

ÉVALUATION DES BESOINS EN INFRASTRUCTURES HYDROGENE AU NIVEAU REGIONAL A L'HORIZON 2050

RAPPORT DE L'ETUDE

RESUME EXECUTIF

Introduction et contexte

Dans un contexte où les projets d'infrastructures hydrogène se multiplient aux échelles locales, nationales, et européenne, un niveau important d'incertitude persiste sur les niveaux futurs de consommation d'hydrogène et la capacité des différents secteurs à adopter l'hydrogène. Si certains acteurs anticipent des demandes d'hydrogène très ambitieuses, justifiant des investissements rapides dans des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, d'autres scénarios envisagent des demandes plus faibles, avec une consommation d'hydrogène centrée sur certains usages qu'il n'est pas possible de décarboner autrement (usage dits « hard to abate »). En particulier, un certain nombre d'usages potentiels de l'hydrogène, notamment énergétiques (dont chaleur résidentielle ou industrielle et usage dans les transports), font l'objet de débats, notamment en raison de leur faible efficacité en comparaison avec les alternatives (pompes à chaleur ou pompes à chaleur hybrides, mobilité électrique).

L'objectif de la présente étude est d'analyser les **besoins en infrastructures hydrogène en France à l'horizon 2050**, tout en prenant en compte ces incertitudes portant sur le développement de la demande d'hydrogène au travers de scénarios contrastés.

Méthodologie

L'analyse a été menée à l'aide d'une **modélisation à la maille régionale du système énergétique français avec le logiciel Artelys Crystal Super Grid**, réalisant de manière conjointe l'optimisation économique des investissements et la simulation au pas de temps horaire du système couplé électricité et hydrogène. Quatre scénarios, largement alignés avec les scénarios 2050 des « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE, ont été modélisés afin de proposer plusieurs visions contrastées du système hydrogène français à l'horizon 2050.

Les analyses ont été menées en fixant un cadre d'hypothèse relatif à l'intégration du système hydrogène français dans le système européen : un transit d'hydrogène exogène à travers la France, depuis l'Espagne vers l'Allemagne et la Belgique a été supposé, en conformité avec les projets d'infrastructure annoncés.

Enfin, des analyses de sensibilité ont été menées pour analyser l'impact du transit d'hydrogène sur le besoin d'infrastructure hydrogène, ainsi que l'impact du mix de production électrique, en particulier, l'impact de mix électriques différant par leurs parts relatives de capacités nucléaires et renouvelables.

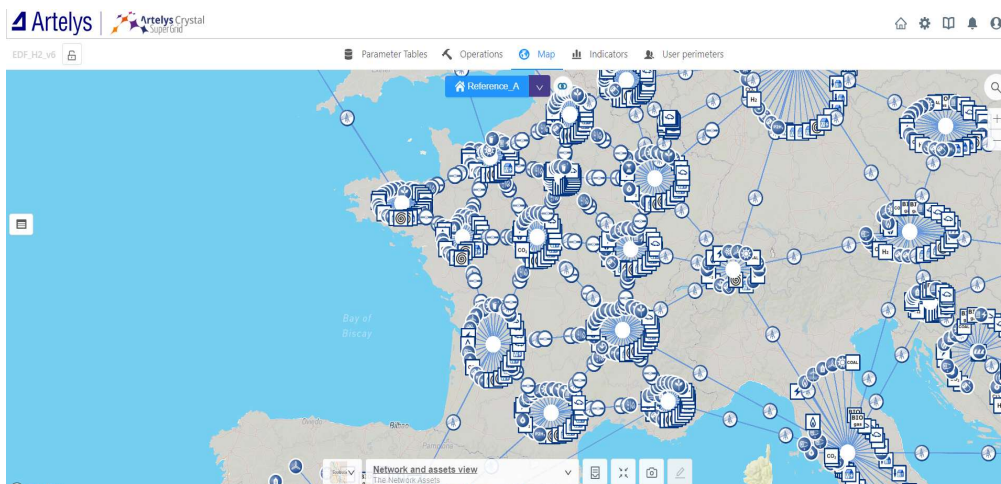


Figure 1-1 : Modèle du système énergétique dans Artelys Crystal Super Grid

Résultats clés

On suppose un transit d'hydrogène par la France, de la Péninsule Ibérique vers le Nord de l'Europe (hypothèse exogène), qui se traduit par **une « dorsale » de transit d'hydrogène reliant le Sud-Est et le Nord-Est de la France**. Le réseau hydrogène interrégional français ne se développe pas, ou marginalement pas au-delà de cette dorsale de transit, dans les scénarios présentant les plus faibles hypothèses de demande d'hydrogène et alignés avec le scénario de demande de référence des « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE.

Les modélisations des différents scénarios montrent que **l'intérêt économique d'un réseau hydrogène, dépend sensiblement des volumes de demande d'hydrogène**. Au second ordre, un réseau hydrogène de plus faible capacité se développe, permettant de relier à la dorsale les régions du Sud-Ouest bénéficiant de forts potentiels renouvelables et exportatrices d'hydrogène, et d'autres part les centres de demande du Nord-Ouest de la France ne disposant pas de capacités de stockage géologique d'hydrogène. **Ce réseau secondaire ne se développe que dans les scénarios présentant les plus fortes demandes d'hydrogène.**

Bien que résultant de contraintes exogènes relatives au transit d'hydrogène, la dorsale de transit, ou une portion de celle-ci, apporte des bénéfices au système hydrogène français et permet de mutualiser des infrastructures de stockage en cavité saline situées en PACA et Auvergne-Rhône-Alpes. En l'absence de transit d'hydrogène par la France, et sous l'hypothèse haute de demande d'hydrogène (120 TWh PCI/an), une partie de cette dorsale est maintenue et permet de mutualiser des infrastructures de stockage géologique.

Des capacités de stockage géologique et en surface d'hydrogène se développent dans tous les scénarios, et permettent une opération flexible des électrolyseurs. En particulier, dans les scénarios les plus ambitieux en termes de consommation d'hydrogène, les besoins de stockage en cavité saline identifiés atteignent les potentiels de conversion ou création de nouvelles cavités salines identifiés (soit une capacité de stockage de 7,5 TWh H2 PCI). Malgré des coûts d'investissement plus élevés et des dynamiques de stockage à plus court terme, le stockage en cuves pressurisées se développe dans

les régions non reliées aux infrastructures de stockage géologique afin de permettre une opération flexible des électrolyseurs, mais avec des capacités de stockage inférieures d'un ordre de grandeur aux capacités de stockage géologique. Ces besoins en stockage en surface varient largement selon les volumes de demande d'hydrogène (de l'ordre de 200 à 400 GWh H2 selon le scénario). Ce mode d'opération flexible des électrolyseurs est corrélé à l'intermittence de la production renouvelable. Des **capacités d'électrolyse de l'ordre de 12-42 GW H2** sont identifiées selon les scénarios, avec des facteurs de charge moyens de l'ordre de 25% à 40%.

Les variantes modélisées présentant les plus fortes demandes d'hydrogène (respectivement 120 TWh et 71 TWh H2) supposent un incrément des capacités ENR par rapport au scénario N2 référence de RTE, en lien avec l'augmentation de la consommation des électrolyseurs. Les analyses de sensibilité sur le mix ENR-nucléaire montrent également que le remplacement de ces capacités renouvelables additionnelles par des capacités nucléaires prolongées (dans les limites des capacités envisagées par le scénario N03 des Futurs Energétiques 2050) réduit le besoin d'infrastructures de transport, production et stockage d'hydrogène. On observe ainsi une baisse des capacités de stockage d'hydrogène atteignant jusqu'à 13% pour le stockage géologique et 30% pour le stockage en surface, une baisse des capacités d'électrolyse atteignant 17% et une réduction des capacités d'échange d'hydrogène interrégionales de 27% de la capacité totale du réseau (hors capacité des pipelines assurant le transit d'hydrogène et situés le long de la dorsale). Ces résultats illustrent une réduction des besoins de flexibilité du système électrique en lien avec le remplacement de production ENR intermittente par une production nucléaire en base, se traduisant par un recours réduit aux infrastructures permettant de flexibiliser la production d'hydrogène.

Les investissements dans les infrastructures de production, transport et stockage d'hydrogène sont de l'ordre de 1,5-4 Mds€/an. Les électrolyseurs représentent le coût le plus important.

Les résultats de l'étude font donc apparaître une sensibilité du dimensionnement du système hydrogène aux volumes de demande d'hydrogène, aux volumes d'hydrogène transitant par la France, et au mix électrique. Les scénarios supposant un transit d'hydrogène de l'Espagne vers l'Allemagne (voire la Belgique suivant les hypothèses) font tous apparaître une structure du système hydrogène autour d'une « dorsale » de transit (résultant donc de contraintes exogènes) se développant le long de l'axe Sud-Est/Nord-Est, avec des capacités de stockage géologiques significatives se développant le long de cette dorsale, et un recours à des capacités de stockage en cuves pressurisées pour flexibiliser la production d'hydrogène dans les régions non connectées à la dorsale et aux infrastructures de stockage géologique. Seuls les scénarios présentant les plus fortes demandes d'hydrogène (70 TWh et 120 TWh PCI) font apparaître des développements significatifs du réseau au-delà de cette dorsale. Ces scénarios font également apparaître des besoins de stockage géologique plus importants, atteignant les potentiels identifiés.

Table des matières

RESUME EXECUTIF	2
AUTEURS.....	7
GLOSSAIRE	8
1 INTRODUCTION ET CONTEXTE	9
2 METHODOLOGIE	10
2.1 PRINCIPES GENERAUX DE LA MODELISATION	10
2.2 MODELISATION ET COUPLAGE DES SYSTEMES ELECTRIQUE ET HYDROGENE	11
2.3 MODELISATION DE L'EUROPE ET TRANSIT D'HYDROGENE	12
3 SCENARIOS DE L'ETUDE.....	15
3.1 VARIANTES RELATIVES A LA DEMANDE D'HYDROGENE.....	15
3.2 VARIATIONS DU MIX ELECTRIQUE SELON LA DEMANDE D'HYDROGENE	17
3.3 SYNTHESE DES SCENARIOS CENTRAUX DE L'ETUDE.....	18
4 RESULTATS DES SCENARIOS	20
4.1 REMARQUES PRELIMINAIRES ET LIMITATIONS.....	20
4.2 BESOINS D'INFRASTRUCTURES HYDROGENE	21
4.2.1 TRANSPORT DE L'HYDROGENE	21
4.2.2 CAPACITES D'ELECTROLYSE	24
4.2.3 STOCKAGE DE L'HYDROGENE.....	26
4.3 INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES ELECTRIQUES	28
4.4 OPERATION OPTIMALE DU SYSTEME HYDROGENE	30
4.5 COUTS D'INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES.....	34
5 ANALYSES DE SENSIBILITE	36
5.1 CADRAGE DES ANALYSES DE SENSIBILITE	36
5.2 RESULTATS DES ANALYSES DE SENSIBILITE	40

5.2.1	SCENARIO « AMBITIEUX-AUTONOMIE-TRANSIT NUL »	40
5.2.2	SCENARIO « AMBITIEUX-AUTONOMIE-TRANSIT HAUT »	43
5.2.3	SCENARIO « AMBITIEUX-AUTONOMIE-TRANSIT HAUT-NUCLEAIRE+ »	46
5.2.4	SCENARIO « AMBITIEUX-COOPERATION-NUCLEAIRE+ »	52
5.2.5	IMPACT DES HYPOTHESES DE TRANSIT DANS LES SCENARIOS DE REFERENCE	55
6	CONCLUSION	58
7	ANNEXES	62
7.1	L'OUTIL DE MODELISATION ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID.....	64
7.2	DEMANDE D'HYDROGENE	65
7.2.1	CONSTRUCTION DES SCENARIOS DE DEMANDE D'HYDROGENE.....	65
7.2.2	DESAGREGATION DE LA DEMANDE D'HYDROGENE	67
7.3	HYPOTHESES TECHNICO-ECONOMIQUES RELATIVES AUX INFRASTRUCTURES HYDROGENE.....	68
7.3.1	ELECTROLYSE	68
7.3.2	TRANSPORT PAR PIPELINE.....	69
7.3.3	TRANSPORT PAR CAMION	72
7.3.4	STOCKAGE GEOLOGIQUE DE L'HYDROGENE	72
7.3.5	STOCKAGE EN SURFACE DE L'HYDROGENE	74
7.4	DEMANDE D'ELECTRICITE	74
7.4.1	VOLUMES DE DEMANDE	74
7.4.2	FLEXIBILITE DE LA DEMANDE	76
7.5	HYPOTHESES RELATIVES AU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE	77
7.5.1	CONFIGURATION DES SCENARIOS CENTRAUX.....	77
7.5.2	SENSIBILITES SUR LE PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE – VARIANTE « NUCLEAIRE+ »	84
7.6	MODELISATION DES PAYS VOISINS ET CAPACITES D'INTERCONNEXION	87
7.7	COUTS DES COMMODITES.....	88

AUTEURS

EDF a confié la réalisation de cette étude à la société Artelys. Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Direction de projet : Christopher Andrey
- Chef de projet : Grégoire de Jerphanion
- Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, calculs économiques et analyses : Thomas Rousselet, Thomas Brouhard

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation de plusieurs centaines d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique des systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

www.artelys.com

GLOSSAIRE

CAPEX	Capital expenditure : Coûts d'investissement d'un actif
CCGT	Combined-Cycle Gas Turbine ou turbine à gaz à cycle combiné
CCS	Capture et Stockage du Carbone
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EHB	European Hydrogen Backbone : étude menée par un groupement d'opérateurs d'infrastructures gazières sur le développement d'un réseau hydrogène européen
FOC	Fixed Operating Cost: Coût d'opération fixe d'un actif
OCGT	Open-cycle gas turbine ou turbine à gaz à cycle ouvert
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
SMR	Small Modular Reactor ou petit réacteur modulaire
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VE	Véhicule Electrique

1 Introduction et contexte

L'hydrogène est vu par un grand nombre d'acteurs comme étant l'une des pièces cruciales permettant de décarboner l'économie européenne. S'il s'agit d'abord de décarboner les usages actuels de l'hydrogène, encore majoritairement produit par vaporeformage de gaz naturel, de nombreux scénarios envisagent un fort développement de l'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse, en vue d'atteindre les objectifs de neutralité carbone, via un développement d'usages nouveaux, notamment dans les transports, pour la production de chaleur industrielle, ou encore, à plus long terme, pour l'équilibrage du système électrique via des turbines à hydrogène.

Toutefois, l'efficacité faible de la chaîne hydrogène pousse d'autres acteurs à explorer des scénarios où le rôle de l'hydrogène est concentré sur les usages qu'il n'est pas techniquement ou économiquement possible d'électrifier de façon directe et sur ses usages de type matériau.

Compte-tenu des couplages entre les vecteurs hydrogène et électricité, l'impact du développement de la demande d'hydrogène sur le système électrique demeure incertain, avec des arbitrages potentiels entre production de l'hydrogène proche des centres de demande, potentiellement accompagné d'un renforcement des capacités de transport électriques, ou production de l'hydrogène proche des capacités de production électrique nécessitant de transporter l'hydrogène vers les centres de demande d'hydrogène.

Les volumes ainsi que les dynamiques de la demande en hydrogène, la manière de produire l'hydrogène, proche des sites industriels, dans les zones à plus forts potentiels ENR, ou encore à proximité des sites potentiels de stockage géologique d'hydrogène auront un impact sur les besoins d'infrastructures hydrogène.

L'étude propose une évaluation des besoins en termes de développement d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène en France, à l'horizon 2050, et en particulier d'analyser l'impact du niveau de demande d'hydrogène sur ces besoins.

2 Méthodologie

2.1 Principes généraux de la modélisation

L'étude vise à évoluer le besoin en infrastructures hydrogène en France, à l'horizon 2050, et en particulier l'impact du niveau de demande en hydrogène sur ces besoins. L'étude s'appuie sur une modélisation à la maille régionale du système énergétique français, réalisée avec le logiciel **Artelys Crystal Super Grid**¹, réalisant de manière conjointe l'optimisation économique des investissements et la simulation au pas de temps horaire du système couplé électricité-hydrogène.

La modélisation intègre un ensemble de paramètres d'entrée, parmi lesquels :

- La demande horaire d'hydrogène et d'électricité, par région et par type d'usage,
- Les capacités installées du parc de production électrique ainsi que les coûts de production associés,
- Un catalogue d'options d'investissement dans un ensemble de technologies, ainsi que les coûts d'investissement et d'opération associés,
- Les coûts de combustible et du CO2.

L'optimisation réalise une minimisation conjointe des coûts d'investissement dans les différentes technologies et des coûts d'opération du système, sous contrainte de vérification de l'équilibre offre-demande au pas de temps horaire pour chaque région et chaque énergie, pour les 8760 heures de l'année représentée. Après optimisation, la modélisation se traduit par des résultats de capacités installées par le modèle, ainsi que des résultats d'opération optimale du système au pas de temps horaire.

