'énergie. Les recherches futures devraient se concentrer sur les systèmes de cryptage et de détection d'intrusion capables de fonctionner en temps réel sans imposer une charge de calcul excessive aux contrôleurs industriels aux ressources limitées.

Un domaine d'étude connexe est la résilience des systèmes de surveillance basés sur l'IA eux-mêmes. À mesure que l'intégration numérique des unités de cogénération progresse, les modèles d'IA qui contrôlent ou surveillent ces systèmes pourraient eux-mêmes devenir la cible d'attaques hostiles. Les recherches futures devront explorer la robustesse de l'IA et la cybersécurité, en veillant à ce que les algorithmes de détection ne puissent pas être facilement trompés ou manipulés par des injections de données fausses soigneusement conçues. Cela nécessite une approche holistique qui combine le développement de l'IA avec des protocoles de communication sécurisés, des environnements d'exécution fiables et des cadres de validation rigoureux.

Une autre perspective à long terme est l'intégration progressive des unités de cogénération dans des cadres coordonnés de gestion de l'énergie. À l'heure actuelle, de nombreuses unités de cogénération fonctionnent en mode isolé ou semi-isolé, avec une connectivité numérique limitée ou inexistante. Si cette isolation a constitué un rempart temporaire contre les cybermenaces à distance, elle empêche également les unités de contribuer efficacement à

l'optimisation au niveau du système. Les travaux futurs devraient porter sur des stratégies d'intégration progressive permettant aux unités de cogénération de participer aux mécanismes de réponse à la demande, aux services d'équilibrage du réseau et aux initiatives de couplage sectoriel, tout en maintenant des limites de sécurité rigoureuses. Cela impliquera une transition progressive où des mesures de renforcement de la sécurité seront déployées en tandem avec chaque nouvelle couche de connectivité.

L'évolution des stratégies de détection et d'atténuation des cyberattaques hypothétiques sur les unités de cogénération à hydrogène représente également un domaine fertile pour les recherches futures. L'étude de cas hypothétique développée dans le cadre de ce projet, dans laquelle un attaquant manipule les SIGnaux de contrôle pour créer des conditions de pression et de température dangereuses, peut être étendue à une bibliothèque plus large de scénarios de menaces. Ces scénarios peuvent ensuite servir de base à la conception de mécanismes de réponse automatisés capables d'isoler les sous-systèmes compromis, de déclencher des arrêts contrôlés ou de reconfigurer dynamiquement les modes de fonctionnement afin de minimiser les dommages.

Le déploiement à moyen et long terme de la cogénération à hydrogène dans les systèmes énergétiques urbains augmentera inévitablement la complexité des interactions entre les ressources distribuées. À mesure que les unités de cogénération seront intégrées aux systèmes photovoltaïques, aux systèmes de stockage et aux réseaux de chauffage urbain, le risque de défaillances en cascade augmentera. Les recherches futures devraient donc se concentrer sur des modèles de systèmes multi-énergétiques qui tiennent explicitement compte des interdépendances cybernétiques et physiques. De tels modèles fourniraient des informations précieuses sur la manière dont les défaillances ou les attaques se propagent à travers les réseaux interconnectés et aideraient à identifier les nœuds critiques sur lesquels les mesures de sécurité devraient se concentrer.

Enfin, les perspectives d'avenir devraient également inclure la formation et le renforcement des capacités des opérateurs et des ingénieurs qui géreront des systèmes de cogénération de plus en plus numérisés. Si le développement technologique est essentiel, le facteur humain reste un élément crucial pour la sécurité des opérations. Le développement de modules de formation, d'exercices basés sur la simulation et de programmes de certification pour les opérateurs permettra de garantir que la main-d'œuvre est suffisamment préparée pour reconnaître, réagir et prévenir les risques cyber-physiques émergents dans les environnements de cogénération à hydrogène.

Dans l'ensemble, les perspectives d'études supplémentaires sont multiples et englobent le développement de technologies avancées de détection et de mesure, la création de plateformes expérimentales et de simulation sécurisées, le perfectionnement des protocoles de communication et des stratégies d'intégration, ainsi que l'harmonisation des cadres

réglementaires. En abordant ces domaines de manière systématique, les recherches futures pourront réduire considérablement les incertitudes et les limites auxquelles se heurte actuellement le déploiement sécurisé des systèmes de cogénération à hydrogène, contribuant ainsi à un avenir énergétique résilient, optimisé et décarboné.

VI.7. Recommandations

Sur la base des enseignements tirés tout au long du projet, plusieurs recommandations peuvent être formulées pour orienter à la fois les prochaines étapes de la recherche et l'élaboration d'une politique et d'une feuille de route plus larges pour une intégration sécurisée des systèmes énergétiques.

Au niveau de la recherche et du développement technologique, il est recommandé de donner la priorité à une infrastructure de comptage intelligent multidomaine en tant que catalyseur fondamental de la numérisation des systèmes de cogénération à hydrogène. Sans la capacité de mesurer et d'intégrer de manière transparente les paramètres électriques, thermiques et chimiques, ni les modèles avancés de jumeaux numériques ni la détection d'anomalies basée sur l'IA ne peuvent atteindre leur plein potentiel. Les programmes publics de financement de la recherche et les partenariats industriels devraient donc soutenir le développement et le déploiement de solutions de comptage de nouvelle génération qui répondent à la fois aux exigences opérationnelles et de cybersécurité. Ces dispositifs devraient être conçus spécifiquement pour les environnements multi-énergies et être compatibles avec les infrastructures de comptage électrique existantes, tout en ajoutant des capacités permettant de capturer des paramètres non électriques essentiels à la sécurité et à l'efficacité de la cogénération à hydrogène.

Parallèlement, il est essentiel de mettre en place des installations d'essai cyber-physiques dédiées aux systèmes énergétiques à hydrogène. Ces installations devraient combiner du matériel de cogénération réel, des environnements virtuels haute fidélité et des systèmes de sécurité avancés afin de permettre des essais contrôlés de scénarios de défaillance accidentelle et malveillante. De telles infrastructures permettraient non seulement d'accélérer la recherche sur les stratégies de détection et d'atténuation, mais aussi de fournir un environnement fiable pour valider les modèles d'IA, les protocoles de communication et les solutions de surveillance intégrées avant de les déployer dans les réseaux opérationnels.

Du point de vue de la gouvernance, des cadres réglementaires harmonisés sont nécessaires pour garantir l'interopérabilité et la sécurité des systèmes énergétiques régionaux. Dans la région du Rhin supérieur, la collaboration transfrontalière devrait être renforcée afin d'harmoniser les normes techniques en matière de comptage intelligent, de certification de la cybersécurité et de confidentialité des données. L'élaboration d'un ensemble unifié de lignes directrices pour la collecte, l'échange et la protection des données garantirait un niveau de

sécurité cohérent tout en permettant des approches collaboratives en matière d'optimisation énergétique. Une action politique coordonnée faciliterait l'intégration sécurisée des unités de cogénération à hydrogène dans les micro-réseaux existants, tout en maintenant la résilience face aux menaces cyber-physiques.

En outre, l'intégration numérique des systèmes de cogénération à hydrogène devrait être poursuivie par étapes soigneusement gérées. Plutôt que de rechercher immédiatement une connectivité totale, qui exposerait les systèmes à des risques inutiles, il convient d'adopter une approche progressive. Chaque phase d'intégration accrue devrait s'accompagner de tests de sécurité rigoureux, d'une planification de la redondance et d'une formation des opérateurs. Cette stratégie par étapes permettrait d'identifier et de traiter progressivement les vulnérabilités, empêchant ainsi l'apparition de faiblesses systémiques à mesure que le réseau s'étend.

De plus, la conception et le déploiement de protocoles de communication sécurisés pour les systèmes de cogénération à hydrogène devraient être explicitement prioritaires. Les futurs efforts d'intégration augmenteront inévitablement le flux de données opérationnelles entre les unités de cogénération et les systèmes de supervision, créant ainsi de nouveaux vecteurs d'attaque si elles ne sont pas protégées. Les efforts de recherche et les politiques devraient donc se concentrer sur la validation de systèmes de cryptage légers, de mécanismes d'authentification et de systèmes de détection d'intrusion adaptés aux environnements énergétiques industriels.

Au niveau stratégique, il est également recommandé d'intégrer les considérations de cybersécurité dans la gestion du cycle de vie de la cogénération à hydrogène, de la conception et l'approvisionnement à l'exploitation et la mise hors service. Les directives d'approvisionnement devraient privilégier les équipements et les logiciels qui répondent à des normes de sécurité rigoureuses, et les stratégies de maintenance à long terme devraient inclure des audits de sécurité périodiques, des mises à jour et des formations pour le personnel opérationnel.

Enfin, la feuille de route politique visant à faire progresser l'intégration de la cogénération à hydrogène devrait explicitement relier les objectifs de sécurité cyberphysique et de transition énergétique. Si l'hydrogène joue un rôle crucial dans la décarbonisation des systèmes énergétiques et le renforcement de la résilience locale, son intégration numérique doit être gérée en accordant une attention égale à la sûreté et à la sécurité. L'action politique devrait donc promouvoir des consortiums de recherche multidisciplinaires réunissant des ingénieurs en énergie, des experts en cybersécurité, des régulateurs et des spécialistes en sciences sociales afin de garantir que les futurs systèmes à hydrogène soient non seulement durables, mais aussi sûrs et dignes de confiance pour toutes les parties prenantes.

Ces recommandations forment ensemble une voie cohérente pour l'avenir, reliant la recherche, le développement et l'action politique dans une stratégie unifiée pour l'intégration sûre et sécurisée des systèmes de cogénération à hydrogène. En donnant la priorité aux technologies de comptage avancées, aux infrastructures expérimentales contrôlées, à l'harmonisation des réglementations, à la numérisation progressive et aux protocoles de communication sécurisés, les parties prenantes peuvent progressivement surmonter les limites actuelles et garantir que la cogénération à hydrogène devienne un élément fiable et résilient du paysage énergétique en pleine évolution.