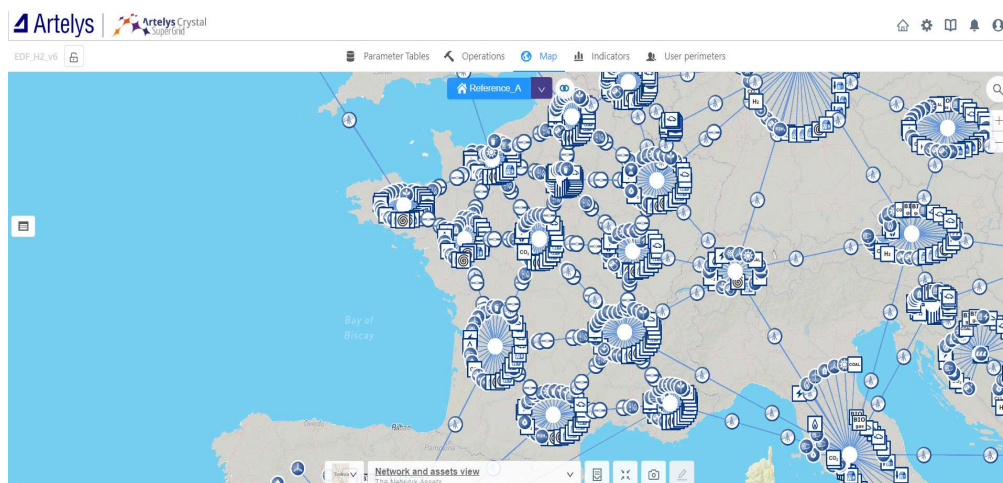


Figure 2-1: Modèle du système énergétique dans Artelys Crystal Super Grid

¹ <https://www.artelys.com/crystal/super-grid/>

2.2 Modélisation et couplage des systèmes électrique et hydrogène

La modélisation représente de manière conjointe les système électricité et hydrogène, ainsi que les couplages entre ces systèmes.

Les électrolyseurs lient le système électrique au système hydrogène. Les capacités d'électrolyse dans chaque région sont optimisées par le modèle. Ces électrolyseurs s'approvisionnent en électricité directement sur le marché, et peuvent être opérés de manière flexible, de manière à ajuster leur consommation en fonction des prix de l'électricité.

Les infrastructures hydrogène faisant l'objet d'une optimisation de capacité incluent les infrastructures de stockage de l'hydrogène, en cavité saline ou en surface, ainsi que des pipelines interrégionaux. Électrolyseurs et infrastructures de stockage en surface peuvent être installés dans toutes les régions, tandis que la modélisation du stockage en cavité saline prend en compte des limites de potentiel physique. Ce potentiel est limité aux régions Auvergne-Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte d'Azur disposant de structures géologiques appropriées et ayant été développées pour le stockage de gaz naturel.

Les échanges par pipeline entre régions sont représentés par des capacités d'échange interrégionales, les réseaux de distribution ne sont pas modélisés, chaque région étant modélisée comme un nœud agrégé d'équilibre offre-demande. Le transport interrégional par camion est également pris en compte dans la modélisation, et représenté par un coût moyen de transport par kilomètre parcouru.

A l'horizon 2050, la modélisation inclut également l'utilisation potentielle d'hydrogène pour l'équilibrage du système électrique, par le biais de turbines à hydrogène, conformément aux hypothèses des scénarios des "Futurs Énergétiques 2050" de RTE. La consommation relative d'hydrogène est déterminée de manière endogène dans la modélisation. De ce fait, le profil de consommation d'hydrogène se sépare d'une part en une consommation pour la production électrique, éventuellement thermosensible, et d'autre part en une consommation pour les autres usages, principalement industriels, supposée constante au cours du temps.

La modélisation du système électrique intègre la demande finale d'électricité, représentée par des profils de demande horaire exogènes et prenant compte les flexibilités associées à certains usages (recharge des véhicules électriques, pompes à chaleur), ainsi que les différentes technologies de production, et le réseau interrégional, représenté par des interconnexions entre régions, chaque région devant satisfaire un équilibre offre-demande local. Compte-tenu de potentiels arbitrages sur les lieux de production de l'hydrogène, proche des centres de demande ou proche des capacités de production électrique, l'étude prend en compte d'éventuels besoins de renforcement interrégionaux du réseau de transport d'électricité.

Le modèle du système électrique français représenté dans l'étude, largement scénarisé, est en grande partie aligné avec le scénario N2 2050 des « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE. La modélisation intègre la possibilité d'investissement dans les technologies suivantes :

- Renforcement des capacités d'échange d'électricité entre régions,

- Stockage électrique par batterie,
- Nouveau thermique décarboné (CCGT et OCGT fonctionnant à l'hydrogène).

La Figure 2-2 présente le détail des technologies représentées et faisant l'objet d'une optimisation de capacité dans la modélisation.

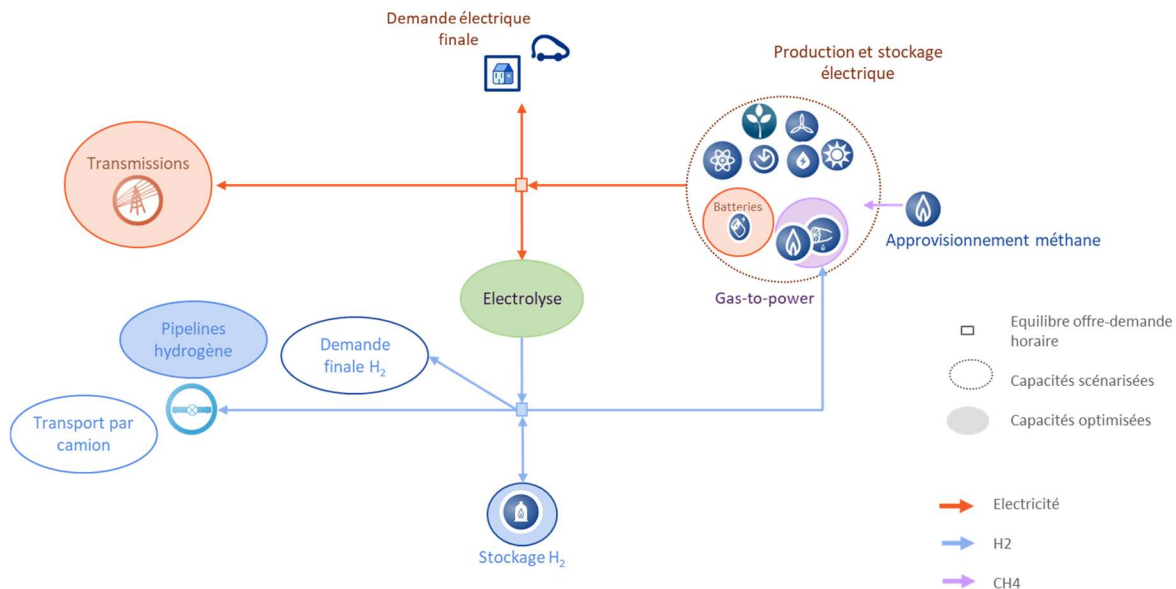


Figure 2-2 : Modèle du système énergétique représenté dans Artelys Crystal Super Grid

2.3 Modélisation de l'Europe et transit d'hydrogène

Le modèle utilisé pour cette étude intègre une représentation de la France métropolitaine continentale, à la maille régionale, soit 12 régions. La Corse n'est pas représentée.

En dehors de la France, pour la représentation du système électrique, les pays membres de l'Union Européenne, ainsi que la Norvège, la Suisse, la Grande-Bretagne et les pays des Balkans sont représentés à la maille pays. La modélisation du système électrique des pays européens suit le scénario « Distributed Energy 2050 » du TYNDP 2022. Les capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins sont scénarisées selon le scénario de référence des « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE.

L'étude ne vise pas à estimer des besoins d'infrastructure hydrogène à l'échelle européenne, mais plutôt à étudier l'impact sur le système français de différents scénarios, intégrant des hypothèses sur l'impact du système européen sur le système français.

En particulier, il est supposé que, conformément aux scénarios des « Futurs Énergétiques 2050 », **la France est autonome dans son approvisionnement en hydrogène sous forme gaz, et ne produit pas de surplus d'hydrogène pour l'export.** Par ailleurs, compte-tenu des annonces récentes relatives au

projet de pipeline H2Med reliant l'Espagne à la France², et son extension vers l'Allemagne, ainsi que des projets d'interconnexion hydrogène avec la Belgique soumis au TYNDP 2022³, l'hypothèse est faite d'un transit d'hydrogène exogène à travers la France, depuis l'Espagne vers l'Allemagne et la Belgique.

La méthodologie proposée pour la représentation de l'impact des pays voisins consiste à faire une **hypothèse sur le volume d'hydrogène transitant par la France**. Compte-tenu des incertitudes sur le développement de la filière et des différents projets, différentes configurations du système sont proposées :

- Dans une première configuration « moyenne », on suppose un flux de 50 TWh PCI, uniquement vers l'Allemagne.
- Dans une seconde configuration « haute », on suppose un transit d'hydrogène de 150 TWh PCI par an, on suppose que ce flux se répartit entre Belgique et Allemagne au prorata des capacités d'interconnexions hydrogène proposées au TYNDP 2022, soit respectivement de l'ordre de 52 TWh et 98 TWh PCI vers la Belgique et l'Allemagne.
- Une configuration « basse », sans aucun transit d'hydrogène fait également l'objet d'une analyse de sensibilité, étudiée dans le cas du scénario de demande d'hydrogène le plus ambitieux.

Il est supposé que l'import depuis l'Espagne et l'export vers l'Allemagne et la Belgique sont réalisés avec des profils horaires constants, la modélisation impose des conditions de flux d'hydrogène aux frontières, la répartition de ces flux en France résultant de l'optimisation du système.

Ces configurations visent à proposer des visions contrastées de l'impact des pays voisins sur le besoin d'infrastructures hydrogène en France, compte-tenu des incertitudes sur le développement d'infrastructures hydrogène européennes.

La modélisation du système hydrogène dans les pays voisins utilise donc une représentation simplifiée, la demande d'électricité relative à l'opération des électrolyseurs est scénarisée selon le scénario du TYNDP, et les infrastructures de transport et stockage hors France et pays limitrophes ne sont pas explicitement représentées. La rétroaction entre les flux d'hydrogène transitant et les systèmes électriques des pays voisins concernés n'est donc pas explicitement représentée. L'étude néglige dès lors l'impact éventuel de la fourniture de flexibilité des infrastructures hydrogène aux pays voisins.

² <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-12/press-release-h2MED.pdf>

³ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-04/ENTSOG_TYNDP_2022_Infrastructure_Report_230411.pdf

Tableau 2-1 : Flux d'hydrogène transitant par la France dans les variantes de l'étude

Configuration	Volume transitant par la France [TWh PCI]	Flux vers l'Allemagne [TWh PCI]	Flux vers la Belgique [TWh PCI]
Basse	0	0	0
Moyenne	50	50	0
Haute	150	98	52

3 Scénarios de l'étude

L'étude vise à estimer les besoins d'infrastructure hydrogène à l'horizon 2050, sur la base de scénarios contrastés intégrant différentes dimensions ayant un impact potentiel sur le développement du système hydrogène. En particulier, les dimensions suivantes font l'objet de variantes spécifiques :

- Le niveau de demande d'hydrogène,
- D'éventuels imports d'ammoniac et de carburants de synthèse pouvant se substituer à une demande locale d'hydrogène gaz pour produire ces dérivés,
- Les volumes d'hydrogène transitant par la France,
- Le mix électrique, qui dépendra des quantités d'électricité nécessaires pour produire l'hydrogène.

L'analyse se base sur quatre scénarios « centraux » combinant ces variantes ainsi que quatre scénarios étudiés en analyse de sensibilité. Les sections suivantes présentent les principales hypothèses de scénarisation différenciant les scénarios de l'étude ainsi qu'une synthèse des différences entre scénarios. Des hypothèses de modélisation détaillées sont données en annexe.

3.1 Variantes relatives à la demande d'hydrogène

L'étude s'appuie sur quatre scénarios de demande en hydrogène en 2050, issus du croisement d'hypothèses relatives d'une part au niveau de demande d'hydrogène (trajectoires de demande d'hydrogène « référence » ou « hydrogène + », tel que définies dans les scénarios des « Futurs Energétiques 2050 ») et d'autre part au recours à des imports d'ammoniac et de carburants de synthèse (variante « Autonomie », ou « Coopération », où toute la consommation d'ammoniac et carburants de synthèse est supposée importée, la consommation d'hydrogène correspondante est alors soustraite à la demande totale) :

- Scénario **Référence-Autonomie** : demande d'hydrogène suivant la variante de demande de référence des « Futurs Energétiques 2050 », soit **34,6 TWh_{H2}**
- Scénario **Référence-Coopération** : demande d'hydrogène suivant la variante de demande de référence des « Futurs Energétiques 2050 », après soustraction des demandes d'hydrogène pour la production d'ammoniac et carburants de synthèse supposés importés, soit **25,3 TWh_{H2}**
- Scénario **Ambitieux-Autonomie** : demande d'hydrogène suivant la variante de demande « hydrogène + » des « Futurs Energétiques 2050 », soit **119,7 TWh_{H2}**
- Scénario **Ambitieux-Coopération** : demande d'hydrogène suivant la variante de demande « hydrogène + » des « Futurs Energétiques 2050 », après soustraction des demandes d'hydrogène pour la production d'ammoniac et carburants de synthèse, soit **70,5 TWh_{H2}**

La modélisation prend donc en compte de potentiels imports d'hydrogène, mais uniquement sous forme de dérivés de l'hydrogène, moins coûteux à transporter (ammoniac, carburants de synthèse),

dans les variantes « Coopération »⁴. Ces imports sont scénarisés et ne résultent donc pas d'un arbitrage économique évalué dans la modélisation. On ne considère en revanche pas d'imports nets d'hydrogène sous forme gazeuse en France⁵.

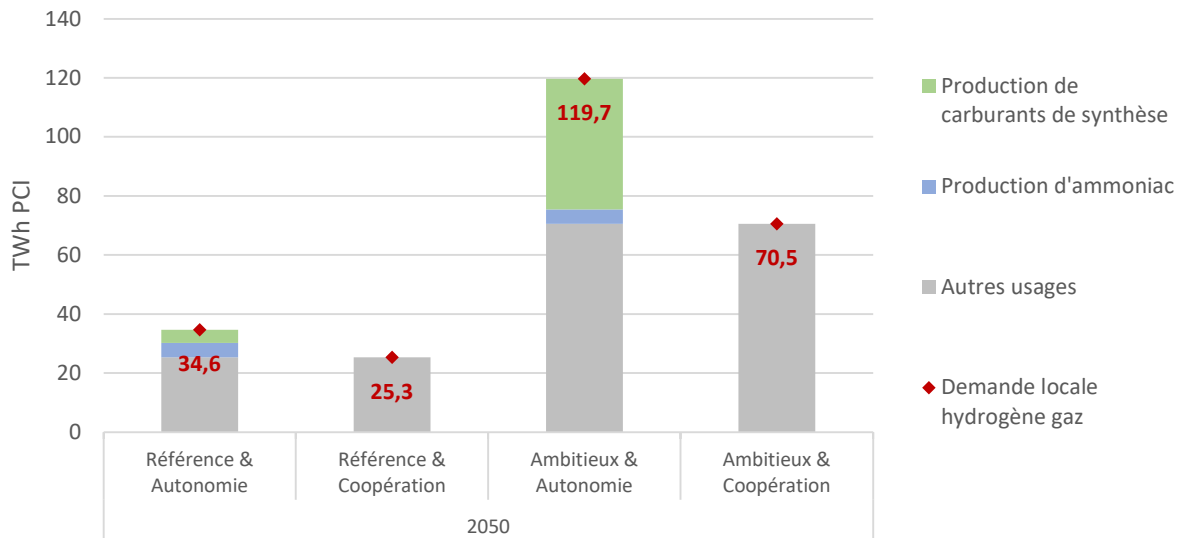


Figure 3-1: Demande locale d'hydrogène gaz dans les configurations étudiées (hors production électrique)

Les hypothèses de demande d'hydrogène, définies à la maille nationale, sont réparties à la maille régionale, sur la base de clés de répartitions définies par secteur et par type d'usage⁶. Enfin, les volumes annuels de demande finale d'hydrogène sont répartis en profils horaires de demande. Compte-tenu de l'usage majoritairement industriel et non thermosensible de l'hydrogène, des profils de consommation constants sont supposés⁷. Les cartes Figure 3-2 donnent le détail des demandes d'hydrogène par région dans les scénarios de demande étudiés.

La demande d'électricité (hors production d'hydrogène) est par ailleurs impactée par la demande d'hydrogène. Dans les deux scénarios suivant la variante de demande d'hydrogène « Référence », elle est adaptée du scénario de référence des « Futurs Énergétiques 2050 ». Dans les scénarios « Ambitieux », la demande d'électricité suit la variante « hydrogène + », la demande d'électricité

⁴ Les scénarios « Autonomie » ne supposent pas l'absence complète d'imports de ces dérivés, mais bien que la demande locale en hydrogène pour leur production suit les scénarios de RTE.

⁵ On suppose qu'un flux d'hydrogène transite par la France, le bilan d'imports/exports nets par pipeline étant équilibré. De l'hydrogène peut être soutiré localement pour satisfaire la demande d'une région française, mais les volumes soutirés doivent alors être « compensés » par ailleurs, pour conserver un bilan équilibré.

⁶ Voir annexes.

⁷ Le profil de consommation constant est appliqué à la demande d'hydrogène hors consommation des centrales thermiques fonctionnant à l'hydrogène. La consommation additionnelle d'hydrogène pour la production électrique est déterminée par le modèle et peut donc varier au cours du temps.

variant entre les deux scénarios pour certains usages où les vecteurs hydrogène et électricité sont en compétition (notamment production de chaleur industrielle)⁸.

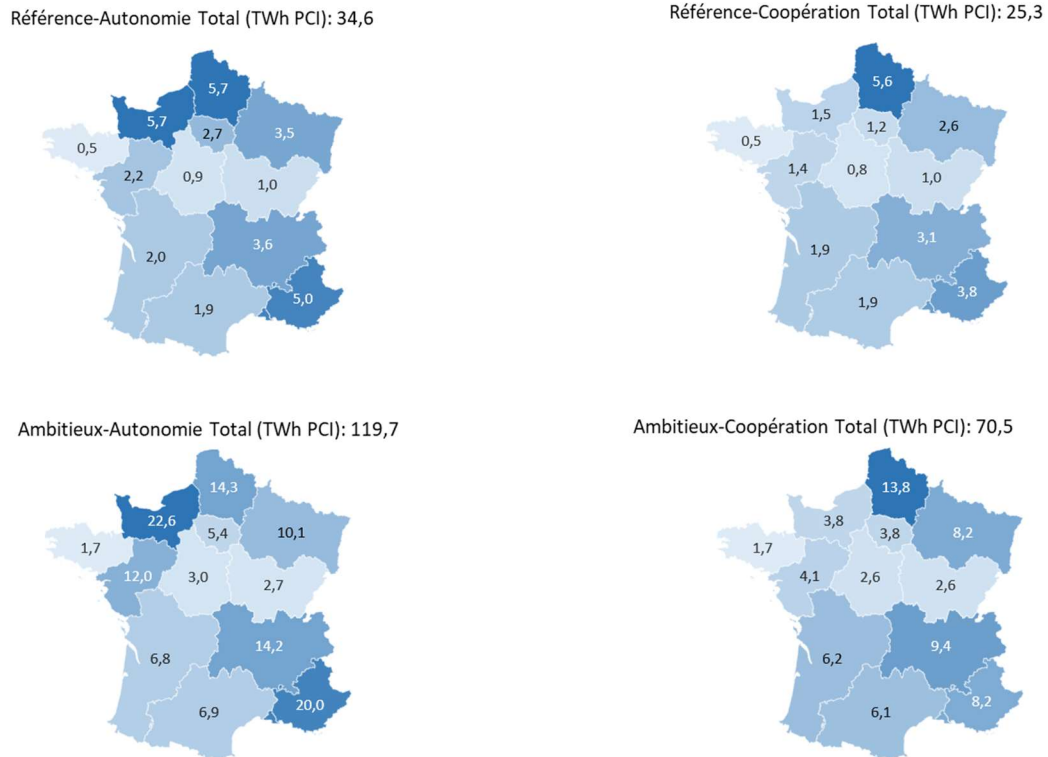


Figure 3-2 : Demande d'hydrogène par région dans les scénarios de l'étude⁹

3.2 Variations du mix électrique selon la demande d'hydrogène

Les variantes d'hypothèses de demande d'hydrogène s'accompagnent également de variantes sur le mix de production électrique, dans la mesure où une demande d'hydrogène accrue s'accompagne d'une consommation d'électricité supplémentaire pour l'électrolyse. Dans les variantes de demande « Ambitieux-Autonomie » et « Ambitieux-Coopération », l'incrément de demande d'hydrogène par rapport au scénario « Référence-Autonomie » est de l'ordre de respectivement 85 et 36 TWh H2 PCI, soit un incrément de consommation d'électricité de 118 TWh et 50 TWh¹⁰. **Il est supposé que cette consommation est assurée par un incrément des capacités de production renouvelable par rapport à la variante « Référence-Coopération »** (qui suit le scénario N2-Référence des « Futurs Energétiques 2050 »). L'incrément de production ENR correspondante est réparti entre technologies, éolien terrestre et solaire, en fonction des incréments de capacités ENR entre le scénario N2-Référence et le scénario N1-Référence, présentant des capacités ENR plus élevées dans les « Futurs Energétiques

⁸ Voir annexes.

⁹ Cartes éditées avec Bing © GeoNames, Microsoft, TomTom

¹⁰ Moyennant un rendement d'électrolyse de 0,72 TWh H2 PCI/TWh électrique (voir annexe)

2050 ». On aboutit aux capacités présentées Figure 3-3. Les capacités d'éolien offshore sont supposées constantes et suivent le scénario N2-Référence.

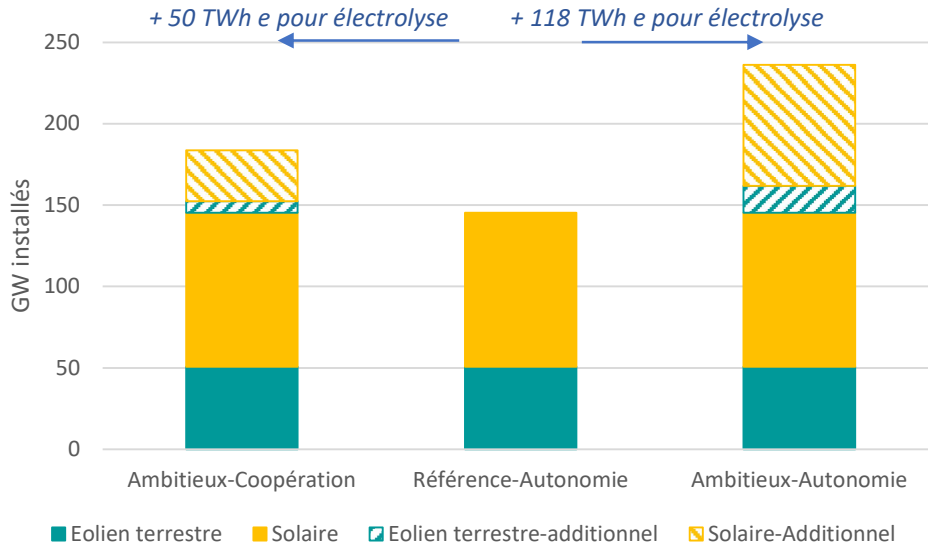


Figure 3-3: Variantes de capacités ENR selon le niveau de demande d'hydrogène

3.3 Synthèse des scénarios centraux de l'étude

Les différentes hypothèses sur le niveau de demande en hydrogène, sur les imports sous forme de dérivés, ainsi que sur les volumes d'hydrogène transitant par la France, sont combinées pour aboutir à quatre scénarios modélisés dans **Artelys Crystal Super Grid**.

L'approche proposée couple une hypothèse d'imports de dérivés d'hydrogène avec un transit par la France plus élevé (logique de coopération) menant aux quatre scénarios résumés Tableau 3-1.

Tableau 3-1: Synthèse des scénarios de l'étude

Scénario	Demande d'hydrogène	Imports d'ammoniac et dérivés	Volume d'hydrogène transitant par la France	Demande d'électricité	Mix additionnel pour électrolyse	Parc ENR
Référence-Autonomie	RTE-référence	Pas d'imports additionnels	Variante moyenne	RTE N2-référence	N/A	RTE N2-référence
Référence-Coopération	RTE-référence	100% demande ammoniac et carburants de synthèse	Variante haute	RTE N2-référence	N/A	RTE N2-référence
Ambitieux-Autonomie	RTE-hydrogène +	Pas d'imports additionnels	Variante moyenne	RTE N2-hydrogène +	Mix ENR	N2-Référence + capacités ENR additionnelles
Ambitieux-Coopération	RTE-hydrogène +	100% demande ammoniac et carburants de synthèse	Variante haute	RTE N2-hydrogène +	Mix ENR	N2-Référence + capacités ENR additionnelles

4 Résultats des scénarios

4.1 Remarques préliminaires et limitations

La partie suivante détaille les résultats de l'étude en termes de besoins d'investissements dans les infrastructures hydrogène et électriques, ainsi que les résultats relatifs à l'opération optimale du système. L'approche de modélisation employée présente des limites qu'il convient de rappeler avant d'analyser les résultats obtenus.

- La modélisation considère des simplifications dans la représentation des échanges d'énergie. En particulier, les réseaux de distribution ne sont pas modélisés, ni pour l'électricité, ni pour l'hydrogène, chaque région étant modélisée comme un nœud agrégé auquel s'applique l'équilibre production/consommation d'hydrogène et d'électricité. La représentation des pipelines hydrogène est simplifiée par une approche de type marché et n'intègre pas de considérations hydrauliques et de représentation des systèmes de compression, les flux d'énergie sont limités par les capacités d'échanges interrégionales ainsi que des limites de taux de variation horaire des flux.
- Le réseau électrique de transport est également représenté de manière simplifiée par des capacités d'échange entre régions.
- La modélisation ne prend pas en compte de contraintes techniques ou d'éventuels surcoûts liés à l'opération flexible des électrolyseurs (par exemple éventuelle usure prématurée des électrolyseurs). Il est à noter que cette simplification est commune dans ce type de modélisations. En revanche, l'impact économique lié à un moindre amortissement des infrastructures résultant de facteurs de charge potentiellement faibles est bien pris en compte, étant donné que la modélisation optimise à la fois les capacités et l'utilisation des infrastructures.
- L'approche retenue dans les scénarios modélisés considère que la France n'exporte et n'importe pas d'hydrogène sous forme gaz (à l'exception des volumes transitant par la France). Seuls des imports de dérivés liquides (et sans reconversion vers de l'hydrogène gaz comme envisagé par certains pays), ne transitant donc pas par les infrastructures de stockage et transport d'hydrogène gaz, sont considérés. Cette approche reposant sur un recours limité à des importations d'hydrogène gaz est cohérente avec les orientations nationales au début de l'étude. Le fait que la France s'ouvre plus récemment à d'éventuels imports d'hydrogène¹¹, notamment via l'infrastructure H2Med, pourrait impacter les résultats. Les besoins de stockage pourraient être impactés s'il pouvait y avoir des opportunités de stocker en France de l'hydrogène consommé dans les pays voisins, ou inversement. Néanmoins, de tels arbitrages entre production locale et imports d'hydrogène sont difficiles à prendre en compte

¹¹https://hydrogentoday.info/france-importations-hydrogene/?utm_source=mailpoet&utm_medium=email&utm_campaign=nouvel-article-sur-hydrogen-today_10

dans les modélisations réalisées dans le cadre de cette étude, compte-tenu en particulier des fortes incertitudes sur les prix auquel l'hydrogène pourrait être importé.

- Les coûts d'investissement dans les infrastructures hydrogène sont soumis à des incertitudes significatives, et dépendront vraisemblablement du niveau de développement de la filière hydrogène.

Par ailleurs, dans les résultats qui suivent, sauf mention contraire, les conventions suivantes sont utilisées :

- La convention du Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) est utilisée pour décrire les quantités d'hydrogène en termes d'énergie,
- Les puissances d'électrolyse sont exprimées en termes de quantité d'hydrogène produite, et non pas en termes de puissance électrique consommée.

4.2 Besoins d'infrastructures hydrogène

4.2.1 Transport de l'hydrogène

Dans les différents scénarios, l'hypothèse est faite d'un transit d'hydrogène exogène depuis l'Espagne vers l'Allemagne (dans tous les scénarios) et la Belgique (dans les scénarios « Coopération » suivant la variante de transit haut). Ce transit d'hydrogène se traduit dans tous les scénarios par le développement d'une « dorsale » de transit d'hydrogène sur l'axe reliant le Sud-Est au Nord-Est de la France¹² (Figure 4-1, les cartes représentent le réseau hydrogène, ainsi que les imports et exports nets des différentes régions. Les flèches représentent le sens des flux d'hydrogène, les régions exportatrices apparaissent en bleu).

Dans les deux scénarios suivant les variantes de demande d'hydrogène les plus faibles (Référence-Autonomie et Référence-Coopération), **le réseau hydrogène ne se développe pas ou très peu**, seule la dorsale de transit (dont le développement dans la modélisation est contraint par l'hypothèse exogène de transit) se développant (à l'exception d'un pipeline entre les régions Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes dans le scénario Référence-Autonomie).

On observe néanmoins que la présence de la dorsale permet une dynamique de flux entre régions situées sur la dorsale, s'ajoutant au flux d'hydrogène transitant. Cette flexibilité apportée par la dorsale se traduit par un surdimensionnement ou sous-dimensionnement local de la dorsale par rapport au flux transitant via la France. En effet, les capacités minimales requises de la dorsale pour assurer le transit sont respectivement de 5,7 GW et 17,1 GW à chaque frontière interrégionale selon que le transit est de 50 TWh ou 150 TWh (en supposant un flux constant), mais les capacités observées sont de 5.4-10.1 GW dans les scénarios Autonomie (transit de 50 TWh) et 17-22.2 GW dans les scénarios

¹² On rappelle que, si l'existence de la dorsale résulte des contraintes exogènes de flux d'hydrogène transitant par la France, la répartition de ce flux en France, et donc le tracé de la dorsale, résultent de l'optimisation du système.

Coopération (transit de 150 TWh). Par rapport aux capacités minimale requises, le surdimensionnement/sous-dimensionnement de la dorsale est donc compris, suivant les scénarios de demande entre [-0.3 GW, +4.4 GW] dans les cas « Autonomie » et [-0.14 GW, +5.1GW] dans les cas « Coopération ».

Dans les scénarios Référence-Autonomie et Référence-Coopération, la région Auvergne-Rhône-Alpes exporte ainsi un excédent de production d'hydrogène vers les régions Bourgogne-Franche-Comté et Grand-Est, et compense également les volumes d'hydrogène soutirés depuis la dorsale par la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur. Les autres régions produisent localement tout l'hydrogène consommé, n'étant reliées à aucun réseau.

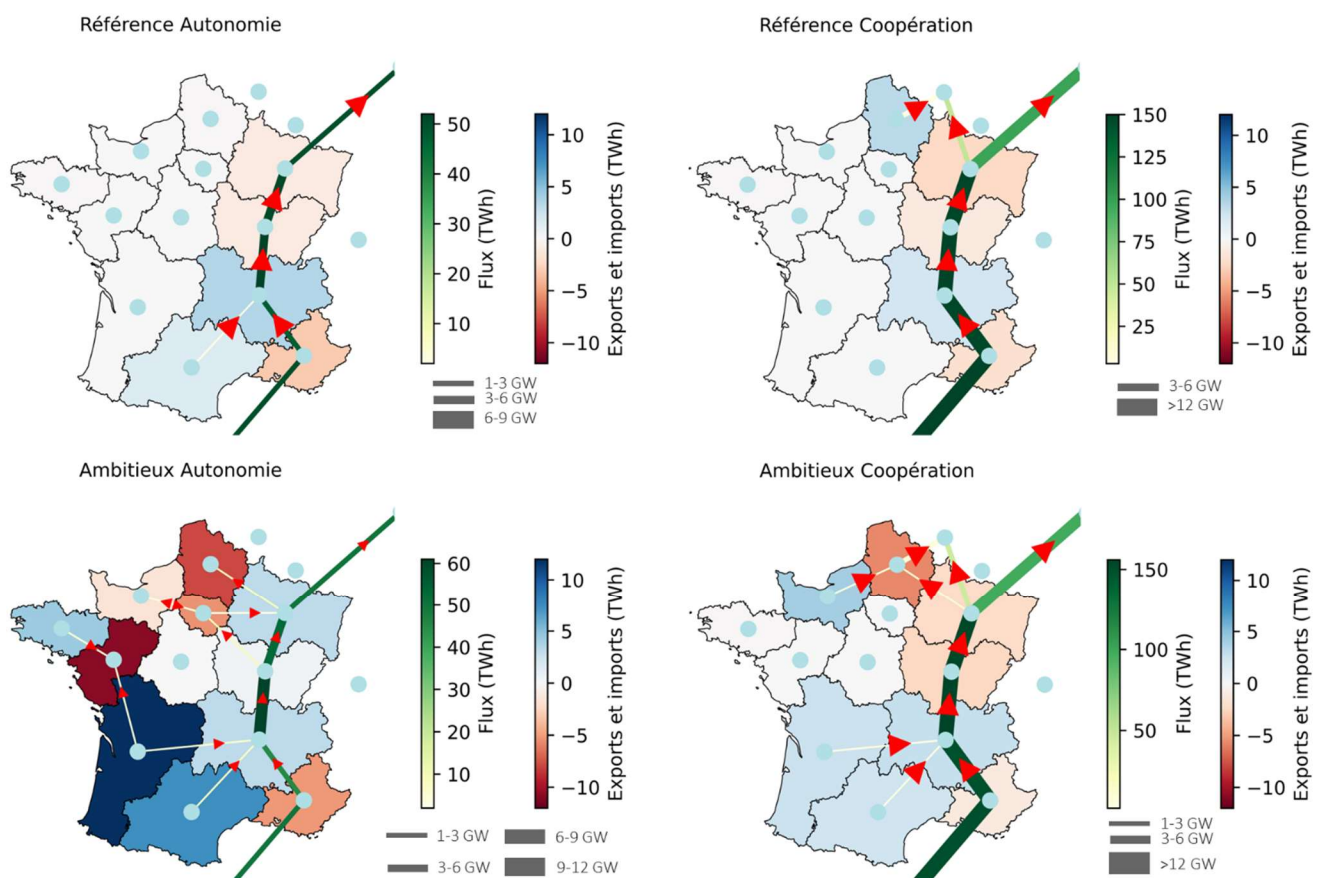


Figure 4-1: Structure du réseau hydrogène interrégional dans les différents scénarios

Dans le scénario Référence-Autonomie, un axe secondaire se développe également, permettant à la région Occitanie d'exporter de l'hydrogène vers la dorsale.

Dans les scénarios Ambitieux, cet axe secondaire est également complété par un axe reliant la région Nouvelle-Aquitaine à la dorsale de transit d'hydrogène, en lien avec les fortes productions ENR dans ces deux régions. Enfin, dans ces scénarios, il se développe également un réseau secondaire reliant à la dorsale les régions du Nord/Nord-Ouest de la France présentant des demandes d'hydrogènes importantes. En particulier, dans le scénario Ambitieux-Autonomie, les régions Normandie, Ile-de-France et Hauts-de-France sont importatrices d'hydrogène. Dans le scénario Ambitieux-Coopération,

la demande de la région Normandie diminue significativement du fait de l'import de dérivés d'hydrogène se substituant à la production locale d'ammoniac et carburants de synthèse ; une part de la production de la région est alors exportée vers la région Hauts-de-France.