VI.8. Tableau de réalisation des objectifs

Objectif (résultat attendu)	Atteint ?
6.1. Rapport expliquant les différents aspects de la conception du modèle de micro-réseau, soulignant les défis à relever et fournissant des recommandations sur la manière de procéder.	Oui
6.2. Système d'analyse basé sur l'IA pour la détection précoce des cybermenaces.	Oui
6.3. Rapport sur les aspects liés à la sécurité des compteurs intelligents modernes, comparant les facteurs d'influence du marché et les tendances nationales dans l'adaptation des différentes politiques d'acquisition d'informations.	Oui

VII. Rapport du lot de travail no. 7 «Fessenheim»

Membres (ordre alphabétique) :

Nicolas Arbor, IPHC - Université de Strasbourg (coordinateur)

Dominique Badariotti, LIVE - Université de Strasbourg

Frédérique Berrod CEIE - Université de Strasbourg

Maria Boltoeva, IPHC - CNRS

François Chabaux, ITES - Université de Strasbourg

Fanny Greullet, LIVE - Université de Strasbourg

Michal Kozderka, ICube - Université de Strasbourg

Aurélio Labat, IPHC/LIVE - Interreg post-doctorat

Gaetana Quaranta, IPHC - Université de Strasbourg

Benoit Ribon, LIVE & Dynartio

Paul Robineau, IPHC - Interreg post-doctorat

Bertrand Rose, Icube – Université de Strasbourg

Thomas Schellenberger - CERDACC - Université de Haute-Alsace

VII.1. Contexte et objectif

VII.1.1. Prendre en charge l'ancien : Démantèlement du CNPE de Fessenheim

L'industrie nucléaire, deuxième source mondiale d'électricité bas carbone, est au centre de controverses ancrées dans des rationalités culturelles opposées (van de Graaff, 2016). Au-delà des débats sur son avenir, l'ancienneté des réacteurs historiques annonce une vague de démantèlements dans les prochaines décennies (IAEA, 2024). Pourtant, la fin de vie des installations industrielles reste peu étudiée, la recherche se concentrant surtout sur la construction et l'exploitation (Invernizzi et al., 2020 ; Invernizzi, Locatelli, Brookes, 2020). Ces lacunes concernent en particulier les connaissances sur les impacts environnementaux (analyse du cycle de vie, LCA) et la législation liée au démantèlement nucléaire.

Les travaux académiques sont fondamentaux pour appuyer les orientations politiques des stratégies de démantèlement des sites nucléaires, en lien notamment avec les questions de recyclage des matériaux et de réutilisation des infrastructures, dans le contexte de transition énergétique d'un territoire nucléarisé comme celui du Rhin-Supérieur. Au sein du lot de travail n°7, nous avons abordé cette problématique sous trois angles complémentaires :

VII.1.1.1. Étude du cadre juridique franco-allemand du démantèlement

L'état du droit est lacunaire. Au niveau européen, le cadre réglementaire du démantèlement est principalement composé de recommandations non contraignantes. En outre, il n'existe pas d'harmonisation entre les États membres de l'UE sur les seuils de libération des matières nucléaires.

Les droits français et allemand du démantèlement sont contrastés. Contrairement à la France, le démantèlement de toutes les centrales nucléaires est une obligation générale en Allemagne. Il existe différentes stratégies de démantèlement reconnues par le droit international. Depuis 2012, le code de l'environnement français impose le démantèlement immédiat (c. env. art. L593-25), mais en Allemagne, la loi sur l'énergie atomique du 22 avril 2002 laisse le choix entre le démantèlement immédiat ou différé. En France, le démantèlement est autorisé par l'Etat central, mais en Allemagne une telle autorisation est accordée par les Etats fédérés. Enfin, la France et l'Allemagne ont des approches radicalement différentes sur la question de la libération des déchets. Le statut existant en droit français de déchet radioactif de très faible activité (TFA) ne connaît pas d'équivalent en Allemagne, où les matériaux très faiblement radioactifs peuvent être plus facilement recyclés.

VII.1.1.2. Analyse du cycle de vie (ACV/LCA) du démantèlement de la centrale de Fessenheim

Jusqu'en 2024, seules deux études ACV académiques portaient spécifiquement sur les impacts environnementaux du démantèlement nucléaire, datant de plus de dix ans

(Wallbridge, Banford, Azapagic, 2013 ; Seier, Zimmermann, 2014). Ainsi, les études ACV du cycle complet de la filière modélisent le démantèlement par analogie avec la construction, un choix supposé mais non validé. En France, le cas du CNPE de Fessenheim, fermé en 2020, présente un intérêt particulier : EDF prévoit jusqu'à 14 démantèlements d'ici 2035. En raison de la standardisation élevée des centrales françaises, fruit d'un programme de construction centralisé (Grubler, 2010), Fessenheim fait ainsi office de « laboratoire » pour les futures opérations. Ce site suscite une forte attention scientifique et sociale, notamment à travers l'Observatoire Hommes-Milieux qui lui est dédié (<https://ohm-fessenheim.fr/>).

Une étude LCA vise à identifier les activités les plus polluantes et à évaluer le recyclage de certains matériaux (vs stockage des déchets) ou la réutilisation d'infrastructures (vs destruction). Le démantèlement de Fessenheim croise ainsi le projet « Technocentre Fessenheim », qui ambitionne de développer en France le recyclage des métaux VLLW. Ces déchets à faible risque sanitaire constituent la majorité, en masse et en volume, des déchets radioactifs produits lors d'un démantèlement. Contrairement à d'autres pays européens appliquant les directives Euratom (1996, 2011, 2014) autorisant le recyclage ou la déclassification de certains VLLW, la France a opté pour un stockage inconditionnel, une décision unique au monde, débattue depuis 30 ans (Martinais, 2021). La saturation annoncée du Cires a ravivé la question, abordée dans les PNGMDR successifs. Le dernier a conduit à une modification du Code de l'environnement pour encadrer le recyclage des métaux VLLW (PNGMDR, 2022). Le projet Technocentre, en débat public d'octobre 2024 à février 2025, est proposé par EDF comme une solution plus rationnelle de gestion des VLLW et de réutilisation du site (CNDP, 2024). Seules des études LCA prospectives comparant l'ensemble des scénarios de traitement permettront cependant d'en évaluer précisément les coûts/bénéfices environnementaux.

Dans le but d'aider à la décision publique, et compenser l'absence d'obligation légale de publication de ce type d'étude par EDF, nous avons ainsi réalisé une ACV du démantèlement du CNPE de Fessenheim afin d'apporter des éléments de réponses quantitatifs aux questions en lien avec les enjeux du recyclage (versus stockage) des déchets radioactifs.

VII.1.1.3. Vers un Observatoire académique des impacts du démantèlement

Le démantèlement du CNPE de Fessenheim est le premier cas d'une succession à venir pour ce type de centrales. C'est donc une occasion unique d'étudier les impacts socio-écosystémiques d'un tel démantèlement pour en tirer des enseignements, pour monter en compétence et pour mieux anticiper les effets d'un démantèlement sur d'autres socio-écosystèmes.

L'objectif est de rédiger le livre blanc d'un futur observatoire académique des impacts du démantèlement, en bénéficiant notamment du retour d'expérience du projet CO2InnO. Les impacts potentiels étant de natures diverses – depuis les impacts socio-économiques liés à la

fermeture (ex. : emploi) jusqu'aux impacts environnementaux (ex. : pollution chimique) – l'enjeu est de s'appuyer sur une large communauté interdisciplinaire pour les déterminer et développer une méthode de suivi. Il s'agit de :

- définir des indicateurs de suivi des impacts
- cadrer le sujet dans un espace-temps : décrire un Temps-0 à partir duquel lire les reconfigurations dues au démantèlement à différentes échelles
- viser la réplicabilité de la méthode sur d'autres sites à des fins comparatives
- relever les particularismes de chaque situation de démantèlement pour connaître les trajectoires et déterminants propres au cas d'étude (ex. cas de Fessenheim : projet de Technocentre, aspects transfrontaliers)

En parallèle, il faut s'interroger sur les rôles d'un tel observatoire : structuration de la communauté académique, articulation avec les partenaires, politique de gestion des données (acquisition, stockage, accès), animation et lien sciences-société.

Plusieurs acteurs s'intéressent au démantèlement : institutions publiques et privées du nucléaire (ANDRA, ASNR, CEA, EDF...), acteurs politiques, associations. Ces acteurs déploient déjà un certain nombre de recherches et de dispositifs. L'enjeu est donc de préciser l'apport spécifique de la recherche académique, en complément de l'existant.

VII.1.2. Anticiper le nouveau : évaluation d'une solution énergétique basée sur l'hydrogène (H₂)

À la suite de la fermeture du CNPE de Fessenheim, les États français et allemand, ainsi que les collectivités transfrontalières, ont commandé l'étude « Fessenheim Région Innovation » (EUCOR & URCforSR, 2022). Celle-ci recommande plusieurs projets pilotes pour la transition énergétique régionale, notamment autour de l'hydrogène dans des systèmes décentralisés. L'hydrogène suscite un intérêt croissant, tant pour la décarbonation de sa production industrielle actuelle que pour ses applications dans la mobilité lourde, les réseaux de chaleur ou le stockage intersaisonnier d'électricité. Une divergence stratégique oppose cependant les deux pays : la France, dont le mix électrique est déjà bas carbone, se concentre sur la décarbonation de l'hydrogène industriel, tandis qu'en Allemagne, des intérêts industriels multiples encouragent des usages plus variés (Quitzow & Zabanova, 2024).

Le projet transfrontalier CO2InnO évalue l'intérêt de l'hydrogène dans un système énergétique décentralisé, reposant sur un moteur à co-génération, avec des scénarios d'usage définis avec la Stadt Offenburg (Allemagne). L'intérêt de ces solutions doit être analysé selon leur insertion dans la stratégie territoriale, en particulier sous les angles technico-économique et environnemental. L'approche intégrée combinant métabolisme territorial, analyse technico-économique (TEA) et analyse du cycle de vie (LCA) s'impose en recherche pour permettre des évaluations multi-critères situées, mais reste difficile à mettre en œuvre, notamment en

raison du manque d'accès aux données et d'outils opérationnels (Ferdous, Bensebaa, Pelletier, 2023 ; Mahmud et al., 2021 ; Ribon, 2020). De plus, les solutions avancées reposent souvent sur des logiciels propriétaires (Sharma et al., 2023). Le lot de travail n°7 a donc exploré les synergies possibles des outils *open-source* développés dans le cadre de CO2Inno, afin de fournir à la municipalité un outil global permettant de tester différentes configurations énergétiques.

VII.2. Méthodes et matériel :

VII.2.1. Démantèlement du CNPE de Fessenheim

VII.2.1.1. Analyse juridique

Nous nous sommes fondés sur une analyse du droit en vigueur et de la jurisprudence au niveau de l'UE, de la France et de l'Allemagne. Les perspectives juridiques de la réutilisation de l'existant dans le cadre du démantèlement d'une ancienne installation nucléaire ont été évaluées. Les opportunités et les obstacles juridiques liés à la réutilisation des matériaux dans le cadre du démantèlement d'une installation nucléaire ont été recherchés.

VII.2.1.2. Analyse du cycle de vie

À partir des données de déchets par phase du démantèlement issues du plan initial d'EDF (2020), nous avons mené une étude LCA pilote via le logiciel propriétaire Simparo, pour combler les lacunes sur cette phase du cycle de vie d'un CNPE français (Annexes, Figures A.1-4). Pour aller plus loin, un inventaire annualisé des flux a été construit en collaboration avec EDF, à partir du plan de démantèlement mis à jour et de l'étude d'impact réglementaire (EDF, 2024a ; 2024b). L'objectif est de coupler cet inventaire aux méthodes récentes de LCA prospective, qui « futurisent » les bases de données en intégrant des évolutions socio-techniques selon différents scénarios (Arvidsson et al., 2024 ; Sacchi et al., 2022 – Annexes, Figures A.11-12), à l'aide d'outils open source comme Brightway (Mutel, 2017). Par ailleurs, les impacts radiologiques ont longtemps été négligés en LCA par rapport à leur prise en compte dans l'approche HERA (Paulillo et al., 2018). En mobilisant les données d'émissions radioactives de l'étude d'impact du CNPE de Fessenheim (EDF, 2024b), nous avons comparé deux méthodes d'évaluation d'impacts LCA : UCrad, conçue pour des comparaisons globales de technologies, et CGM, plus adaptée à des évaluations spécifiques à un site industriel (Paulillo et al., 2020a ; 2020b ; 2023 – Annexes, Figures A.5-10).

Observatoire des impacts du démantèlement

Pour définir ce que pourrait être un observatoire du démantèlement, nous avons mené une enquête qualitative fondée sur 70 entretiens semi-directifs avec différents types d'acteurs. Nous avons d'abord interrogé des chercheurs ayant collaboré avec l'OHM ou travaillé sur Fessenheim. L'enquête a ensuite été étendue à des chercheurs nationaux et internationaux

impliqués dans les domaines du nucléaire, du démantèlement ou dans des thématiques connexes identifiées au fil des échanges.

Des universitaires engagés dans des réseaux et programmes d'ampleur ont été sollicités (projet DEMAIN, Zone Atelier Territoire Uranifère, Réseau Becquerel...). Nous avons aussi rencontré des représentants d'institutions académiques (CNRS Nucléaire et Particules, CNRS Écologie et Environnement, Labex DRIIHM) pour préciser les stratégies financières et de recherche en cours.

Nous avons interrogé les acteurs du nucléaire (ANDRA, ASNR, EDF), des associations nationales (ANCCLI – Association Nationale des Comités et Commissions Locales d'Information –, GSIEN – Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire –, CRIIRAD – Commission de Recherche et d'Information Indépendantes sur la Radioactivité) et locales (CLI - Commission Locale d'Information), des acteurs politiques et des techniciens des collectivités et de leurs émanations (communautés d'agglomérations, communes, Agence de Développement d'Alsace (l'ADIRA), Chambre de Commerce et d'Industrie).

La grille d'entretien portait sur les thèmes suivants :

- la présentation de l'enquête (profil, domaines de recherche, lien avec Fessenheim et le démantèlement)
- les indicateurs et données (définition des indicateurs, accessibilité aux données, production de données)
- les collectifs (rôles d'un observatoire, natures des partenariats avec les différentes sphères d'acteurs).

Nous avons complété l'enquête par des visites de sites (CNPE de Fessenheim, site de stockage CIRES de l'ANDRA, Observatoire Pérenne de l'Environnement de l'ANDRA).

VII.2.2. **Solution énergétique basée sur H₂**

VII.2.2.1. **Analyse du cycle de vie**

Le système énergétique modélisé est décrit dans le rapport du lot de travail n° 2. Nous avons développé un ensemble de scripts *Python*, intégrés dans un *Jupyter Notebook* pour exploiter les résultats en sortie du modèle. À partir des séquences de contrôle du système énergétique, cela nous permet de reconstruire les flux d'électricité, de chaleur et d'hydrogène circulant entre les sous-systèmes, intégrés sur une année complète - Figure VII-1 .

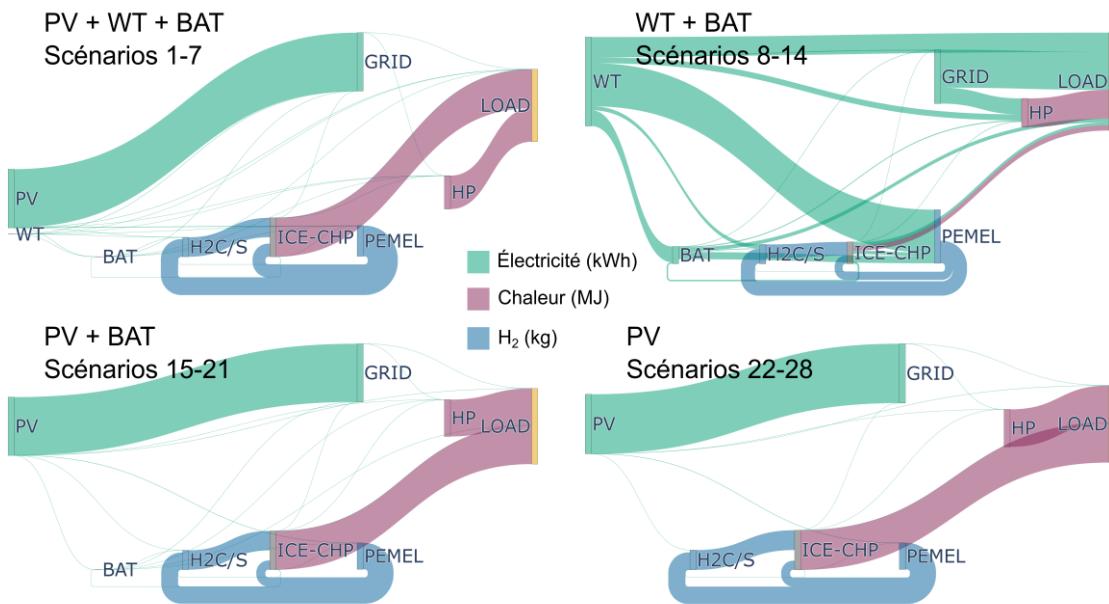


Figure VII-1: Vue d'ensemble de l'équilibre des flux dans le système pour les différentes familles de scénarios , sur la base du cas H₂S = 50 m³. La largeur des flux est mise à l'échelle par catégorie de flux afin de rendre plus lisibles les proportions à l'intérieur d'une catégorie donnée. PV: photovoltaïque, WT: éolien, BAT: batterie, ICE-CHP: moteur à combustion interne pour co-génération d'électricité et chaleur, GSHP: pompe à chaleur géothermique, PEMEL: électrolyseur à membrane échangeuse de protons, H₂C/S: compression et stockage de H₂, LOAD: demande des bâtiments, GRID: réseau électrique.

Ce niveau de détail est essentiel pour des calculs d'impacts environnementaux pertinents en LCA, tout en offrant un éclairage complémentaire sur le modèle TEA développé dans *OpenModelica*, notamment sur les variations de surproduction électrique selon le dimensionnement – Annexes, Figure A.14. Les phases de production et de fin de vie des infrastructures ont été modélisées par mise à l'échelle de sous-systèmes issus de la base ecoinvent (v3.10). La modélisation LCA et les calculs d'impact (LCIA) ont été effectués via Activity Browser (v2.11.1), l'interface du framework open source Brightway2 (Steubing et al., 2020). Les impacts ont été évalués avec la méthode EF (v3.1), recommandée par l'UE, couvrant 16 indicateurs environnementaux (Andreasi Bassi et al., 2023). Nous en avons retenu 5, pour leur pertinence par rapport au système étudié et la clarté de présentation ; ces indicateurs sont détaillés dans l'VII.1 : Indicateurs environnementaux retenus pour l'évaluation de la solution énergétique basée sur l'hydrogène.

Tableau VII-1: Indicateurs environnementaux retenus pour l'évaluation de la solution énergétique basée

Catégorie environnementale	Indicateur
Changement climatique	Potentiel de réchauffement global (PRG100)
Écotoxicité : eau douce	USEtox / Ecotoxicité : eau douce (ECOTOX-FW)
Toxicité humaine : cancérogènes	USEtox / Toxicité humaine : cancérogènes (HT-C)
Utilisation des ressources minérales	Potentiel d'épuisement abiotique : réserves ultimes (ADP-UR)
Utilisation d'eau	Potentiel de privation des utilisateurs (UDP-WU)

VII.2.2.2. Approche par le métabolisme territorial

L'approche par le métabolisme territorial étudie les territoires, organisations ou projets à travers les flux d'énergie et de matières qu'ils mobilisent, ainsi que leurs interactions avec le reste du territoire. Cette méthode pluridisciplinaire croise des aspects économiques (valeur des flux), logistiques (infrastructures, transport), géographiques (organisation spatiale, zones de chalandise), écologiques (pollution, ressources), historiques (évolution des volumes) et sociaux (acteurs, orientations politiques) (Athanassiadis, 2025 ; Ribon, 2020). Elle met en lumière les facteurs qui participent à l'ancrage territorial des acteurs et projets, et aide à élaborer des scénarios de développement durable.