Les volumes d'hydrogène échangés entre les régions sont faibles par rapport à ceux transitant sur la dorsale. En effet, dans les différents scénarios, les volumes d'hydrogène transitant dans les pipelines situés hors de la dorsale sont de l'ordre de 1,7 à 9 TWh par pipeline. Les axes secondaires du réseau hydrogène présentent donc des capacités plus faibles que le long de la dorsale, de l'ordre de quelques gigawatts en comparaison d'ordres de grandeur de 5-20 GW sur la dorsale, selon l'hypothèse de transit. Le tableau suivant indique pour chacun des scénarios la capacité totale agrégée de pipelines hydrogène internes (sommant les capacités à toutes les frontières entre régions) ainsi que le flux total échangé. Afin d'isoler une part des flux attribuables aux besoins du système français et non au transit, deux valeurs comprenant ou non les capacités le long de la dorsale reliant la région Provence-Alpes-Côte-D'azur à la région Grand-Est sont indiquées :

- « Dorsale » représente la capacité agrégée des trois pipelines interrégionaux situés le long de l'axe Sud-Est Nord-Est, et qui sont principalement attribuables au besoin d'infrastructure pour assurer le transit d'hydrogène
- « Interrégional hors dorsale » représente la capacité agrégée de tous les autres pipelines interrégionaux ainsi que les flux associés, principalement attribuables aux échanges entre régions françaises
- « Capacité minimale dorsale » représente le dimensionnement minimal de la dorsale qui permettrait d'assurer le transit d'hydrogène (à flux constant), agrégeant les capacités interrégionales. Cela représente le dimensionnement qui serait obtenu si aucun flux additionnel (attribuable aux échanges entre régions françaises) ne transitait par la dorsale
- « Transit H2 » représente le flux **agrégé** qui transiterait par la dorsale en l'absence de flux additionnel au transit d'hydrogène, cela correspond au volume d'hydrogène transitant par la France (50 ou 150 TWh) multiplié par le nombre de pipelines interrégionaux sur l'axe de la dorsale (3).

Tableau 4-1 : Capacité du réseau hydrogène dans les différents scénarios

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Référence-Autonomie	Interrégional hors dorsale	1,2	1,7
	Dorsale	17,7	150,0
	Total	18,9	151,7
	Transit H2	N/A	150,0
	Capacité minimale dorsale	17,1	N/A
Référence-Coopération	Interrégional hors dorsale	-	-
	Dorsale	57,0	447,4
	Total	57,0	447,4
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A
Ambitieux-Autonomie	Interrégional hors dorsale	14,2	51,0
	Dorsale	24,0	158,9
	Total	38,2	209,9
	Transit H2	N/A	150,0
	Capacité minimale dorsale	17,1	N/A
Ambitieux-Coopération	Interrégional hors dorsale	6,0	17,6
	Dorsale	56,6	459,3
	Total	62,6	476,9
	Transit H2	N/A	450
	Capacité minimale dorsale	51,37	N/A

4.2.2 Capacités d'électrolyse

Les investissements dans les capacités d'électrolyse sont optimisés pour chaque région dans les différents scénarios. Les Figure 4-2 et Figure 4-3 donnent le détail des capacités d'électrolyse installées dans chaque scénario ainsi que des résultats détaillés par région.

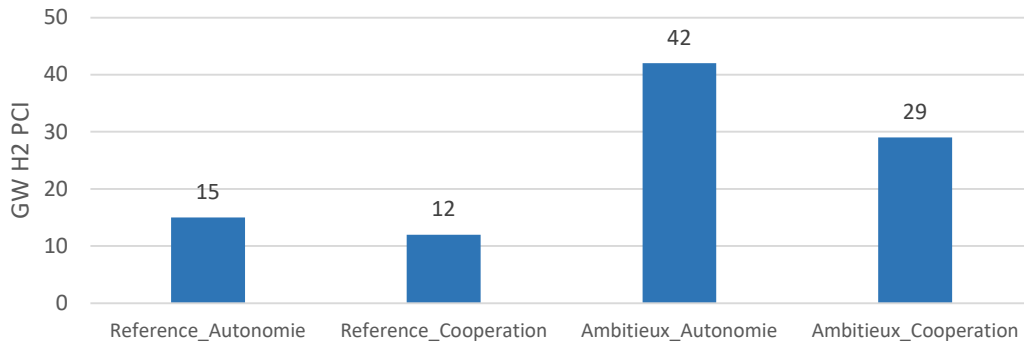


Figure 4-2: Capacités d'électrolyse en France

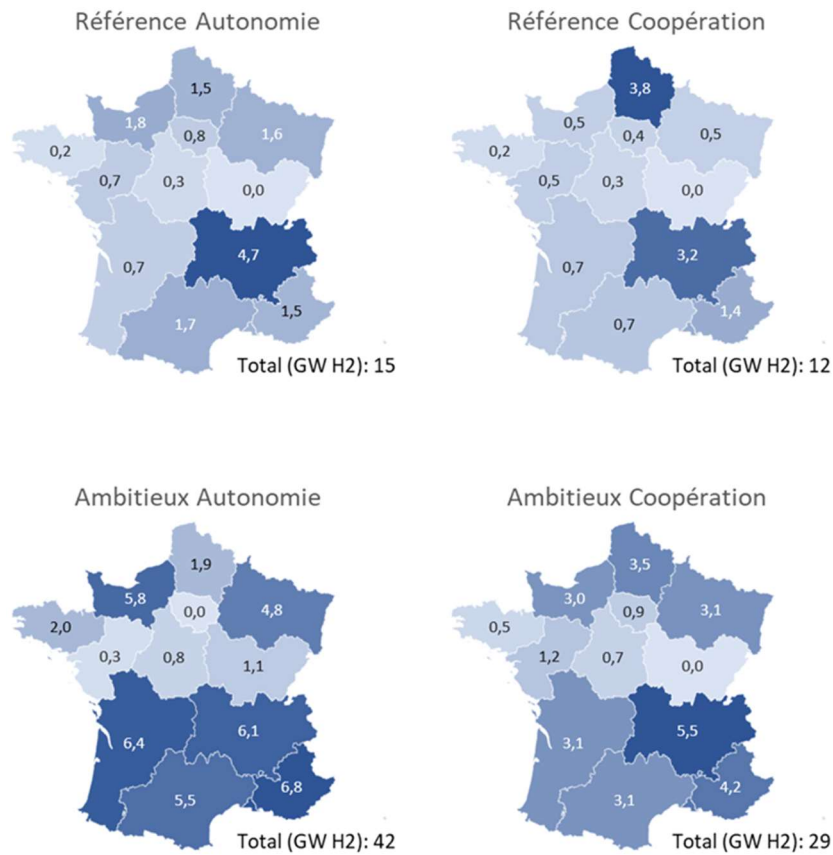


Figure 4-3: Capacités d'électrolyse par région (MW H2 PCI)

Les capacités d'électrolyse varient de 12 GW H2 PCI à 42 GW H2 PCI (soit 17 GW à 58 GW électrique) dans les différents scénarios. De la même manière que pour les productions d'hydrogène, les capacités d'électrolyse sont importantes en région Auvergne-Rhône-Alpes ainsi que dans les régions Occitanie et Nouvelle-Aquitaine dans les scénarios Ambitieux. Les scénarios Référence présentent une distribution des capacités d'électrolyse plus homogène compte-tenu du plus faible développement du réseau en dehors de la dorsale.

En particulier, dans les scénarios Ambitieux, les capacités de production se concentrent à la fois dans les régions du Sud, globalement exportatrices d'hydrogène, et dans certaines régions du Nord,

globalement importatrices mais présentant également de fortes demandes et donc de fortes productions locales d'hydrogène.

4.2.3 Stockage de l'hydrogène

Les investissements dans les capacités de stockage sont optimisés dans chaque région. Deux types de stockage sont considérés.

Le **stockage géologique, en cavité saline**, est optimisé en prenant en compte des limites de potentiel par région¹³. En particulier, dans les hypothèses retenues, seules les régions Auvergne-Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte-D'azur disposent de potentiels. Le **stockage en surface, en cuve pressurisée** est disponible dans toutes les régions, sans limite de potentiel mais présente des coûts d'investissement très supérieurs. Les Figure 4-4, Figure 4-5 et Figure 4-6 détaillent respectivement les capacités installées de stockage en cavité saline et de stockage hors-sol dans les différents scénarios.

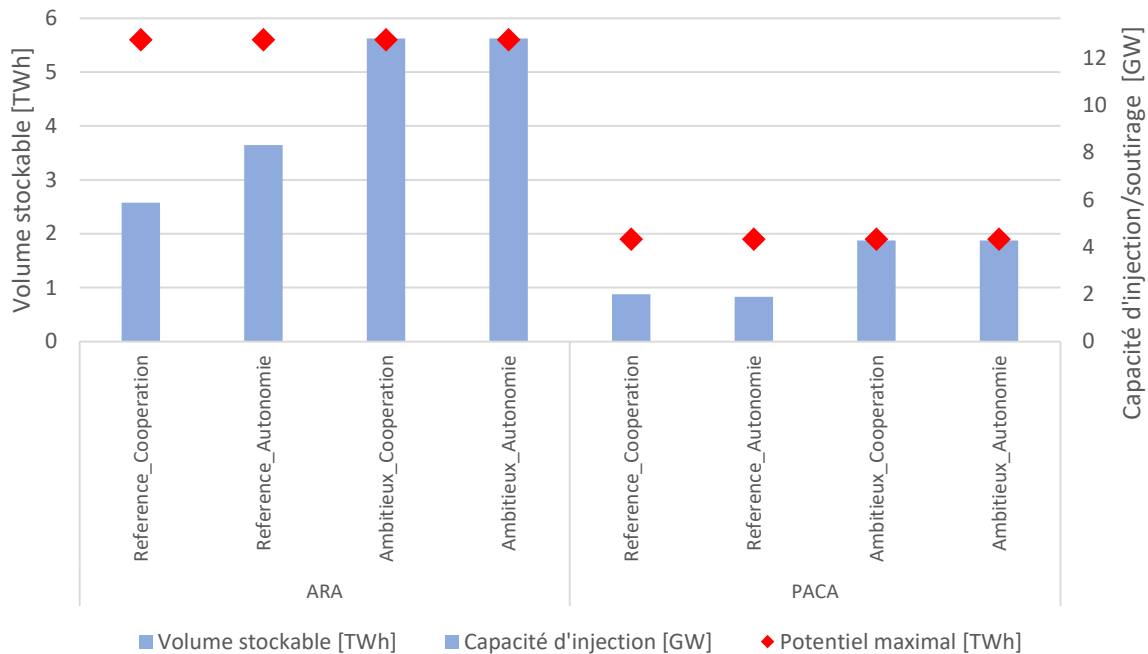


Figure 4-4: Capacités installées de stockage en cavité saline (en volumes stockables et capacités d'injection et soutirage)

¹³ Détail des hypothèses en annexes 7.3.4

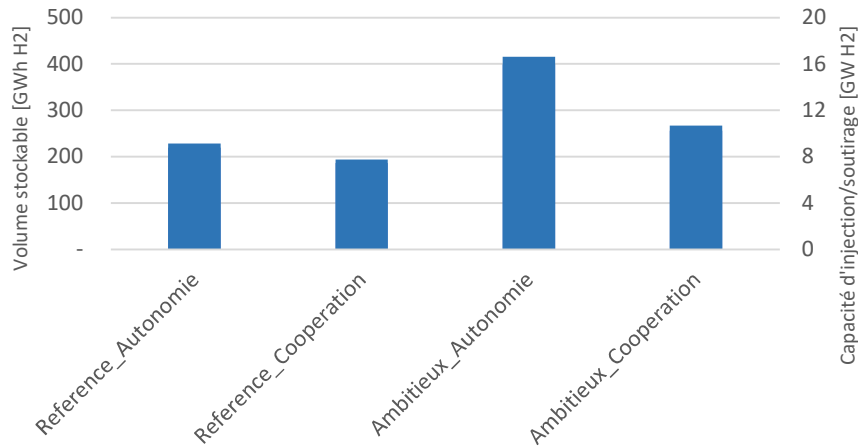


Figure 4-5: Capacités installées de stockage en surface (en volumes stockables et capacités d'injection et soutirage)

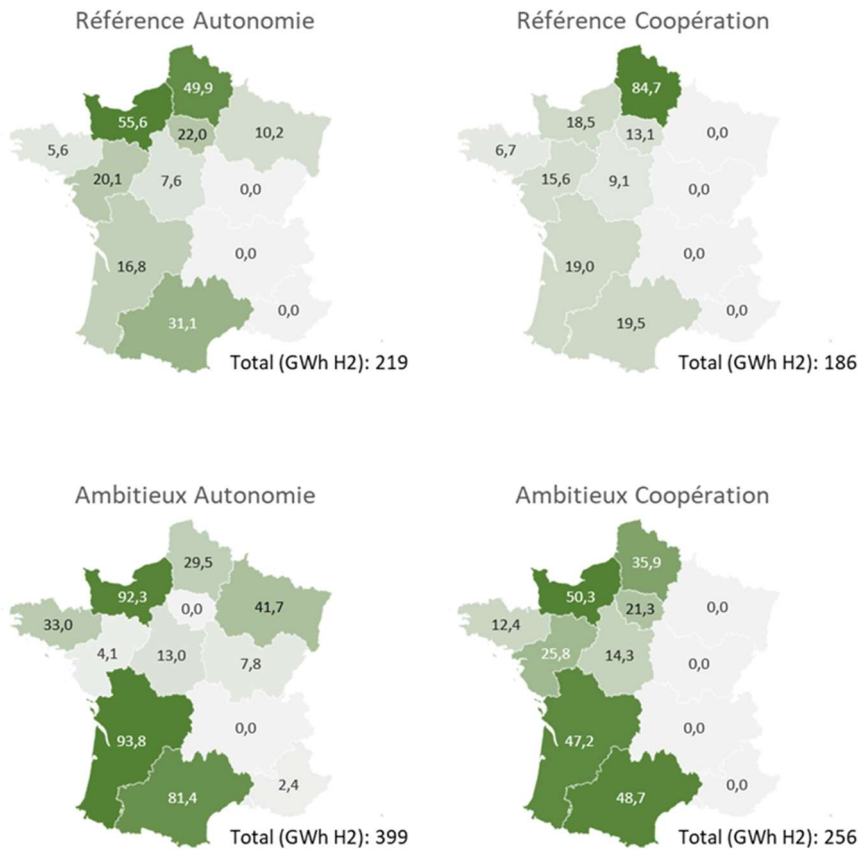


Figure 4-6: Capacités installées de stockage en surface par région (en capacités d'injection et soutirage)

Les volumes de stockage en cavité saline installés sont d'autant plus importants que la production nationale d'hydrogène est élevée, avec un volume stockable total variant de 3,5 TWh à 7,5 TWh H2 (soit de l'ordre de 100-230 kt H2). En particulier, dans les deux scénarios Ambitieux, le potentiel maximal considéré dans l'étude pour le développement des sites de stockage géologique est atteint.

Il est à noter que le potentiel de stockage géologique supposé est un potentiel technique identifié par les opérateurs de stockage, dont la disponibilité effective n'est pas assurée. En particulier, des incertitudes persistent sur la disponibilité des cavités salines en stockage méthane pour une conversion à l'hydrogène, ces sites de stockage pouvant rester nécessaires à l'horizon 2050 pour le stockage méthane (notamment biométhane et méthane de synthèse) du fait de leurs capacités de cyclage élevées¹⁴. Dans la variante Référence-Autonomie, le besoin identifié de 4,5 TWh pourrait être atteint sans recourir à la conversion de l'intégralité des cavités salines en stockage méthane. Dans les scénarios « Ambitieux », le potentiel de volume stockable supposé est atteint, des capacités additionnelles pourraient donc être économiquement viables si elles étaient disponibles dans la modélisation.

Le stockage en surface de l'hydrogène se développe également dans l'ensemble des scénarios, mais représente des volumes d'hydrogène stockable inférieurs d'un ordre de grandeur aux volumes stockables en cavités salines, avec de l'ordre de 200 GWh à 400 GWh, soit de l'ordre de 6-12 kt H₂¹⁵.

La répartition géographique des capacités de stockage en surface montre une complémentarité avec le stockage en cavité saline. Ainsi, dans les régions de l'Est de la France, disposant de cavités salines, ou connectées via la dorsale de transit aux cavités salines, le stockage en surface se développe peu. Le stockage en surface se développe également en corrélation avec les capacités d'électrolyse et les productions d'hydrogène par région. Ainsi, dans les scénarios Référence où une majorité de régions ont une tendance à produire l'hydrogène localement (compte-tenu du plus faible développement des capacités d'échange d'hydrogène), les capacités sont réparties de manière plus homogène que dans les scénarios Ambitieux où elles se concentrent dans les régions du Sud-Ouest, exportatrices d'hydrogène, et les régions Normandie et Hauts-de-France où sont localisés les principaux centres de demande d'hydrogène.

Par ailleurs, du fait de capacités de cyclages plus élevées, le stockage en surface présente une capacité d'injection et soutirage totale d'ordre de grandeur comparable aux cavités salines, avec respectivement 8 GW à 17 GW pour le stockage salin et pour le stockage en surface, pour des volumes stockables inférieurs d'un ordre de grandeur.