La notion de métabolisme territorial peut ainsi être utilisée comme une grille d'analyse systémique et systématique, interrogeant les flux, leurs caractéristiques et leur contexte. Elle a été utilisée dans ce sens pour questionner le projet de cogénération (CHP).

Ces études nécessitent un fort besoin en données et une bonne maîtrise de la chaîne d'information pour soutenir des stratégies territoriales. Pour y contribuer, nous avons inventorié les jeux de données disponibles sur l'énergie et la mobilité dans le Rhin-Supérieur, et développé une plateforme de visualisation large public basée sur la librairie open-source *Sinamet* (Ribon 2018). Cette plateforme structure et analyse les données de flux selon des dimensions temporelles, spatiales, quantitatives et qualitatives, rendant l'information territoriale plus accessible de façon visuelle. Ce travail a également enrichi le lot 3 du projet, dédié à la mobilité durable et aux infrastructures de recharge.

VII.3. Résultats

VII.3.1. Démantèlement du CNPE de Fessenheim

VII.3.1.1. Cadre juridique

VII.3.1.1.1. Les possibilités de réutilisation de l'existant dans le démantèlement d'une installation nucléaire

La réutilisation s'inscrit dans le prolongement du principe de prévention, et elle est en adéquation avec le droit des déchets qui prévoit de « donner la priorité à la prévention et à la réduction de la production de déchets » (c. env. art. L541-1). En droit, il existe un lien direct entre le principe de prévention, la réutilisation et la préservation des ressources, ce qui est favorable à la réutilisation de l'existant.

La réutilisation s'inscrit également dans le droit des installations nucléaires. Parmi les règles relatives au démantèlement et au déclassement des installations nucléaires de base (INB), il n'existe pas d'obligation de détruire les bâtiments d'une installation nucléaire en démantèlement. La réutilisation d'un ancien bâtiment peut être envisagée dans le plan de démantèlement d'une installation nucléaire si elle présente plus d'avantages que de risques (Russo, 2024).

L'impératif de maîtrise des risques constitue cependant un frein à la réutilisation de certains éléments d'une ancienne installation nucléaire. Or, le choix de conserver un bâtiment peut engendrer un risque supplémentaire en cas de radioactivité cachée ou oubliée. Le code de l'environnement prescrit en outre le démantèlement immédiat (c. env. art. L593-25), ce qui peut constituer un frein à la réutilisation, car la préparation d'un bâtiment en vue de sa réutilisation peut être plus longue à mettre en œuvre qu'une démolition.

Conclusion. L'affectation des bâtiments d'une ancienne installation nucléaire à un nouvel usage est possible si elle n'engendre pas en elle-même un risque trop élevé, et si elle peut être menée à bien avec un coût et dans un délai raisonnables.

VII.3.1.1.2. Le recyclage des déchets très faiblement radioactifs : un rééquilibrage entre prévention des risques et préservation des ressources

Le projet de Technocentre envisagé par EDF sur le territoire de Fessenheim (recyclage des matières très faiblement radioactives (TFA) issues notamment d'installations nucléaires démantelées) s'accompagne d'une évolution du droit visant un nouvel équilibre entre prévention des risques et préservation des ressources.

Le problème des déchets TFA au regard du droit français. En France, un déchet est présumé être radioactif à partir du moment où il a été produit dans une zone à production possible de déchets nucléaires (Louis, Deproit, 2018). Ce critère spatial (Martinais, 2021) est le plus exigeant du point de vue de la prévention des risques, mais il a l'inconvénient de générer d'importants volumes de déchets.

L'évolution du cadre juridique en vue du recyclage des déchets TFA. Les décrets n°2022-174 et n°2022-175 adoptés le 14 février 2022 prévoient l'instauration d'un régime dérogatoire au sein du CSP, permettant à l'administration d'autoriser, au cas par cas, la valorisation dans l'industrie conventionnelle de matières TFA issues de l'industrie nucléaire.

La validation de ce cadre juridique dérogatoire par la justice. Ce nouveau régime a été validé par le Conseil d'Etat le 27 mars 2023, sur le fondement du principe de justification, affirmant ainsi l'intérêt de la réutilisation des matières, et donc de la préservation des ressources, au nom de l'économie circulaire (Conseil d'Etat, 27/03/2023, *Réseau sortir du nucléaire*, n°463186).

En droit, la réutilisation de matières ne peut cependant être effectuée au détriment de la maîtrise du risque radioactif. C'est pourquoi le nouveau régime définit les modalités de contrôle des matières radioactives TFA à l'entrée et à la sortie du futur site de valorisation, les seuils maximums de radioactivité des matières recyclées et les limites d'exposition des personnes, ainsi qu'une obligation de traçabilité des matières valorisées sortantes (CSP art. R1333-6-3).

VII.3.1.2. Analyse du cycle de vie

Les activités sur site (démantèlement électromécanique, assainissement, démolition) et les transports de déchets ont été évalués séparément pour isoler le cas des déchets radioactifs. Bien qu'ils ne représentent que 5 % de la masse totale, l'impact des déchets radioactifs est 1,8 à 6,6 fois supérieur à celui des déchets conventionnels – Annexes, Figures A.3. Cela s'explique par leur conditionnement spécifique, qui alourdit les charges transportées, et par les longues distances imposées par la législation : VLLW vers le CIRES (~300 km), ILLW-SL vers le CSA (~300 km), ILW-LL vers l'ICEDA (~400 km).

Contrairement aux études précédentes, nous avons analysé en détail les contributions aux impacts des activités sur site, révélant le rôle majeur de la découpe des métaux – Annexes, Figure A.2. Initialement modélisée à 100 % par découpe thermique (oxygène et acétylène), elle représente entre 62,6 % et 99,5 % des impacts selon la catégorie environnementale – Annexes, Figures A.4. Ce point chaud prioritaire peut être atténué : notre étude de sensibilité (Figure VII-2) montre qu'un remplacement de 50 % par découpe mécanique réduit les impacts de 45 à 48 %, et un passage total à la découpe mécanique diminuerait les impacts de 89 à 96 %.

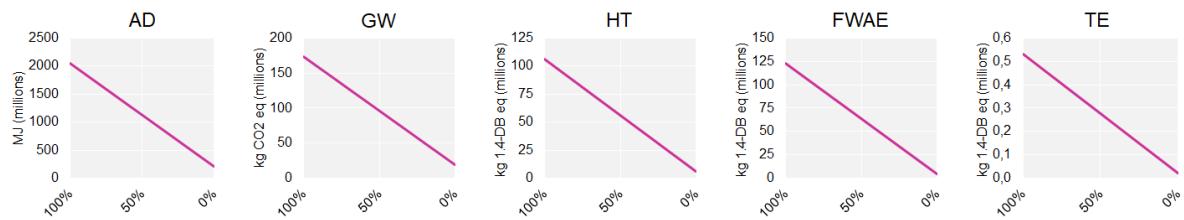


Figure VII-2: Figure de la diminution des impacts (toute catégorie évaluée) avec le remplacement de la découpe des métaux thermique par de la découpe mécanique. Les pourcentages en abscisses représentent la part de découpe thermique. Indicateurs : (AD) abiotic depletion; fossil fuels; (GW) globalwarming; (HT) human toxicity; (FWAE) freshwater aquatic ecotoxicity; (TE) terrestrial ecotoxicity.

Concernant les impacts radiologiques, l'VII-3 , synthétise les deux aspects de ce travail.

- La comparaison des résultats et l'interprétation de leurs différences au niveau *du point médian – risque*, en Sievert (Sv)
- La mise en évidence de la nécessité d'une modulation dynamique des facteurs de caractérisation au niveau *endpoint – dommage*, en Disability-Adjusted Lost Years (DALYs)

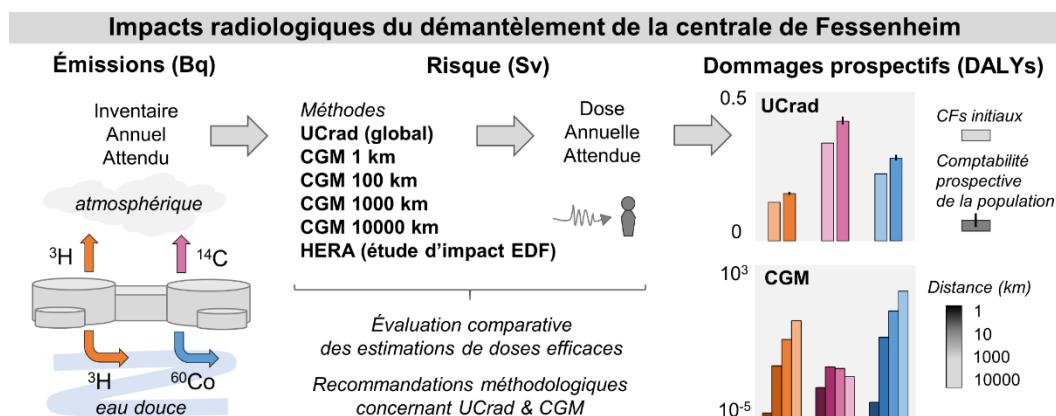


Figure VII-3: Résumé graphique de l'étude comparée de l'impact radiologique sur la santé humaine lors du démantèlement de la centrale de Fessenheim.

Au niveau midpoint, la méthode CGM surestime systématiquement les impacts, avec CGM 1 km donnant des résultats 6,5 fois supérieurs à l'étude HERA d'EDF, plus située (Annexes, Figures A.6-7). Environ 40 % de cet écart vient du traitement de la distance émission-exposition, HERA évaluant l'impact sur la population locale à 2-3 km du CNPE. Malgré cela, CGM 1 km estime un risque total de 11 µSv, soit 400 fois inférieur à l'exposition annuelle moyenne en France (4,5 mSv) (IRSN, 2021). Les deux méthodes LCA et l'approche HERA identifient les mêmes radionucléides majeurs (Tritium-3, Carbone-14, Cobalt-60), avec des contributions variables selon la modélisation du devenir des radioisotopes post-émission (Annexes, Figure A.9).

Au niveau endpoint, nous montrons que pour une activité longue comme le démantèlement nucléaire (15 ans minimum), il est crucial de prendre en compte la variation temporelle de l' s

populations exposées – Annexes, Figure A.8. Ce résultat a une portée méthodologique générale, car toutes les méthodes LCIA de santé humaine partagent un formalisme similaire. Nous avons comparé plusieurs hypothèses de distribution de population (Annexes, Figure A.10) et proposé d'utiliser des facteurs de caractérisation spatiaux continus comme solution potentiellement plus pertinente. La base de données associée est disponible en annexes dans les articles publiés.

VII.3.1.3. Observatoire des impacts du démantèlement

En général, l'enquête de caractérisation d'un observatoire des impacts du démantèlement révèle un intérêt partagé pour l'interdisciplinarité, la mise en lien entre chercheurs, la mise en lien avec d'autres sphères d'acteurs, la visibilisation des travaux de recherche, l'accompagnement à la recherche de financements et l'accès à des données et informations. Deux idées fortes ressortent de l'enquête, que nous détaillons ci-dessous :

- des « domaines » de recherche (Birnbaum *et al*, 2025) autour desquels organiser la communauté
- favoriser l'accès aux données existantes plutôt que produire de nouvelles données

VII.3.1.3.1. Les domaines de recherche

Nous identifions 5 grands « domaines », perméables les uns aux autres, qui mobilisent chercheurs et autres acteurs autour du démantèlement :

- Domaine des « Impacts socio-territoriaux » (où l'on retrouve les préoccupations liées au métabolisme territorial, l'évaluation des politiques publiques, l'étude de la fiscalité locale...)
- Domaine de la « Santé » (depuis la sociologie du travail dans un contexte d'incertitude et d'exposition aux radiations et aux pollutions, jusqu'à l'étude des pollutions chimiques et radioactives dans l'environnement)
- Domaine « Mémoires et Patrimonialisation » (des mémoires dans l'organisation du travail pour favoriser l'ergonomie du démantèlement aux mémoires militantes)
- Domaine des « Techniques du démantèlement » (dont LCA, comparaison de méthodologies de mesure de la radioactivité en contexte de démantèlement)
- Domaine des « Endings » : réflexions transversales sur la fin des organisations, les héritages, la gestion des « communs négatifs » (Joly, Barbier et Turnheim, 2022 ; Landivar, Bonnet et Monnin, 2021)).

VII.3.1.3.2. Les données : accessibilité et production

Le suivi des variables et la gestion des données est un sujet que nous avons longuement abordé dans notre enquête. Un observatoire peut avoir pour mission d'identifier un certain nombre d'indicateurs à renseigner pour caractériser des phénomènes dans le temps, ici des s

impacts de démantèlement. Deux approches complémentaires se rencontrent : exploiter des données existantes et produire de nouvelles données. L'enquête révèle que les besoins se situent en priorité dans l'accessibilité aux données existantes plutôt que dans l'acquisition de nouvelles données.

Les chercheurs expriment en effet un besoin de facilitation d'accès aux données produites et détenues par d'autres acteurs. Il peut s'agir de données acquises par des acteurs qui veulent éviter leur diffusion (ex : des données EDF pouvant améliorer la précision des modèles LCA) ou de données publiques mais dont l'accès est difficile pour les personnes non-spécialistes (ex. : données foncières du CEREMA). Ces deux types d'obstacles (réception et complexité) peuvent être levés en déployant les outils adéquats. Ainsi, en première intention, tout acteur pourrait se tourner vers l'observatoire des impacts du démantèlement pour faciliter l'accès à des données qu'il ne possède pas.

Pour le problème de la réception, il est possible de le dépasser partiellement en développant une acculturation réciproque entre des acteurs de différentes institutions, en favorisant notamment la communication sur les travaux de recherche en cours et l'expression des besoins. Pour le problème de l'accès complexe à la donnée, il est possible de développer une ingénierie interne à l'observatoire. La mission consisterait à recenser les données disponibles, les opérateurs qui les produisent et les conditions dans lesquelles ces données peuvent être mobilisées par la communauté académique et les autres acteurs. Un rapprochement est possible avec les infrastructures de recherche (IR) dédiées (ex. : IR* PROGEDO pour les données INSEE), avec les institutions publiques et parapubliques (ex. : Chambres consulaires), avec les observatoires thématiques (ex. : AtmoGrandEst pour les données du compartiment Air) et les laboratoires en métrologie (ex. : le LEREN – Laboratoire d'étude et d'expertise sur la radioactivité de l'environnement – de l'ASNR).

Plusieurs personnes interrogées évoquent également un travail de collecte de mémoires qui pourrait prendre la forme d'une « Archive de Mémoires ». L'objectif serait de stocker tous types de mémoires (avant qu'elles ne disparaissent) sous la forme de discours audio et/ou retranscrits pour différentes formes d'analyses futures, quantitatives et qualitatives. C'est un exemple de sujet pour lequel il faut de l'ingénierie et un accompagnement de services dédiés (ex. : services CNRS), et autour duquel pourrait se mobiliser la communauté qui s'y intéresse dans le cadre de discussions collectives.

VII.3.2. **Solution énergétique basée sur H₂**

VII.3.2.1. **Analyse du cycle de vie**

L'outil open source de construction et visualisation des flux est accessible sur GitHub. La visualisation des scénarios de cette étude est intégrée sur une page dédiée du site CO2InnO.

Tous les résultats LCIA sont aussi consultables via un Jupyter Notebook mis à disposition — voir Annexes.

LaVII-4 synthétise les résultats des impacts calculés pour les différents scénarios. On rappelle que les capacités de stockage en H₂ à l'intérieur de chaque famille de scénario évoluent selon ces valeurs : [1000, 500, 100, 50, 30, 10, 1] m³.

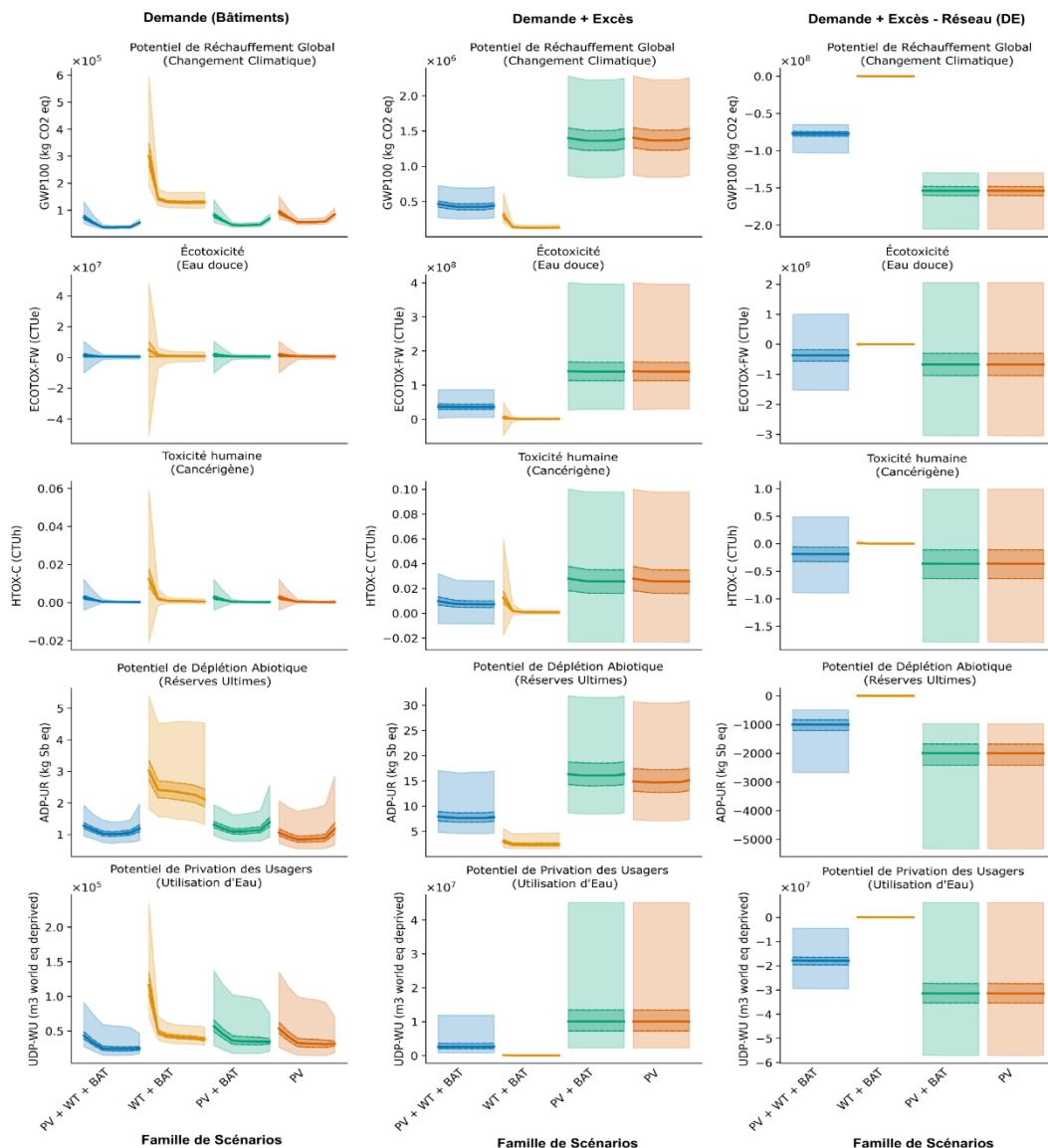


Figure VII-4: Impacts environnementaux avec incertitudes du système énergétique basé sur l'hydrogène, par famille de scénarios. Dans chaque famille, la progression se fait par capacité de stockage de H₂ décroissante. Les lignes représentent la catégorie environnementale testée. Les colonnes représentent la frontière de prise en compte des impacts. Le tracé en ligne pleine représente la valeur médiane des simulations Monte Carlo. Le tracé en pointillé délimite les quartiles ± 25 % autour de la médiane.