4.3 Investissements dans les infrastructures électriques

¹⁴ Voir notamment Commission de Régulation de l'Énergie, 2023, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone ».

¹⁵ Il est à noter qu'une installation de stockage en cuve de l'hydrogène stocke typiquement de l'ordre de la centaine de kilogrammes à la dizaine de tonnes d'hydrogène. Par ailleurs, les installations sont soumises à la réglementation Seveso, à partir de 5 tonnes pour le seuil bas et 50 tonnes pour le seuil haut. L'acceptabilité sociale de telles installations reste donc incertaine.

La modélisation prend en compte les impacts de l'évolution du mix de production électrique ainsi que du développement de la filière hydrogène sur les besoins d'infrastructures électriques interrégionales. En particulier, les options d'investissement suivantes sont considérées pour le système électrique :

- Renforcement des capacités d'échanges interrégionales par rapport à la situation historique,
- Stockage électrique par batterie,
- Centrales thermiques de pointe fonctionnant à l'hydrogène

Le besoin de renforcement des capacités d'échange d'électricité interrégionales est évalué par rapport à la situation actuelle, il n'a pas été construit de scénario « toile de fond » correspondant à une vision d'un système 2050 sans électrolyse : la modélisation optimise directement à horizon 2050 les renforcements d'infrastructures par rapport à la situation historique actuelle pour chacun des scénarios. Elle prend donc en compte à la fois les impacts potentiels du développement de la filière hydrogène et ceux de l'accroissement des capacités électriques hors demande hydrogène pour répondre aux besoins d'infrastructures électriques interrégionales.

La Figure 4-7 représente les renforcements des capacités d'échange interrégionales agrégées par rapport à l'historique dans les différents scénarios étudiés. Ces renforcements sont de l'ordre de 66% à 81% des 52 GW de capacités historiques actuelles, c'est-à-dire des renforcements agrégés de l'ordre de 35-40 GW supplémentaires.

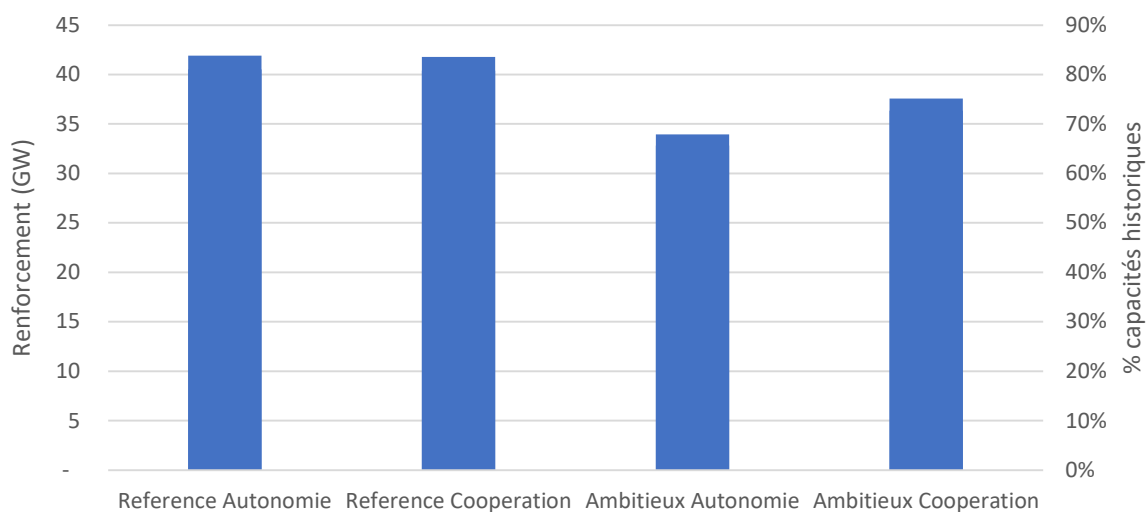


Figure 4-7: Renforcements des capacités d'échanges interrégionales d'électricité par rapport au réseau historique

On constate en comparant les différents scénarios, que les besoins de renforcement du réseau électrique interrégional sont d'autant moins importants que le réseau hydrogène est développé. En particulier, dans le scénario Ambitieux-Autonomie où le réseau hydrogène est le plus développé, les renforcements du réseau électrique sont réduits de l'ordre de 8 GW par rapport aux scénarios suivant la variante de demande d'hydrogène de référence. Le transport d'énergie sous forme d'hydrogène réduit ainsi les besoins d'infrastructures de transport d'électricité.

La Figure 4-8 présente la répartition des besoins de renforcements des capacités d'échanges interrégionales identifiées dans les différents scénarios étudiés (en GW ajoutés sur chaque frontière entre régions). On constate que la répartition de ces renforcements est similaire entre les différents scénarios. Cela reflète le fait que les besoins de renforcement du réseau identifiés sont liés, au premier ordre, aux effets de l'évolution de la répartition des capacités de production d'électricité par rapport à l'historique (raccordement de nouvelles capacités ENR et nucléaires, fermetures de certaines centrales nucléaires). Les effets liés au système hydrogène impactent ces renforcements, mais dans une moindre mesure. La baisse des besoins de renforcement dans les scénarios Ambitieux traduit la flexibilité apportée au système électrique par les infrastructures de transport et stockage d'hydrogène.

Par ailleurs, les résultats de modélisation ne font pas apparaître des investissements significatifs dans les batteries et les capacités de centrales hydrogène.

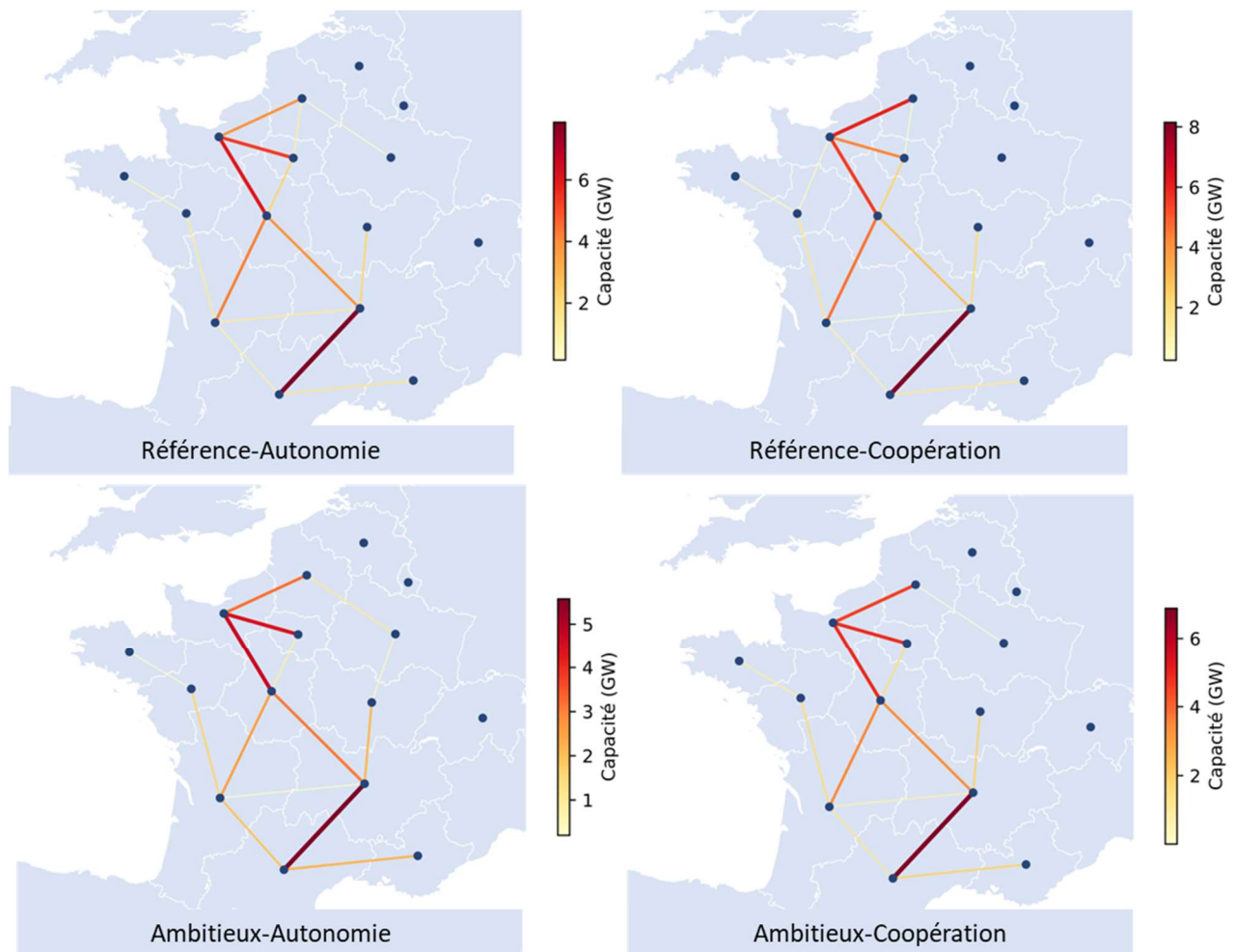


Figure 4-8: Répartition des renforcements des capacités interrégionales historiques

4.4 Opération optimale du système hydrogène

La modélisation permet d'analyser l'opération du système au pas de temps horaire et d'identifier des dynamiques de couplage entre les systèmes électrique et hydrogène.

Le fonctionnement des électrolyseurs au pas de temps horaire est optimisé compte-tenu des variations horaires de la demande résiduelle d'électricité, de la demande d'hydrogène et des capacités de stockage d'hydrogène installées. La Figure 4-9 détaille les facteurs de charges des électrolyseurs par région ainsi que le facteur de charge national moyen (pondéré par les capacités de chaque région) dans les différents scénarios. Ces résultats montrent que les électrolyseurs sont opérés de manière flexible, des facteurs de charge moyens de 26% à 33% sont observés, d'autant plus élevés que la production totale d'hydrogène est élevée. Compte-tenu du profil de demande d'hydrogène supposé constant, cette flexibilité dans l'opération des électrolyseurs est permise par les capacités de stockage installées.

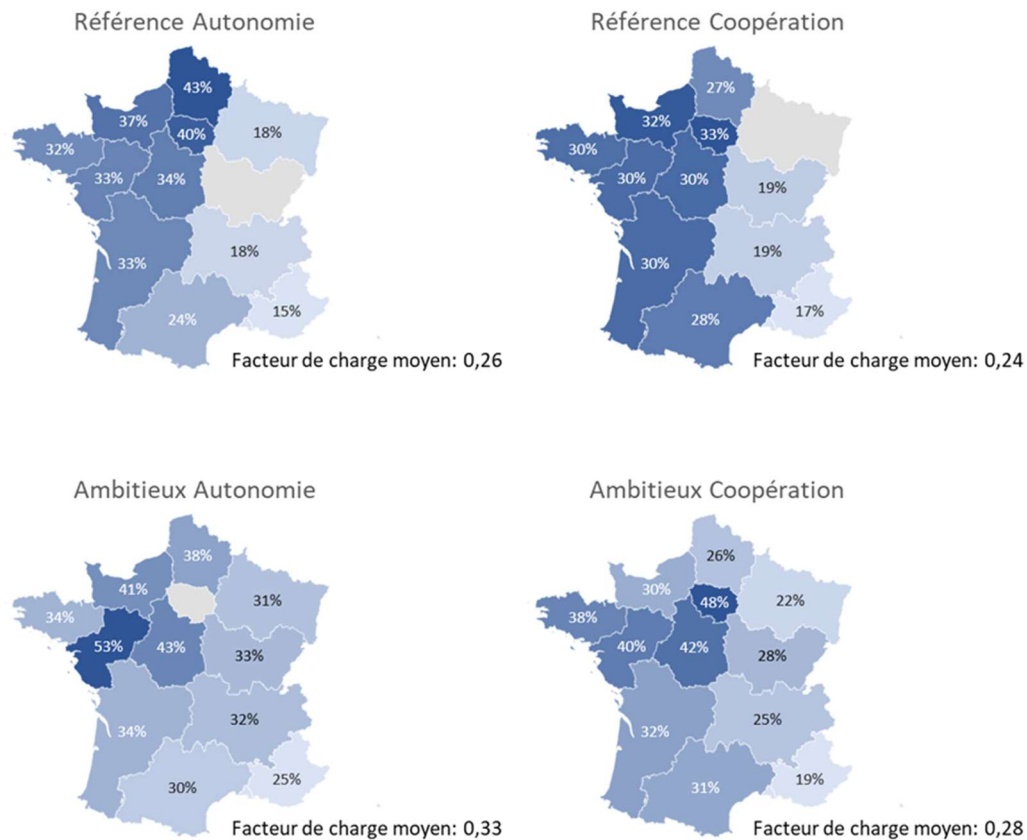


Figure 4-9: Facteur de charges des électrolyseurs dans les différents scénarios

Les facteurs de charge des électrolyseurs illustrent également une corrélation entre l'opération des électrolyseurs et les profils de production des ENR variables¹⁶. Par exemple :

¹⁶ On rappelle que dans les variantes de demande d'hydrogène élevée, on suppose l'ajout de capacités ENR par rapport au scénario N2 Référence de RTE, produisant à la maille annuelle l'équivalent de la consommation additionnelle des électrolyseurs.

- La région Pays de la Loire présente une forte composante éolienne offshore dans son mix électrique, et un facteur de charge des électrolyseurs de 53%, très supérieur à la moyenne nationale, dans le scénario Ambitieux-Autonomie,
- La région Provence-Alpes-Côte-d'Azur présente dans l'ensemble des scénarios les facteurs de charge d'électrolyse les plus faibles, en corrélation avec une forte composante solaire dans son mix de production électrique.

L'opération flexible des électrolyseurs est permise par les capacités de stockage, locales ou connectées par le réseau hydrogène. Le fonctionnement des stockages d'hydrogène peut être analysé en calculant un taux de cyclage des stocks, correspondant à la production annuelle des stocks rapportée aux volumes stockables, assimilable à un taux d'utilisation des stocks (Figure 4-10). Les taux de cyclage sont de l'ordre de deux à quatre cycles annuels pour les stockages en cavité saline, et de l'ordre de cinquante à quatre-vingt cycles annuels pour les stockages en surface.

Les taux de cyclage sont par ailleurs d'autant plus importants que la production d'hydrogène nationale est élevée. Ainsi, dans le scénario Ambitieux-Autonomie, où la demande d'hydrogène est de 120 TWh, les stocks hydrogène et les électrolyseurs sont les plus utilisés.

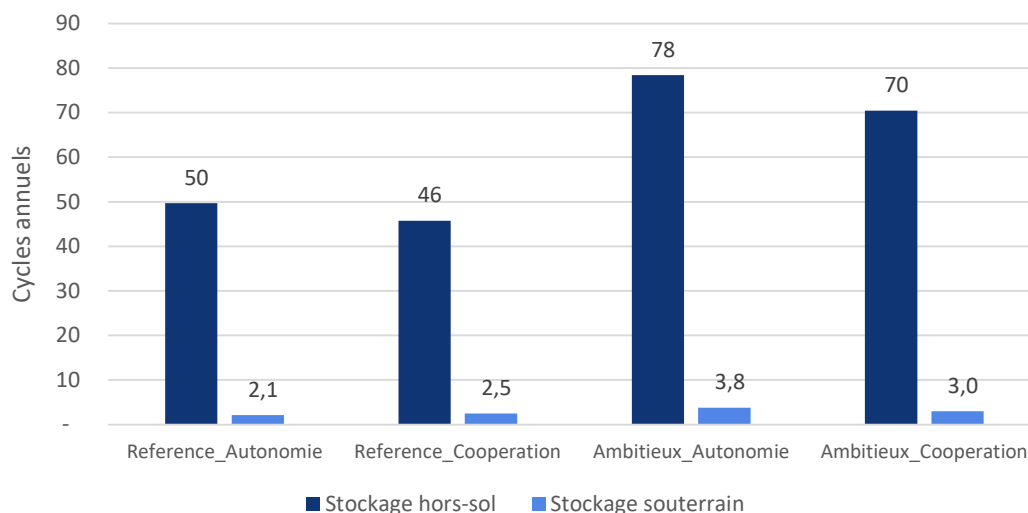


Figure 4-10: Taux de cyclage annuel des stockages d'hydrogène par technologie (en cycles annuels)

Les stockages en surface ont un taux de cyclage élevé et stockent l'hydrogène à court-terme. La Figure 4-11 présente un exemple de dynamique horaire de production d'hydrogène et d'électricité dans le scénario Ambitieux-Autonomie en région Nouvelle-Aquitaine, disposant de capacités de stockage en surface. Les courbes rouges représentent les niveaux respectifs de demande d'hydrogène et d'électricité. Les électrolyseurs fonctionnent lors des pics de production solaire, un surplus de production d'hydrogène est stocké et restitué lors heures de faible production solaire. Le fonctionnement flexible des électrolyseurs, associé au stockage de l'hydrogène participe ainsi à intégrer les pics de production solaire.

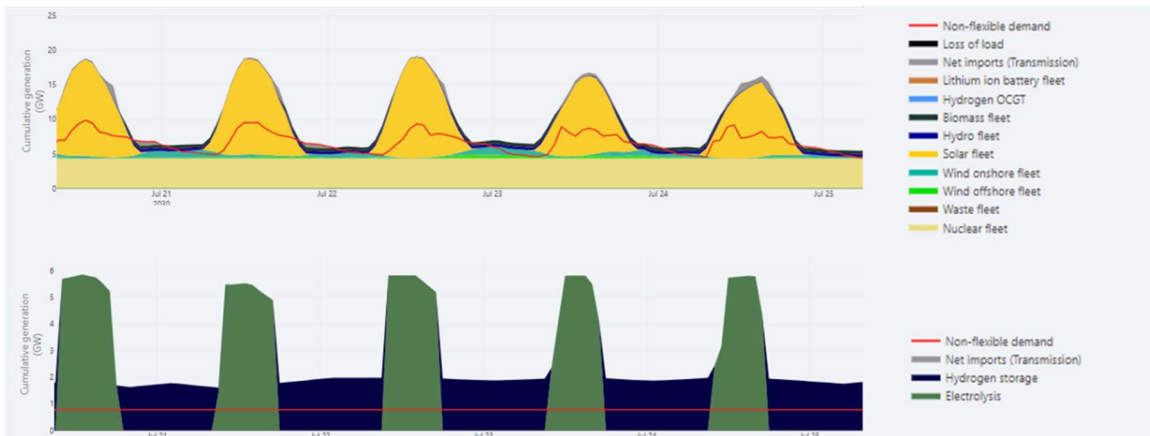


Figure 4-11: Exemple d'opération conjointe des systèmes hydrogène et électrique en Nouvelle Aquitaine (scénario Ambitieux-Autonomie)

Les stockages en cavité saline ont un taux de cyclage plus contraint et adoptent des dynamiques de fonctionnement plutôt long terme. La Figure 4-12, illustrant le niveau de remplissage des cavités salines dans le scénario Référence-Autonomie (affichés en moyennes hebdomadaires) fait apparaître divers effets saisonniers :

- Le niveau de stockage augmente en été, en corrélation notamment d'une part avec l'augmentation de la production solaire, et d'autre part avec la baisse de la demande en électricité pour le chauffage laissant plus de volumes d'électricité disponibles pour la production d'hydrogène,
- Des pics de production éolienne résultent en un remplissage rapide des stocks (par exemple, les deux dernières semaines de l'année présentent des forts niveaux de production éolienne dans ce scénario) qui se traduisent par un remplissage rapide des stocks sur cette période

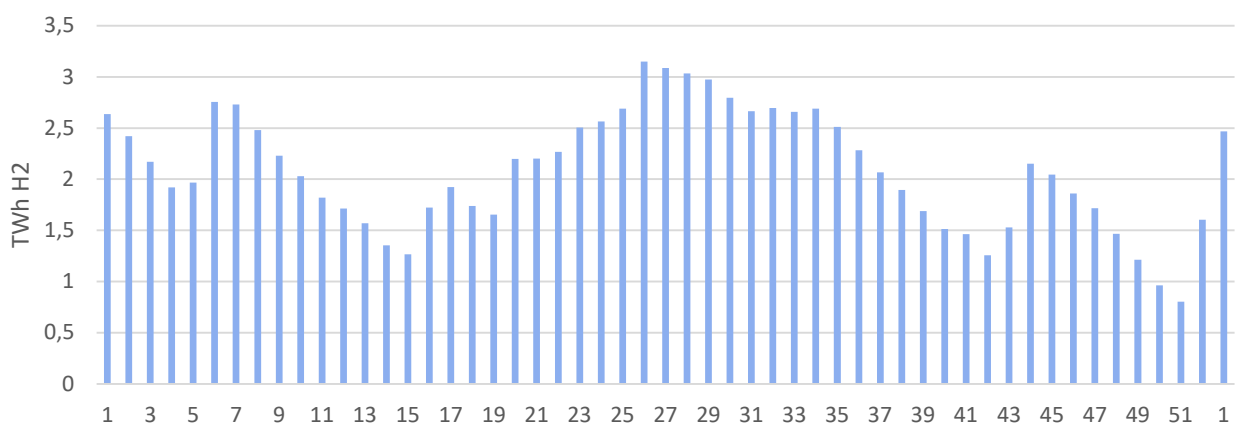


Figure 4-12: Niveau de remplissage des stocks hydrogène en cavité saline (scénario Référence-Autonomie)

On observe donc une complémentarité entre le stockage en surface, permettant de stocker l'hydrogène à court-terme et opéré notamment en corrélation avec la production solaire, et le stockage géologique, opéré de manière saisonnière.

4.5 Coûts d'investissements dans les infrastructures

L'indicateur traité dans cette section considère les coûts d'investissement dans le système, il comptabilise les coûts d'investissements annuels induits par le développement du système électrique et du système hydrogène. Du fait du couplage entre les deux vecteurs, pour certaines technologies, la modélisation ne permet pas d'attribuer strictement les investissements au système électrique ou au système hydrogène. Les technologies considérées incluent :

- Electrolyseurs,
- Stockage d'hydrogène (géologique ou en surface),
- Transport d'hydrogène (incluant la dorsale de l'Espagne vers l'Allemagne – exceptés les pipelines d'exports et d'imports d'hydrogène),
- Renforcement du réseau de transport électrique : ces coûts désignent les renforcements du réseau électrique établis par rapport à l'historique, la modélisation ne permet pas de distinguer explicitement des renforcements liés au système hydrogène de ceux liés au déploiement de nouvelles capacités électriques, l'ensemble est donc comptabilisé ici.
- Turbines à combustion à hydrogène (CCGT et OCGT)
- Capacités renouvelables :
 - o Les électrolyseurs soutirant sur le réseau, la modélisation ne permet pas d'attribuer explicitement des investissements dans les capacités de production électrique au système hydrogène. Néanmoins, à titre indicatif, et afin de donner un ordre de grandeur des investissements liés au système hydrogène, il est proposé d'isoler une partie des capacités ENR correspondant à la consommation annuelle des électrolyseurs dans chaque scénario¹⁷
 - o On sépare donc les investissements dans les ENR entre d'une part une « base » commune à tous les scénarios, et d'autre part des capacités « additionnelles » d'autant plus importantes que la demande d'hydrogène est élevée¹⁸.
- Capacités nucléaires : investissements dans le parc nucléaire, commun à tous les scénarios (EPR2)

¹⁷ En conservant la répartition entre technologies solaire/éolien du mix global. Il s'agit de la même approche que l'approche utilisée pour scénariser l'ajout de capacités ENR entre les scénarios de variante de demande d'hydrogène Référence et Ambitieuse.

¹⁸ Les coûts d'investissement utilisés sont décrits en annexes.

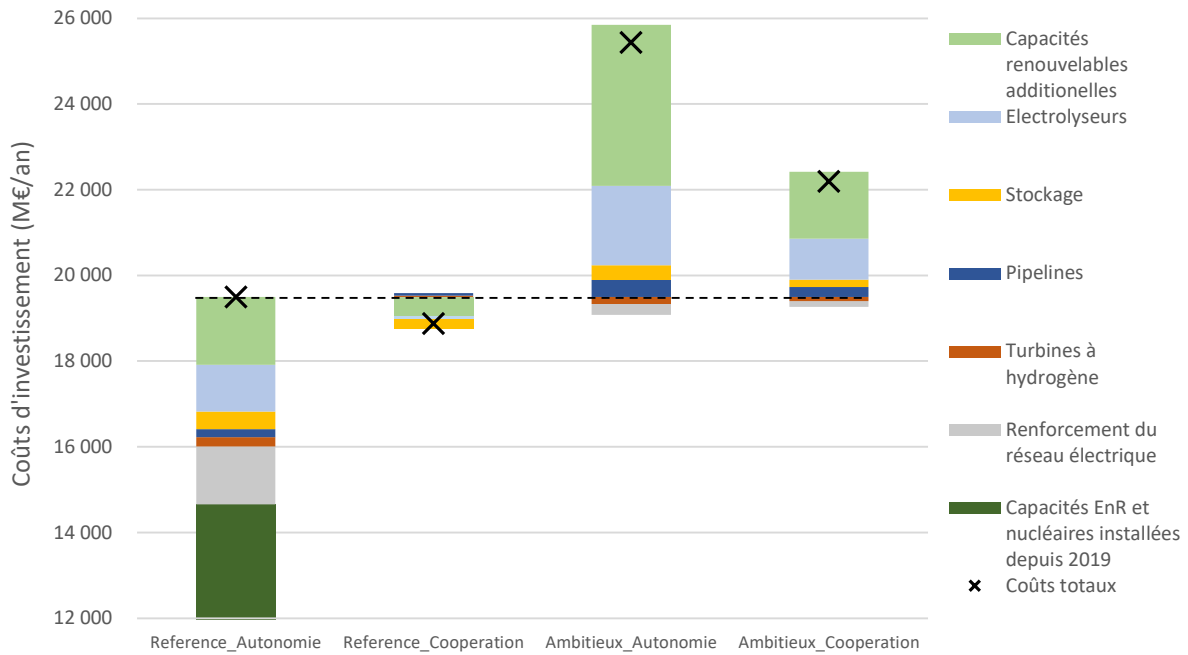


Figure 4-13 : Coûts d'investissement dans le système selon les différents scénarios

La Figure 4-13 présente les coûts d'investissement dans le scénario Référence-Autonomie et pour les autres scénarios, les coûts sont affichés en termes de différence de coûts par rapport au scénario Référence-Autonomie.

Il apparaît tout d'abord les coûts d'investissements dans le système sont d'autant plus importants que la demande d'hydrogène est importante. Ainsi les coûts sont plus importants dans les variantes Autonomie que dans celles Coopération, et plus élevés dans les variantes Ambitieux que dans celles Référence. Les coûts d'investissement totaux sont de l'ordre de 19 à 26 milliards d'euros par an selon les scénarios. Dans le scénario Référence-Autonomie, les investissements dans les capacités ENR (hors capacités additionnelles) et le réseau électrique représentent de l'ordre de 9 milliards d'euros par an, les investissements dans les EPR2 de l'ordre de 7 milliards d'euros par an tandis que les coûts des infrastructures hydrogène et des capacités renouvelables additionnelles sont de l'ordre de 3 milliards d'euros par an. Les coûts des infrastructures attribuables au système hydrogène sont par ailleurs dominés par les coûts des capacités ENR additionnelles et des électrolyseurs avec environ 2,6 milliards d'euros par an dans le scénario Référence-Autonomie, tandis que les coûts des infrastructures de transport et stockage d'hydrogène sont de l'ordre de 700 M€/an.

Dans le scénario Ambitieux-Autonomie, les investissements additionnels par rapport au scénario Référence-Autonomie sont de l'ordre de 6 milliards d'euros par an, correspondant majoritairement aux coûts de capacités ENR et d'électrolyse supplémentaires. Les coûts de réseau électrique sont plus faibles dans les scénarios Ambitieux, mais ne représentent qu'une variation de l'ordre de 150 M€/an, par rapport aux coûts de capacités ENR et d'électrolyse supplémentaires qui sont de l'ordre de 6 milliards d'euros par an.

5 Analyses de sensibilité

Pour tester la robustesse des résultats de l'étude, des analyses de sensibilité ont été menées. Ces analyses de sensibilité portent sur :

- L'impact des hypothèses relatives au transit d'hydrogène sur le dimensionnement du système hydrogène
- L'impact du mix électrique sur le dimensionnement du système hydrogène, et en particulier les parts respectives des ENR variables et du nucléaire dans le mix électrique permettant de satisfaire la demande additionnelle des électrolyseurs dans les scénarios Ambitieux.

Les sections suivantes présentent les hypothèses de cadrage ainsi que les principaux résultats des analyses de sensibilité.

5.1 Cadrage des analyses de sensibilité

Quatre scénarios sont modélisés en analyse de sensibilité. Deux premières variantes portent sur le niveau de transit d'hydrogène par la France dans le scénario « Ambitieux-Autonomie » (qui suppose un transit moyen de 50 TWh H2 PCI) :

- Scénario « **Ambitieux-Autonomie-Transit nul** » : hypothèse de l'absence de transit par la France,
- Scénario « **Ambitieux-Autonomie- Transit haut** » : hypothèse d'un transit de 150 TWh vers l'Allemagne et la Belgique.

Deux autres variantes portent sur les parts du nucléaire et des ENR dans le mix électrique, dans les scénarios de demande d'hydrogène les plus ambitieux uniquement. Dans les deux scénarios « Ambitieux-Autonomie » et « Ambitieux-Coopération », on suppose que l'incrément de consommation des électrolyseurs par rapport au scénario « Référence-Autonomie » est compensé par une production accrue du solaire et de l'éolien terrestre¹⁹. On suppose dans deux analyses de sensibilité que l'incrément de consommation des électrolyseurs est compensé plutôt par une production nucléaire accrue qu'une unique production renouvelable supplémentaire. Cet incrément de production nucléaire en 2050 correspond à un niveau de prolongation du nucléaire historique plus ambitieux (incluant des prolongations au-delà de 60 ans) et éventuellement à des capacités de réacteurs modulaires (SMR), dans la limite des capacités prolongées dans le scénario N03 des « Futurs Energétiques 2050 » (scénario le plus ambitieux en termes de production nucléaire en 2050).

Dans une variante « **Ambitieux-Autonomie-Nucléaire +** », l'incrément de consommation des électrolyseurs (+118 TWh par rapport au scénario « Référence-Autonomie ») est compensé par :

- Environ 9 GW de réacteurs prolongés en plus du scénario Référence-Autonomie et 4,1 GW de SMR

¹⁹ Cf. 3.2 et annexes

- Environ 25 GW de solaire et éolien (les capacités nucléaires prolongées n'étant pas suffisantes pour couvrir toute la consommation additionnelle)

Dans une dernière variante « **Ambitieux-Coopération-Nucléaire +** », l'incrément de consommation des électrolyseurs (+50 TWh par rapport au scénario « Référence-Autonomie ») est compensé par environ 7 GW de réacteurs prolongés en plus du scénario Référence-Autonomie. Aucune capacité ENR additionnelle à la configuration « Référence-Autonomie » n'est nécessaire. Les figures ci-dessous présentent les mix ENR et nucléaire dans les scénarios ambitieux et leurs variantes « Nucléaire+ ».

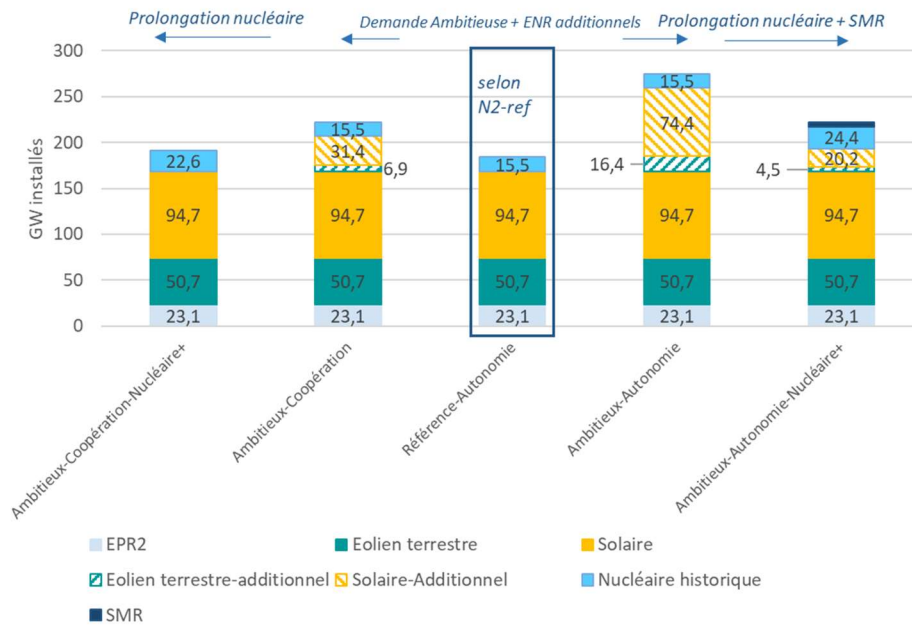
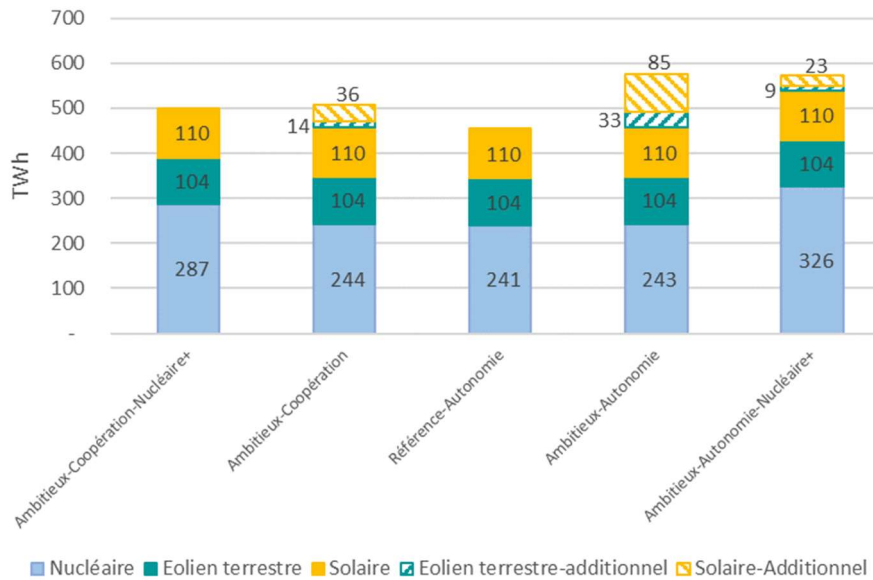


Figure 5-1: Synthèse des mix ENR/Nucléaire dans les scénarios Ambitieux et leurs variantes "Nucléaire+"



La Figure 5-2 et le Tableau 5-1 ci-dessous synthétisent les hypothèses des différents scénarios modélisés.