Dans la frontière d'évaluation « Load », seuls les flux répondant à la demande en chaleur et électricité des bâtiments d'Offenburg sont comptabilisés. Les incertitudes empêchent de conclure sur un impact toxicité ou écotoxicité (eau douce), quel que soit le scénario. Pour les

autres indicateurs, les scénarios WT + BAT montrent un impact plus élevé sur le changement climatique. Le minimum d'impacts se situe pour des capacités de stockage H2 entre 10 et 100 m³, sans différence notable à l'intérieur de cette plage. Comme ces valeurs sont réalistes, on en déduit que la capacité de stockage H2 a peu d'impact sur le bilan, les familles de scénarios étant plus déterminantes. Dans le cas « Load + Excess », on ajoute la surproduction d'électricité non utilisée pour les bâtiments. Ici, le classement s'inverse : les scénarios WT + BAT ont les impacts environnementaux les plus faibles, toutes catégories confondues.

La figure 5 représentant l'analyse par contributions aux impacts permet d'expliquer ce phénomène. En effet, ces scénarios WT + BAT sont ceux où la surproduction d'électricité est la moins importante, représentant au maximum 20-25 % de l'impact. Les autres familles de scénarios, définies par la présence de l'infrastructure photovoltaïque, produisent de très importantes quantités d'électricité inutiles à la demande directe des bâtiments, qui peuvent représenter jusqu'à 99 % de l'impact sous cette perspective.

Cette surproduction d'électricité est considérée comme injectée dans le réseau. On peut supposer qu'elle remplace une production issue du mix électrique allemand, ce qui permet de calculer les impacts évités en soustrayant du bilan « Load + Excess » les impacts liés à cette quantité d'électricité si produite par le mix national. Le cas « Load + Excess - Grid (DE) » inverse alors à nouveau le classement des scénarios : l'impact environnemental actuel du mix allemand fait que les scénarios incluant du PV et donc une forte surproduction conduisent *in fine* à beaucoup d'impacts évités. La figure VII-5 s montre finalement un rapport impacts système / impacts évités allant de 120 à 200 pour le changement climatique, de 4 à 10 pour l'écotoxicité eau douce, de 14 à 23 pour la toxicité humaine cancérogène, de 130 à 160 pour les ressources minérales, et de 3 à 7 pour l'usage de l'eau.

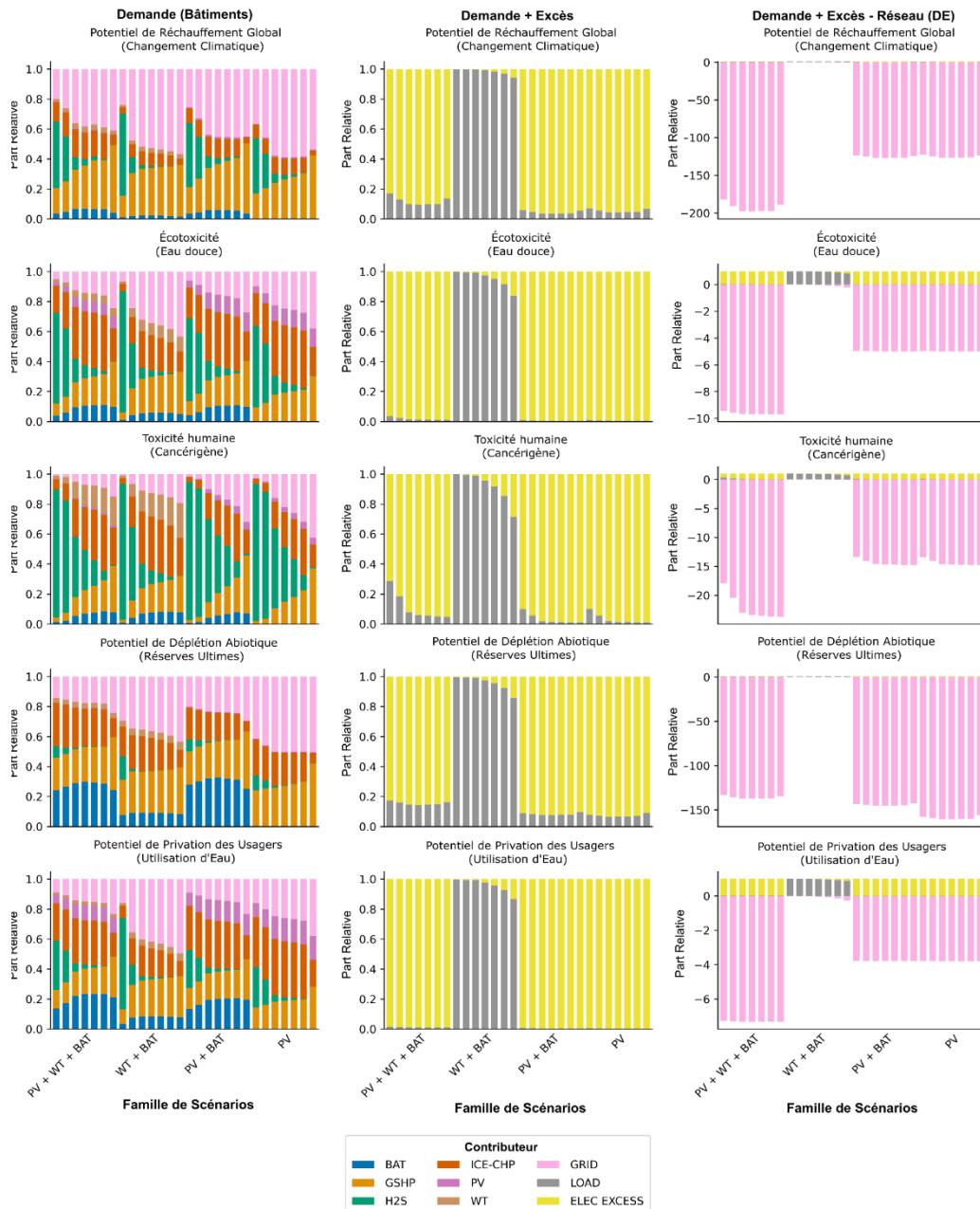


Figure VII-5 : Contributions des sous-systèmes à l'impact du système énergétique basé sur l'hydrogène, par famille de scénarios.

Dans chaque famille, la progression se fait par capacité de stockage de H(2) décroissante. Les lignes représentent la catégorie environnementale testée. Les colonnes représentent la frontière de prise en compte des impacts. Dans la colonne « Load + Excess - Grid (DE) », les impacts évités (valeurs négatives) de GRID sont normalisés par rapport à la somme « Load + Excess ». PV : photovoltaïque, WT : éolien, BAT : batterie, ICE-CHP : moteur à combustion interne pour cogénération d'électricité et de chaleur, GSHP : pompe à chaleur géothermique, PEMEL : électrolyseur à membrane échangeuse de protons, H2C/S : compression et stockage de H(2), LOAD : demande des bâtiments, GRID : réseau électrique.

Ces résultats doivent toutefois être interprétés avec prudence :

- Les impacts évités sont tributaires du fort impact actuel du mix électrique allemand. Dans le cadre de la trajectoire de décarbonation, celui-ci est censé

diminuer au cours du temps, réduisant du même coup l'importance des impacts évités.

- Une importante surproduction électrique peut poser des soucis de stabilité du réseau électrique si elle ne rencontre pas de demande à sa hauteur au moment du transfert. L'analyse présentée ici représentant une intégration annuelle, elle implique le postulat d'une possibilité effective du transfert tout au long de l'année, sans la garantir.

VII.3.2.2. Approche par le métabolisme territorial

L'approche par le métabolisme territorial permet de mettre en lumière plusieurs points de vigilance du projet CHP. Faute de données précises, ces analyses restent exploratoires et ne permettent pas de conclusions définitives.

VII.3.2.2.1. Enjeux du stockage dans les réseaux énergétiques

L'étude EUCOR, URCforSR (2022) souligne l'importance de coupler la production d'hydrogène à une électricité bas carbone. Bien que partiellement hors du périmètre du projet CHP, cette exigence reste déterminante. L'étude recommande de cibler en priorité les usages industriels, plus efficaces sur le plan écologique et économique, avant d'envisager les mobilités lourdes ou le stockage intersaisonnier. Ce dernier, bien que techniquement envisageable via l'hydrogène, reste coûteux et ne devient crucial que dans des réseaux fortement intermittents (Shirizadeh et al. 2022), ce qui ne correspond pas encore au contexte européen. D'autres options concurrentes existent (barrages, stockage thermique/chimique, méthanation) avec des maturités variables.

VII.3.2.2.2. Analyse économique

L'évaluation économique de l'hydrogène reste incertaine. Si certaines études sont optimistes (Vartiainen et al., 2021), d'autres (Gorbatko, 2023 ; Pécout, 2024) soulignent ses limites. Le CAPEX élevé impose un fonctionnement intensif des installations (≈ 8000 h/an), incompatible avec un usage intermittent. Les données de marché nécessaires à l'évaluation de l'hydrogène comme outil de flexibilité sont encore trop rares. De plus, l'électrolyse reste 3 à 5 fois plus coûteuse que le vaporeformage. Dans ce contexte, la multiplication des petites unités paraît prématurée ; il vaudrait probablement mieux concentrer les efforts sur des démonstrateurs bien instrumentés, en clarifiant les niveaux de coûts (sortie électrolyseur, compression, livraison).

VII.3.2.2.3. Analyse logistique

Trois configurations sont possibles pour l'approvisionnement : production sur site, distribution par réseau ou livraison routière. La production sur site maximise l'autonomie mais limite la mutualisation. À l'inverse, la production centralisée permet des économies d'échelle,

notamment au-delà d'une certaine taille critique (Vartiainen et al., 2021). Le choix logistique doit , s'appuyer sur une analyse techno-économique intégrant les usages, la localisation et les coûts marginaux, encore trop peu développée.

VII.3.2.2.4. Analyse spatiale

L'implantation du CHP Engine, d'une puissance unitaire de 1 MW, impose des contraintes de localisation importantes. Ce type d'équipement n'est pertinent que dans des environnements où la demande thermique et/ou électrique est suffisante et stable comme dans les zones industrielles ou certains grands ensembles tertiaires (centres administratifs, établissements d'enseignement supérieur, piscines). L'intégration à des réseaux de chaleur renforcerait la pertinence territoriale de la cogénération, en valorisant efficacement la chaleur cogénérée. Une analyse spatialisée croisant demande, accessibilité et potentiel d'interconnexion est donc essentielle.

VII.3.2.3. Conclusions

L'approche par le métabolisme territorial révèle les nombreux verrous de la filière hydrogène, notamment économiques et infrastructurels. Malgré ses promesses en matière de décarbonation, l'usage de l'hydrogène en cogénération décentralisée reste incertain. La priorité devrait être donnée à la R&D, via des démonstrateurs bien équipés et une meilleure diffusion des données technico-économiques. Le manque de transparence actuel nuit à la construction de stratégies territoriales robustes et peut conduire à des investissements inadaptés.

VII.3.2.4. Données et connaissance des flux énergie et mobilité dans le Rhin-Supérieur

Inventaire des jeux de données

L'inventaire des données a permis d'identifier 59 sources de données pour décrire les enjeux énergétiques et de mobilité dans le Rhin supérieur. Comme cela a déjà été mis en évidence lors de travaux précédents (Ribon et al, 2021), nous constatons également la forte hétérogénéité des données disponibles de part et d'autre des frontières. Cela rend particulièrement complexe le travail d'analyse transfrontalière. Finalement, parmi les sources inventoriées, seules les données sur les bornes de recharge de véhicules électriques sont réellement utilisables pour construire un jeu de données homogène couvrant l'ensemble du territoire Rhin-Supérieur. Ces travaux sont décrits plus en détails dans le lot de travail n°3.

Sur un autre registre, aux côtés des données institutionnelles, les données d'OpenStreetMap (OSM) se montrent particulièrement intéressantes. Cette base géographique libre, mondiale et collaborative, présente une qualité comparable à celle des sources institutionnelles. Dans le Rhin Supérieur, certaines bornes de recharges sont présentes dans OSM mais absentes des données officielles, et inversement. Les limites de fiabilité, reconnues par les producteurs

de données publiques, renforcent l'intérêt d'OSM comme ressource complémentaire, transfrontalière et réutilisable pour l'analyse des systèmes territoriaux et énergétiques (Wided et al, 2017 ; Arderne et al. 2020 ; Xiong et al, 2024).

Plateforme Sinamet Web

En complément du travail d'inventaire, nous avons déployé une plateforme web de visualisation de données, basée sur la librairie logicielle open source *Sinamet*. La plateforme est accessible à l'adresse : <https://app.sinamet.tech/environ/co2inno/> et quelques captures d'écran sont présentées en annexe.

La plateforme valorise certains des jeux de données recensés dans l'inventaire à travers différentes visualisations paramétrables. Comme nous l'avons mentionné, l'hétérogénéité des données n'a pas permis de construire des visualisations couvrant l'ensemble du territoire du Rhin Supérieur. À la place, nous avons plutôt un patchwork qui couvre des morceaux du territoire selon les thématiques.

VII.3.3. Problèmes et risques

VII.3.3.1. Transversal

VII.3.3.1.1. Analyse du cycle de vie prospective

Les modèles IAM utilisés pour « futuriser » les bases LCA ne disposent pas d'une résolution nationale, pourtant cruciale car le mix électrique national influence fortement le cycle de vie étudié. L'outil premise permet d'intégrer des scénarios nationaux en LCA prospective, comme pour la Suisse (Hahn Menacho et al., 2025). RTE travaille sur une adaptation pour la France, mais celle-ci n'est pas encore publique, et aucune initiative similaire n'existe en Allemagne. Ainsi, pour comparer la France et l'Allemagne en LCA, nous sommes limités à une étude statique non prospective, avec les mix électriques nationaux disponibles.

VII.3.4. Démantèlement du CNPE de Fessenheim

VII.3.4.1. Construction de l'inventaire des flux pour l'analyse du cycle de vie

La principale difficulté du projet a été d'établir un inventaire fiable des flux matière et énergie lors du démantèlement. Le rapport initial d'EDF (2020) manquait de données chiffrées, obligeant à de larges approximations pour notre étude LCA pilote. La version mise à jour, accompagnée d'une étude d'impact accessible lors de l'enquête publique, apporte plus de détails, mais reste insuffisante. L'inventaire annualisé actuel pour les 15 ans de démantèlement repose donc sur plusieurs hypothèses, ce qui ajoute de l'incertitude aux résultats de l'étude prospective à venir.

VII.3.4.2. Sur le plan juridique

En l'absence d'un cadre juridique explicite relatif à la réutilisation de l'existant dans un démantèlement, il a fallu analyser les principes directeurs de différents droits, et les indices

relevant d'une multitude de normes techniques. Concernant le recyclage des déchets radioactifs TFA, il n'y a en droit français que peu de recul. La question des responsabilités des parties prenantes en cas de dommages causés par la radioactivité dans le cadre des réutilisations de matières fera l'objet d'une publication à venir.

VII.3.4.3. Observatoire des Impacts du Démantèlement

Le rôle d'interface et la mise en confiance requièrent une ingénierie pour animer les espaces de discussions qui peuvent émerger. Cela soulève l'enjeu de sécurisation de l'emploi au sein de l'Observatoire, difficile à garantir dans le contexte budgétaire de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche. Cela dit, les personnes interrogées ayant des mandats dans des organismes finançant la recherche ont montré un intérêt pour un observatoire dédié au démantèlement.

VII.3.4.4. Intégration entre Analyse du cycle de vie et Analyse technico-économique

Plusieurs obstacles freinent l'intégration des approches LCA et TEA en open source. D'une part, des difficultés techniques : *OpenModelica* peine à gérer les frameworks Python ou les fichiers Excel issus des résultats LCA, et l'optimisation du modèle non linéaire demande des calculs intensifs. D'autre part, des obstacles pratiques : la LCA compare souvent des fonctionnalités simples (ex. 1 kWh électrique, 1 MJ chaleur, 1 kg hydrogène) avec des infrastructures types, tandis que la TEA analyse un système précis localisé. Joindre LCA et TEA requiert donc un travail d'adaptation important entre les inventaires-types en LCA et les dimensionnements réels du système en TEA.

VII.3.4.5. Connaissance du métabolisme territorial

La principale difficulté dans l'étude du métabolisme territorial est de recueillir les données suffisamment fines décrivant les flux de matière et d'énergie mobilisés dans les territoires. Ces données sont produites par différents acteurs (collectivités, opérateurs privés, services de l'État), hétérogènes dans leur format, parfois confidentielles. Les données disponibles présentent généralement une faible granularité spatiale et temporelle et ne permettent pas d'atteindre le niveau de précision nécessaire pour analyser des installations spécifiques. Cette absence de granularité compromet non seulement la compréhension fine des interactions territoriales, mais aussi la possibilité de simuler des scénarios de transformation ou de mesurer les effets systémiques des projets étudiés.

VII.4. Déviations

VII.4.1. Démantèlement du CNPE de Fessenheim

VII.4.1.1. Développement des recherches LCA selon les données effectivement obtenues

Le projet visait d'abord à étudier en détail les déchets VLLW/TFA issus du démantèlement et leur lien avec le Technocentre de transition industrielle de Fessenheim. Cependant, faute de données probantes en temps utile, l'étude LCA n'a pu être finalisée avant la fin du projet. De même, la quantification des impacts évités par la réutilisation des bâtiments du CNPE reste incomplète, en raison du temps nécessaire pour constituer un inventaire annualisé fiable des flux matière/énergie sur 15 ans, compliqué par des difficultés d'interaction avec EDF. Ces études seront toutefois terminées dans les mois suivant la fin du projet.

À l'inverse, l'analyse des impacts radiologiques et leur modélisation en LCA et HERA, non prévue initialement, a pu être menée grâce à l'obtention de données pertinentes, mêlant cas d'étude et avancées méthodologiques.

VII.4.1.2. Observatoire des Impacts du Démantèlement

La difficulté d'accès aux données pour les études LCA, de même que le manque de littérature technique sur le cadre juridique du démantèlement, ont motivé en cours de projet les réflexions sur la pertinence de la création d'un observatoire académique du démantèlement. Une telle structure renforcerait la complémentarité – primordiale – entre les acteurs (universitaires, industriels, réglementaires, collectivités...) pour caractériser dans le temps long les transformations socio-écosystémiques liées au démantèlement et guider les stratégies de transition des sites nucléaires. Ce volet constitue un supplément au projet initial, sans impact sur ses objectifs initiaux. Il doit être vu comme une méta-analyse du travail mené dans CO2Inno, permettant à la fois de valoriser les connaissances produites durant ce projet et d'assurer sa continuité.

VII.4.2. Solution énergétique basée sur H₂

VII.4.2.1. Réduction du périmètre de l'analyse du cycle de vie

Cette partie de notre travail complète le projet initial du lot n°7, centré sur le démantèlement du CNPE de Fessenheim. Notre objectif, issu des échanges avec les autres groupes CO2InnO (notamment le lot n°2), était de réaliser une étude LCA prospective paramétrique, dont les résultats pourraient alimenter le modèle *OpenModelica* pour optimiser plusieurs paramètres environnementaux et technico-économiques. Finalement, nous avons privilégié l'approche inverse : calculer les impacts environnementaux par LCA en Python à partir de simulations de flux issues du modèle TEA dans *OpenModelica*. Ce supplément n'a pas affecté les objectifs globaux du projet, mais a enrichi de façon pertinente ceux du lot n°2.