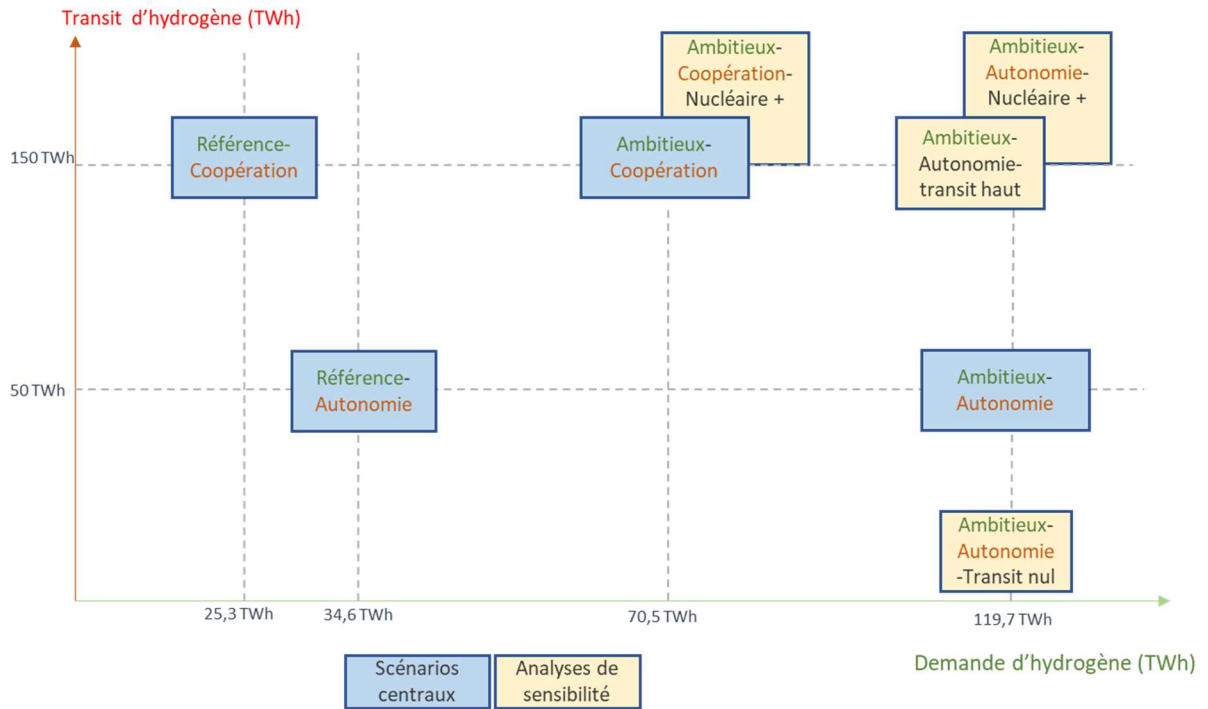


Figure 5-2: Représentation des différents scénarios selon les hypothèses de demande et de transit d'hydrogène

	Scénario	Demande d'hydrogène	Imports d'ammoniac et dérivés	Volume d'hydrogène transitant par la France	Demande d'électricité	Mix additionnel pour électrolyse	Parc nucléaire	Parc ENR
Scenarios centraux	Référence-Autonomie	RTE-référence	Pas d'imports additionnels	Variante moyenne	RTE N2-référence	N/A	RTE N2-référence	RTE N2-référence
	Référence-Coopération	RTE-référence	100% demande ammoniac et carburants de synthèse	Variante haute	RTE N2-référence	N/A	RTE N2-référence	RTE N2-référence
	Ambitieux-Autonomie	RTE-hydrogène +	Pas d'imports additionnels	Variante moyenne	RTE N2-hydrogène +	Mix ENR	RTE N2-référence	N2-Référence + capacités additionnelles
	Ambitieux-Coopération	RTE-hydrogène +	100% demande ammoniac et carburants de synthèse	Variante haute	RTE N2-hydrogène +	Mix ENR	RTE N2-référence	N2-Référence + capacités additionnelles
Analyses de sensibilité	Ambitieux -Autonomie-transit nul	RTE-hydrogène +	Pas d'imports additionnels	Absence de transit	RTE N2-hydrogène +	Mix ENR	RTE N2-référence	N2-Référence + capacités additionnelles
	Ambitieux -Autonomie-transit haut	RTE-hydrogène +	Pas d'imports additionnels	Variante haute	RTE N2-hydrogène +	Mix ENR	RTE N2-référence	N2-Référence + capacités additionnelles
	Ambitieux -Autonomie-Nucléaire+	RTE-hydrogène +	Pas d'imports additionnels	Variante haute	RTE N2-hydrogène +	Mix nucléaire et ENR	RTE N03-référence	RTE N2-référence
	Ambitieux -Coopération -Nucléaire+	RTE-hydrogène +	100% demande ammoniac et carburants de synthèse	Variante haute	RTE N2-hydrogène +	Mix nucléaire uniquement	Hybride entre RTE N2 et N03-référence	RTE N2-référence

Tableau 5-1 : Synthèse des hypothèses des différents scénarios

5.2 Résultats des analyses de sensibilité

Les sections suivantes détaillent les principaux résultats significativement impactés dans les scénarios étudiés en analyses de sensibilité. Chaque scénario étudié en analyse de sensibilité est comparé en particulier au scénario central à partir duquel il est obtenu par modification d'une unique variante de scénarisation.

5.2.1 Scénario « Ambitieux-Autonomie-Transit nul »

Le scénario « Ambitieux-Autonomie-Transit Nul » est comparé au scénario « Ambitieux-Autonomie » à partir duquel il est obtenu en supprimant le transit d'hydrogène en France depuis l'infrastructure H2Med. L'objectif est d'identifier l'impact de ce transit sur le dimensionnement des infrastructures.

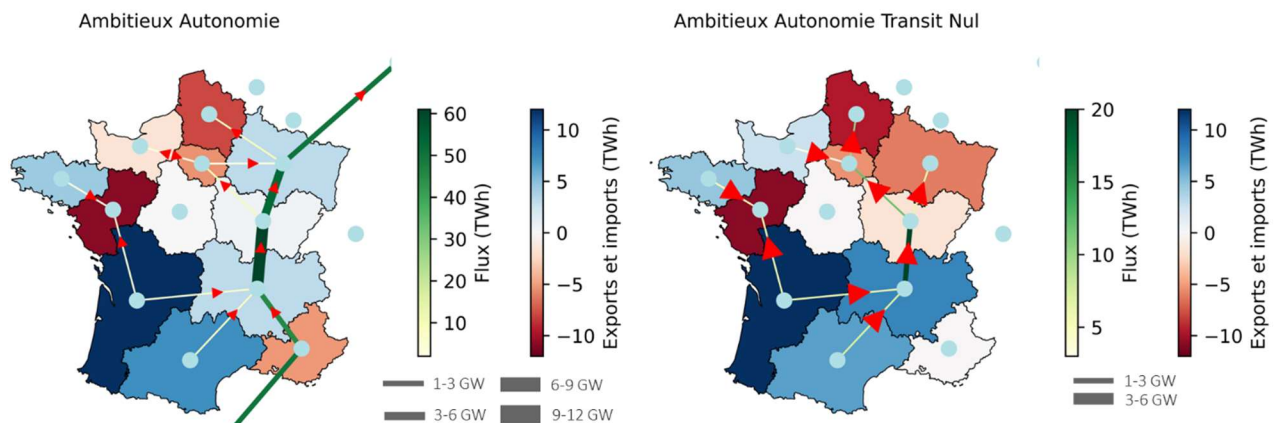


Figure 5-3 Structure du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie-Transit Nul

Tableau 5-2 : Capacité et flux du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie-Transit Nul

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Ambitieux-Autonomie	Interrégional hors dorsale	14,2	51,0
	Dorsale	24,0	158,9
	Total	38,2	209,9
	Transit H2	N/A	150,0
	Capacité minimale dorsale	17,1	N/A
Ambitieux-Autonomie - transit nul	Interrégional hors dorsale	11,3	47,6
	Dorsale	4,6	26,3
	Total	15,9	73,8
	Transit H2	N/A	N/A
	Capacité minimale dorsale	N/A	N/A

En l'absence de transit d'hydrogène par la France, un réseau hydrogène interrégional est maintenu. En particulier, une section de la dorsale est conservée, entre les régions Auvergne-Rhône-Alpes et Grand-Est. Néanmoins, le dimensionnement du réseau et les volumes transitant sont réduits en l'absence de transit, la taille maximale des pipelines étant réduite à 3,4 GW (avec un flux maximal entre deux régions de 20 TWh H2). Ce réseau présente une structure similaire au scénario Ambitieux-Autonomie, et les dynamiques entre régions sont peu impactées. En particulier, les dynamiques d'export d'hydrogène depuis les régions Bretagne et Nouvelle-Aquitaine vers la région Pays de la Loire, ainsi que les exports d'hydrogène des régions Occitanie et Nouvelle-Aquitaine vers la région Auvergne-Rhône-Alpes sont maintenues. Le Nord de la France reste globalement importateur d'hydrogène.

La région Auvergne-Rhône-Alpes où sont situés l'essentiel des stockages en cavité saline conserve un rôle central dans le réseau hydrogène, entre des régions du Sud-Ouest au solde exportateur et des régions du Nord de la France globalement importatrices. Elle voit sa production d'hydrogène augmenter car, en l'absence de transit, les stockages ne peuvent plus être remplis en soutirant de l'hydrogène sur la dorsale, seule la production d'hydrogène en Auvergne-Rhône-Alpes ou dans les régions Occitanie et Nouvelle-Aquitaine peut être stockée. La production de la région augmente donc pour valoriser les capacités de stockage en cavité saline installées.

En revanche, les dynamiques de flux autour des régions Normandie et Grand-Est changent lors de la suppression du transit d'hydrogène par la France, la Normandie devient exportatrice (bilan net passant de -1,6 à +2,6 TWh H2) tandis que la région Grand-Est devient importatrice (bilan net passant de +3 TWh à -6 TWh H2 PCI). Ces évolutions sont compensées par des changements dans les dynamiques d'échanges d'électricité. En particulier :

- la région Normandie voit ses exports d'électricité diminuer et augmente ses exports d'hydrogène,
- la région Auvergne-Rhône-Alpes voit ses imports d'électricité augmenter pour produire et stocker plus d'hydrogène, et augmente également ses exports d'hydrogène,

- la région Grand-Est augmente ses exports d'électricité et devient importatrice d'hydrogène.

Ces changements de flux d'électricité se traduisent par une augmentation du besoin de renforcement du réseau électrique interrégional (+ 3,3 GW de capacité totale du réseau, soit +3,3%).

La capacité du réseau hydrogène est entre autres plus faible. Dans le scénario Ambitieux-Autonomie, la capacité agrégée du réseau (somme des capacités interrégionales, hors interconnexions avec l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne) est de 38 GW, dont 24 GW situés le long de la dorsale de transit. En l'absence de transit, la capacité totale du réseau est de 16 GW. L'infrastructure de transport « hors dorsale » est donc largement conservée en l'absence de transit d'hydrogène.

Les capacités d'électrolyse et de stockage en surface ne sont pas significativement impactées. Une redistribution de capacités s'opère entre les régions Normandie, Grand-Est et Auvergne-Rhône-Alpes, en cohérence avec les changements dans les imports et exports d'hydrogène de ces régions, mais le dimensionnement à l'échelle nationale n'évolue que marginalement.

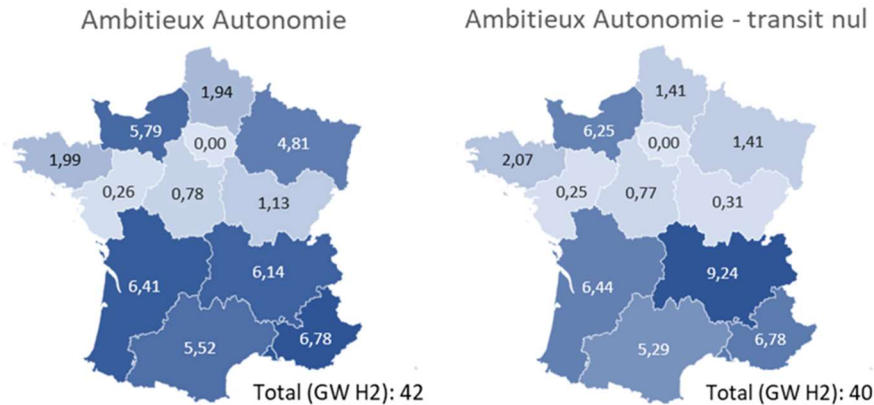


Figure 5-4 : Capacité d'électrolyse par région dans les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie-Transit Nul

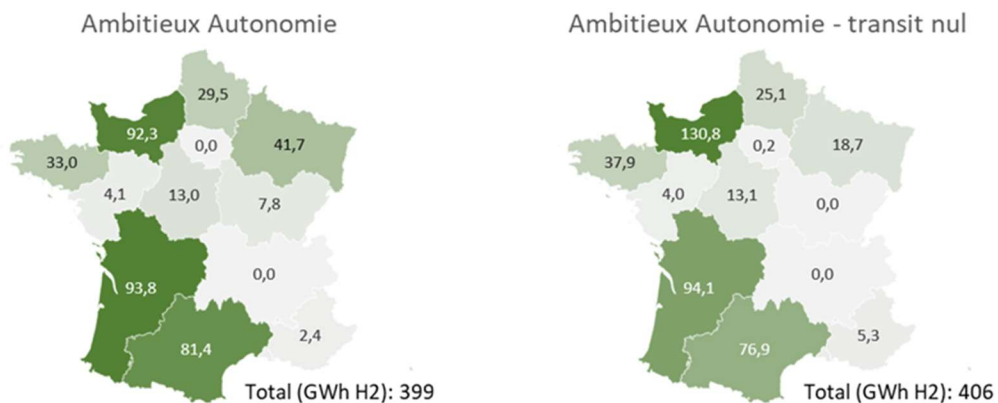


Figure 5-5 : Capacité de stockage en surface par région dans les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie-Transit Nul

Finalement, les capacités de stockage en cavité saline sont identiques entre les deux scénarios, les potentiels de stockage restant saturés. Par ailleurs, en l'absence de transit, la région PACA devient autonome dans son approvisionnement en hydrogène. Bien que n'étant plus connectée à la dorsale et aux autres régions, elle installe l'intégralité de son potentiel de stockage géologique. Le stockage salin présente ainsi un intérêt économique pour rendre flexible la production d'hydrogène, à l'échelle de la consommation de la région uniquement (soit 20 TWh dans les deux scénarios considérés).

Ambitieux-Autonomie - Transit Nul

En l'absence de transit d'hydrogène, et dans le contexte d'une demande d'hydrogène élevée, un réseau hydrogène de **plus faible capacité** se développe, avec une capacité d'échanges agrégée de l'ordre de 16 GW. Il permet de **mutualiser des infrastructures de stockage** et d'exporter sous forme d'hydrogène de la production ENR des régions du Sud-Ouest vers les régions du Nord de la France, consommatrices d'hydrogène. La production d'hydrogène de la région Auvergne-Rhône-Alpes augmente pour valoriser le stockage salin qui, en l'absence de transit, ne peut plus être rempli en soutirant de l'hydrogène sur la dorsale.

Une part des capacités **d'électrolyse** et de **stockage** court-terme est redistribuée entre les régions, mais les **capacités totales ne sont pas impactées significativement**. Les capacités de stockage géologique ne sont pas impactées.

5.2.2 Scénario « Ambitieux-Autonomie-Transit haut »

Le scénario « Ambitieux-Autonomie-Transit Haut » est également comparé au scénario « Ambitieux-Autonomie » à partir duquel il est obtenu en augmentant le transit d'hydrogène en France, afin d'identifier l'impact de ce transit sur le dimensionnement des infrastructures.

Dans le scénario Ambitieux-Autonomie-Transit Haut, la structure du réseau hydrogène est impactée dans le Nord de la France par rapport à la variante centrale utilisant l'hypothèse de transit moyen. Un transfert de production d'hydrogène s'opère entre les régions Grand-Est et Hauts de France, et des capacités d'exports vers la Belgique apparaissent. Une connexion apparaît entre les régions Normandie et Hauts de France et permet de réorienter les flux d'hydrogène exportés par la Normandie (initialement dirigés vers la dorsale via la région Ile-de-France) vers la région Hauts de France et la Belgique²⁰.

²⁰ Bien qu'étant globalement importatrice d'hydrogène, la région Normandie exporte des volumes d'hydrogène, en particulier lors de pic de production éolienne. Ces surplus de production sont exportés vers la dorsale, compte-tenu de l'absence de potentiels de stockage géologique dans la région.