VII.5. Perspectives

VII.5.1. Démantèlement du CNPE de Fessenheim

VII.5.1.1. Analyse du cycle de vie

La conclusion de l'étude LCA prospective, qui dépasse la fin officielle du projet, devrait fournir une première quantification des impacts évitables grâce à la réutilisation des bâtiments CNPE s pour le Technocentre. Ces résultats pourraient être suivis annuellement durant le démantèlement, si les échanges avec EDF se renforcent via l'OHM Fessenheim. Un aspect non intégré ici est la phase pré-démantèlement (2020-2025), incluant l'évacuation du combustible usé et les aménagements, dont la prise en compte éviterait un angle mort dans l'analyse environnementale de la fin de vie du CNPE.

VII.5.1.2. Observatoire des Impacts du Démantèlement

L'objectif est le développement de l'Observatoire des Impacts du Démantèlement au sein de l'OHM-Fessenheim, en développant notamment une structure interne d'acquisition et de gestion des données et en affirmant son rôle d'interface entre les différents acteurs.

VII.5.2. Solution énergétique basée sur H₂

VII.5.2.1. Analyse du cycle de vie

Face aux limites évoquées, il semble pertinent d'envisager une optimisation environnementale

- Directement via l'approche LCA avec la librairie PULPO récemment publiée (Lechtenberg et al., 2024), approche linéaire réduisant les besoins en calcul tout en gardant la qualité, sous condition de contraintes basées sur l'étude de faisabilité.
- En comparant après coup un ensemble plus large de scénarios issus du modèle TEA dans *OpenModelica*, ce qui nécessite une automatisation complète de la conversion des sorties du modèle TEA en flux alloués aux différents niveaux d'arborescence du modèle LCA.

Par ailleurs, l'analyse du cycle de vie dépend aussi des conditions de production et transport de l'hydrogène, justifiant des analyses spatiales approfondies pour optimiser dimensionnement et localisation des sites.

VII.5.3. Recommandations concernant la feuille de route ou l'action politique :

VII.5.4. Démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim

VII.5.4.1. Analyse du cycle de vie

Nos résultats montrent que les études LCA complètent les études d'impact réglementaires du secteur nucléaire. Cependant, l'accès aux données reste difficile, dépendant souvent de la volonté des opérateurs, qui communiquent de manière sélective selon le contexte (enquête,

débat public). Deux options politiques sont possibles : imposer réglementairement les études LCA, ce qui garantirait leur réalisation mais pas nécessairement leur transparence ; ou renforcer les échanges entre chercheurs universitaires et industriels, soutenus par des institutions pour assurer leur indépendance. L'OHM Fessenheim semble être un outil pertinent pour favoriser cette seconde approche.

VII.5.4.2. Sur le plan juridique

Il conviendrait de bâtir un cadre juridique explicite et adapté aux différentes hypothèses de réutilisation d'un site nucléaire, permettant aux autorités compétentes d'imposer certains projets de réutilisation, et de ne pas dépendre uniquement du choix des exploitants.

VII.5.5. Solution énergétique basée sur H₂

VII.5.5.1. Diffuser la connaissance des systèmes énergétiques

La transition énergétique repose sur la capacité collective à comprendre, piloter et transformer les systèmes énergétiques complexes. Cette capacité dépend surtout de la disponibilité, la qualité et la circulation des données territoriales décrivant ces systèmes. Pour la renforcer, plusieurs leviers d'action politique sont identifiés.

Impulser l'ouverture des données technico-économiques liées à l'hydrogène et aux systèmes énergétiques

Le développement de filières émergentes comme l'hydrogène nécessite un pilotage stratégique coordonné entre acteurs publics et privés. Pourtant, les données technico-économiques (coûts, rendements, amortissements, facteurs de charge) restent souvent inaccessibles. Bien que la protection des intérêts industriels soit invoquée, le soutien public devrait reposer sur une transparence sur les données clés.

Reconnaitre la dimension politique de la donnée

La donnée ne doit pas être vue comme une simple ressource technique, mais comme un objet de politique publique essentiel à la connaissance territoriale, avec des modes de production et diffusion qui structurent la société (Desrosières, 2008). Reconnaître cette dimension stratégique peut se traduire par la création d'instances territoriales dédiées, un encadrement juridique des données d'intérêt général, l'insertion de clauses « données » dans les marchés publics, l'acculturation des agents publics, ou des dispositifs favorisant l'appropriation citoyenne de l'information.

Soutenir les communs numériques pour la connaissance des systèmes énergétiques

La cartographie ouverte et collaborative des infrastructures joue un rôle central dans la représentation des systèmes énergétiques et la diffusion de cette connaissance auprès des chercheurs, entreprises, citoyens ou institutions. Le projet OpenStreetMap, en tant que bien commun numérique mondial, offre un potentiel inédit pour cartographier les réseaux énergétiques, notamment dans les contextes où les données officielles sont absentes,

fragmentaires ou inaccessibles. Le soutien à ces initiatives – via des financements, des apports de données ou l’ur leur intégration dans les formations – renforcerait les recherches en faveur de la transition écologique.

S'appuyer sur des observatoires territoriaux

Les analyses de métabolisme territorial et les diagnostics énergétiques mobilisent un volume croissant de données complexes, nécessitant des compétences spécialisées. Leur complexité impose la création de dispositifs durables pour structurer, centraliser et rendre ces informations accessibles. Les observatoires territoriaux sont des outils clés pour assurer la continuité des connaissances, mutualiser la collecte et l'analyse, et soutenir la montée en compétence des acteurs locaux dans l'élaboration de trajectoires énergétiques.

VII.5.6. Réalisation des objectifs

VII.5.6.1. Type d'action 2

Action 6 : Utilisation d'un système d'information pour l'analyse des flux (SINAMET), pour les comparaisons et la contextualisation territoriale

Livrable : Plateforme web interactive ; Rapport d'analyse du territoire en utilisant le cadre du métabolisme territorial.

Réalisation : Création d'un inventaire des jeux de données pouvant alimenter la plateforme web ; Déploiement de la plateforme web Sinamet début 2024 (<https://app.sinamet.tech/environ/co2inno/>) et constitution d'une série de visualisations sur la plateforme ; Co-production du jeu de données sur les bornes de recharge dans le Rhin-Supérieur ; Rapport d'analyse des enjeux Flux et Territoires pour le projet CHP.

VII.5.6.2. Type d'action 4

Action 5 : Cadre juridique d'une stratégie de reconversion du site nucléaire de Fessenheim

Livrable : rapport sur le cadre juridique pour une stratégie de reconversion du site nucléaire de Fessenheim

Réalisation : Rapport final rendu en septembre à l'issue à l'issue des travaux encore en cours.

VII.5.6.3. Type d'action 7

Action 1 : Caractérisation des matériaux et infrastructures du site nucléaire de Fessenheim

Livrable : rapport concernant la détermination du système et des données de flux d'inventaire (liste des matériaux et infrastructures en fonction du niveau de contamination résiduelle) .

Réalisation : 2 inventaires de cycle de vie (LCI) réalisés dans le cadre de publications scientifiques.

1. Un premier fournissant une estimation enveloppe, à partir du rapport de démantèlement initialement disponible (EDF, 2020) dans le cadre de l'étude LCA

- pilote (Iguider et al., 2024)
2. Un second, annualisé et ajoutant la prise en compte des émissions de radionucléides, les rejets de substances chimiques et la consommation d'eau, à partir de la version mise à jour du rapport de démantèlement (EDF, 2024a) et de l'étude d'impact réglementaire l'accompagnant (EDF, 2024b), dans le cadre de l'étude LCA prospective en fin de réalisation (finalisation pour la fin du projet CO2InnO, donnera lieu à une publication scientifique supplémentaire)

Action 2 : Analyse du cycle de vie du démantèlement

Livrable : 1 publication.

Réalisation : Plusieurs publications et communications scientifiques (voir la liste exhaustive en annexe). On mentionne tout particulièrement 2 articles dans des revues internationales à comité de lecture déjà publiés : étude pilote LCA sur le démantèlement complet, et étude LCA prospective focalisée sur les impacts radiologiques. Un 3e article, en cours de rédaction, portera sur l'extension de la démarche de LCA prospective à l'ensemble du démantèlement.

Action 3 : Étude environnementale de différents scénarios de transition industrielle du site de Fessenheim

Livrable : rapport sur les scénarios de transition industrielle du site de Fessenheim avec évaluation de l'impact environnemental en fonction du taux de recyclage / réutilisation pour le développement de nouvelles solutions énergétiques, 1 publication

Réalisation : Note synthétique sur l'état des lieux des dynamiques en cours concernant l'évolution du site de Fessenheim.

VII.6. Objectifs additionnels

VII.6.1. Analyse du cycle de vie du système CHP

Réalisation :

Un ensemble de scripts en Python pour :

- Die Ergebnisse des *OpenModelica-Modells*, das vom Arbeitsgruppe 2 (Reinigung) entwickelt wurde, überarbeiten
- Reconstruire les flux d'électricité, chaleur et hydrogène entre sous-systèmes de la solution énergétique modélisée
- Visualiser les résultats sous la forme de diagrammes de flux interactifs, utilisables par le public

Plusieurs publications et communications scientifiques (voir la liste exhaustive en annexe). On mentionne tout particulièrement 1 article dans une revue internationale à comité de lecture, en cours de finalisation.

VII.6.2. Observatoire académique du démantèlement

Réalisation : rédaction d'un livre blanc mettant en avant les enjeux et les caractéristiques d'un tel observatoire pour favoriser la mise en place de travaux de recherche académiques sur le démantèlement