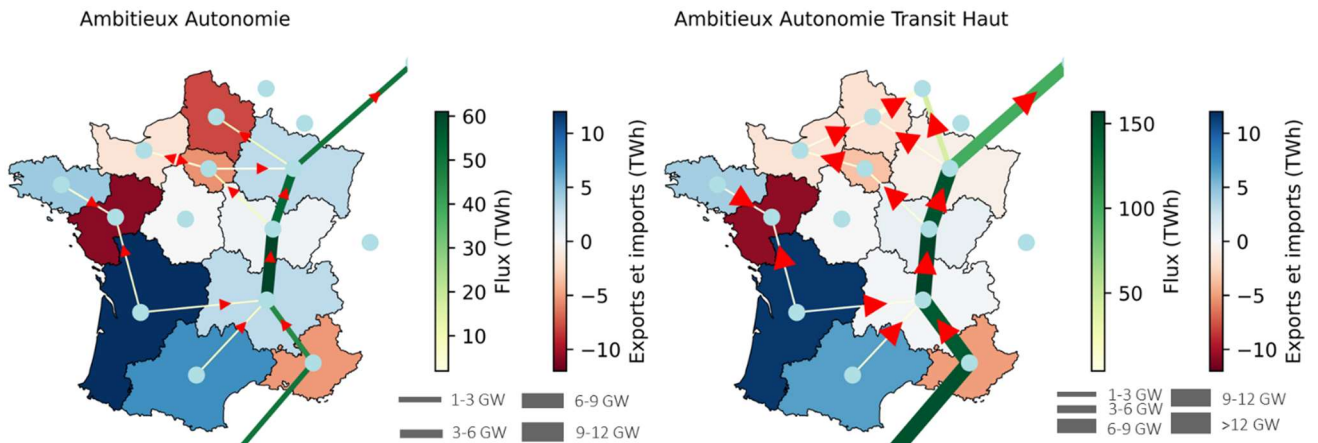


Figure 5-6: Structure du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie-Transit Haut

Tableau 5-3 : Capacité et flux du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie-Transit Haut

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Ambitieux-Autonomie	Interrégional hors dorsale	14,2	51,0
	Dorsale	24,0	158,9
	Total	38,2	209,9
	Transit H2	N/A	150,0
	Capacité minimale dorsale	17,1	N/A
Ambitieux-Autonomie - transit haut	Interrégional hors dorsale	12,3	47,0
	Dorsale	58,7	450,0
	Total	71,0	497,0
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A

Du fait de l'augmentation du transit, la capacité agrégée du réseau hydrogène augmente, principalement le long de la dorsale de transit. La capacité du réseau hydrogène passe ainsi de 38 GW, dont 24 GW situés le long de la dorsale, à 71 GW, dont 59 GW situés le long de la dorsale. Les besoins de renforcement du réseau électrique diminuent par ailleurs de 1,4 GW (soit un renforcement des capacités passant de 66% à 63% des capacités historiques), en lien avec la flexibilité additionnelle apportée par le dimensionnement plus important de la dorsale hydrogène.

Le reste du réseau hydrogène est peu impacté, en particulier les dynamiques autour des régions Bretagne, Pays de la Loire, Nouvelle Aquitaine et Occitanie. Par ailleurs, le passage de l'hypothèse de transit moyen au transit haut n'impacte pas, significativement les capacités d'électrolyse et de stockage d'hydrogène.

Ainsi, l'augmentation du transit d'hydrogène impacte peu le dimensionnement du système hydrogène à l'exception du dimensionnement de la dorsale de transit d'hydrogène.

On peut par ailleurs comparer le scénario « Ambitieux-Autonomie-Transit Haut » au scénario « Ambitieux-Coopération » (transit haut), les deux scénarios ne se différenciant que par l'hypothèse de demande d'hydrogène (et donc également de mix ENR additionnel qui évolue en conséquence). La Figure 5-7 présente les structures du réseau hydrogène dans ces deux scénarios. Les variations de demande entre les deux scénarios (imports des dérivés d'hydrogène dans la variante coopération) sont particulièrement marquées dans les régions Normandie et Pays de la Loire qui présentent de fortes demandes d'hydrogènes pour la production d'ammoniac et de carburants de synthèse. La région Normandie devient ainsi exportatrice d'hydrogène et la branche du réseau reliant la dorsale à la Normandie via la région Ile-de-France disparaît en lien avec la baisse de la demande en Normandie. Les pipelines d'export d'hydrogène depuis les régions Bretagne et Nouvelle-Aquitaine vers la région Pays de la Loire disparaissent également dans la variante coopération sous l'effet de la réduction de la demande en Pays de la Loire.

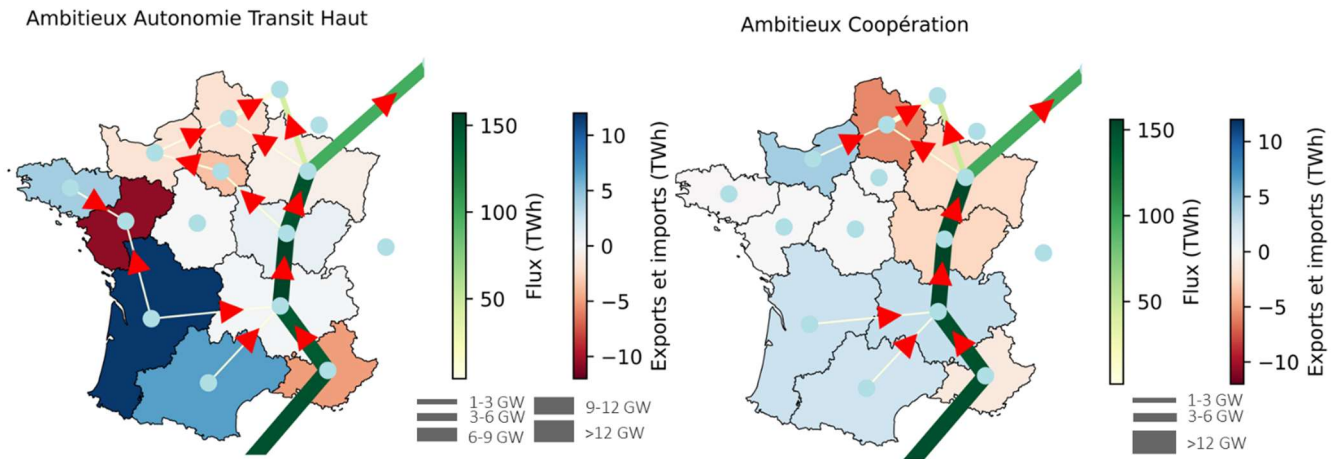


Figure 5-7: Structure du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie-Transit Haut et Ambitieux-Coopération

Tableau 5-4 : Capacité et flux du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie-Transit Haut et Ambitieux-Coopération

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Ambitieux-Coopération	Interrégional hors dorsale	6,0	17,6
	Dorsale	56,6	459,3
	Total	62,6	476,9
	Transit H2	N/A	450
	Capacité minimale dorsale	51,37	N/A
"Ambitieux-Autonomie - transit haut"	Interrégional hors dorsale	12,3	47,0
	Dorsale	58,7	450,0
	Total	71,0	497,0
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A

Enfin, la réduction de demande d'hydrogène entre les deux scénarios n'impacte pas les capacités de stockage en cavité saline, mais réduit significativement les capacités de stockage hors sol (réduction de 388 GWh à 256 GWh) et d'électrolyse (réduction de 42 GW H2 à 29 GW H2).

Ambitieux-Autonomie - Transit haut

Dans le scénario de demande le plus ambitieux, le passage d'une hypothèse de transit moyen à une hypothèse de transit haut ne suscite pas de développements additionnels d'infrastructures hydrogène significatifs, au-delà d'un dimensionnement de la dorsale permettant des flux plus élevés.

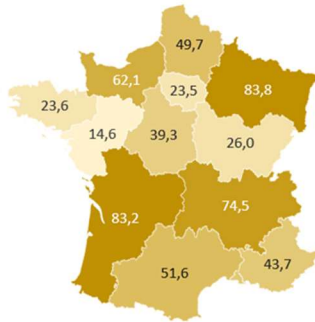
En revanche, l'augmentation de la demande d'hydrogène, entre les scénarios de demande Ambitieux-Coopération et Ambitieux-Autonomie (de 71 TWh à 120 TWh H2), à hypothèse de transit haut constante, induit des **développements d'infrastructures additionnels**, avec l'apparition de pipelines entre la dorsale et les régions Ile-de-France et Normandie, et d'autre part entre les régions Bretagne et Occitanie et la région Centre-Val-de-Loire, une **augmentation des capacités d'électrolyse** (+45%) et de **stockage hors-sol** (+52%). Les capacités de stockage géologique ne sont pas impactées, car atteignant la limite de potentiel supposée dès 70 TWh de demande.

5.2.3 Scénario « Ambitieux-Autonomie-Transit haut-Nucléaire+ »

La variante Nucléaire+ du scénario Ambitieux-Autonomie-Transit haut se distingue du scénario en question par une prolongation du parc nucléaire au détriment de capacités renouvelables (solaire et éolien terrestre)²¹. La distribution de la production d'électricité d'origine nucléaire, éolienne terrestre et solaire varie donc entre les deux scénarios entre les régions, comme indiqué sur le graphique suivant.

²¹ Cf Annexe 7.5.2.1.2

Ambitieux-Autonomie - transit haut



Ambitieux-Autonomie - transit haut - Nucléaire+

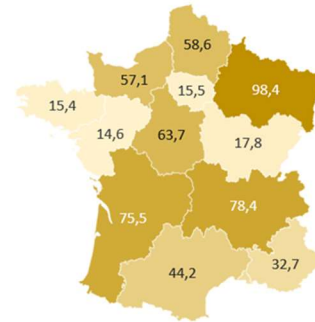


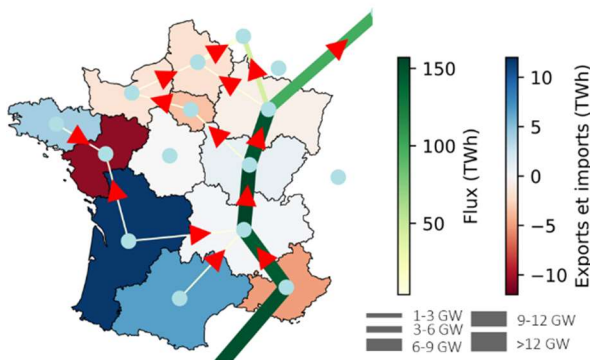
Figure 5-8 : Production agrégée nucléaire, PV et éolien terrestre par région (TWh/an)

La prolongation de réacteurs en Centre-Val-de-Loire, Hauts-de-France et Grand-Est, entraîne une augmentation de la production électrique significative dans ces trois régions. En particulier, la production électrique augmente de 25 TWh en Centre-Val-de-Loire, région dans laquelle 2 paires de réacteurs sont prolongés. A contrario, les régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur et Bretagne voient leur production renouvelable diminuer de manière importante : la production électrique diminue de 11 TWh en Provence-Alpes-Côte-d'Azur.

Ce changement dans la distribution de la production électrique et son intermittence impacte les différents composants des systèmes énergétiques électrique et hydrogène.

En ce qui concerne le **réseau hydrogène**, la Figure 5-9 présente les capacités installées du réseau hydrogène, les flux annuels de transits sur le réseau ainsi que les soldes nets d'imports-exports par région.

Ambitieux Autonomie Transit Haut



Ambitieux Autonomie Transit Haut Nucléaire+

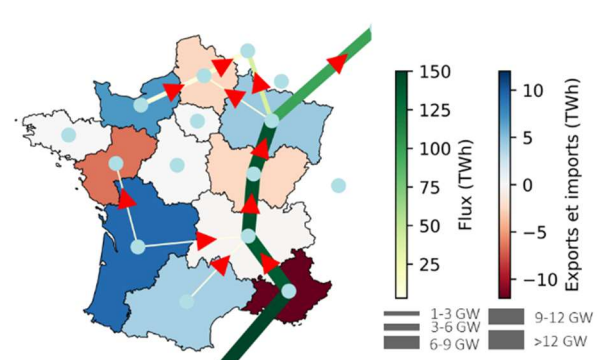


Figure 5-9 : Réseau hydrogène - Capacités installées, flux de transits et soldes nets d'imports-exports par région

Tableau 5-5 : Capacité et flux du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Autonomie-Transit Haut et Ambitieux-Autonomie-Transit Haut-Nucléaire+

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Ambitieux Autonomie - transit haut	Interrégional hors dorsale	12,3	47,0
	Dorsale	58,7	450,0
	Total	71,0	497,0
	Transit H2	N/A	450
	Capacité minimale dorsale	51,37	N/A
Ambitieux Autonomie - transit haut - Nucléaire+	Interrégional hors dorsale	9,0	27,3
	Dorsale	55,9	422,2
	Total	64,9	449,5
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A

La prolongation de réacteur nucléaires n'a pas d'impact sur la forme de la structure principale du réseau, localisé autour de la dorsale Espagne-Allemagne/Belgique. Les pipelines reliant la Nouvelle-Aquitaine et l'Occitanie à la région Auvergne-Rhône-Alpes, permettant l'export de la production renouvelable de ces deux régions du Sud-Ouest sous forme d'hydrogène sur le réseau, sont également maintenus.

En revanche, la structure secondaire du réseau est impactée. La branche secondaire reliant Auvergne-Rhône-Alpes et Normandie via l'Île-de-France disparaît. **La capacité totale du réseau hydrogène diminue au total de 6 GW lors de la prolongation du parc nucléaire, dont 2,7GW sur la dorsale et 3,3 GW sur le réseau interrégional.**

En ce qui concerne, le exports-imports par région,

- la Normandie devient exportatrice d'hydrogène, alors qu'elle était importatrice auparavant et participe aux exports d'hydrogène vers la Belgique. Ce changement de rôle s'opère en lien avec l'évolution des flux d'électricité entre régions : l'export important d'électricité depuis la région Centre-Val-de-Loire (en lien avec l'augmentation de la production nucléaire de la région) permet à la Normandie de réserver une partie plus importante de sa production d'électricité à la production d'hydrogène localement.
- La réduction des capacités renouvelables dans certaines régions a également un impact : la Bretagne n'exporte désormais plus d'hydrogène vers les Pays-de-la-Loire et la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur importe d'avantage d'hydrogène via la dorsale.

Les **échanges d'électricité** entre certaines régions sont significativement impactés par l'évolution du mix électrique. La modification de la distribution des moyens de production électrique par région fait évoluer les échanges entre les régions :

- Les exports d'électricité des régions Centre-Val-de-Loire et Grand-Est augmentent tandis que les exports de la Normandie diminuent.
- L'export d'électricité depuis la région Centre-Val-de-Loire permet à La Normandie de dédier davantage de sa production électrique à la production locale d'hydrogène. Elle devient donc exportatrice d'hydrogène, comme expliqué précédemment

Le **renforcement total du réseau électrique** est également impacté par la prolongation de capacités nucléaires : la capacité totale du réseau électrique est réduite de 3,2GW (soit une réduction de 4% par rapport au scénario Ambitieux-Autonomie-transit haut ou 6% de la capacité du réseau historique).

Tableau 5-6 : Renforcement du réseau électrique selon le scénario

Scénario	Capacités (GW)	Renforcement (% historique)
Historique	51,7	-
Ambitieux-Autonomie - transit haut	84,3	63%
Ambitieux-Autonomie - transit haut – Nucléaire+	81,1	57%

L'installation d'**électrolyseurs** ainsi que leur opération sont également modifiées par la prolongation du parc nucléaire. Le prolongement du parc nucléaire entraine une réduction de la capacité totale d'électrolyseurs installés (-6GW, soit -15%). De plus, la répartition des capacités installées d'électrolyseurs entre les régions évolue :

- La région Provence-Alpes-Côte-d'Azur voit sa capacité d'électrolyseur diminuer de 3,3 GW (ses imports d'hydrogène augmentant) alors que la capacité d'électrolyseur installée en Normandie augmente de 1,5GW.
- Par ailleurs, bien que la production électrique en Centre-Val-de-Loire augmente de manière significative, sa capacité d'électrolyseur installés évolue peu : la région étant isolée du point de vue du système hydrogène, la réduction de la capacité d'électrolyse traduit simplement une augmentation du facteur de charge, corrélée à l'augmentation de la capacité nucléaire.

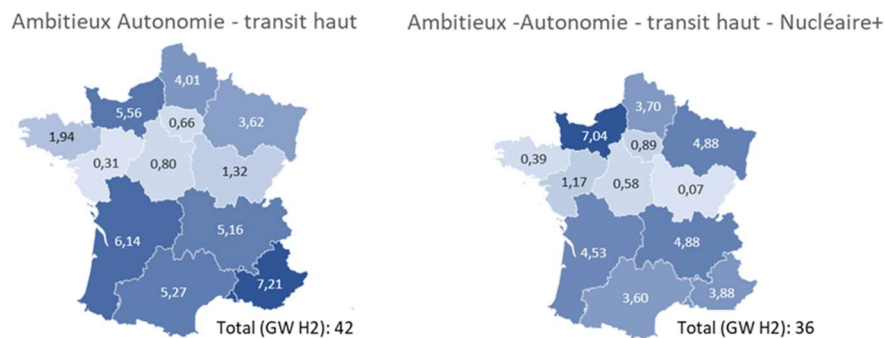
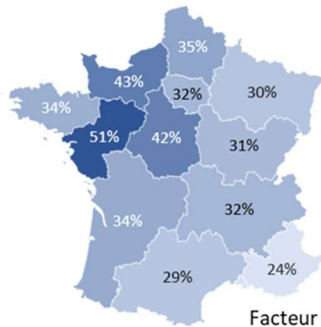


Figure 5-10 : Capacités installées d'électrolyseurs selon le scénario

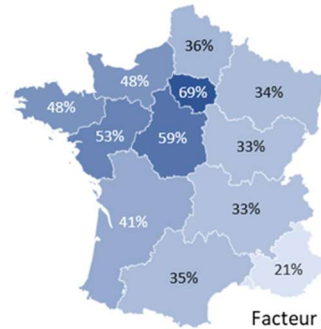
Le facteur de charge moyen des électrolyseurs augmente compte-tenu de l'augmentation des capacités nucléaire : le facteur de charge moyen augmente de 33% à 38% dans la variante Nucléaire+. Cette augmentation s'observe en particulier pour les régions Centre-Val-de-Loire, Normandie et Ile-de-France (qui importe de l'électricité produite par les centrales nucléaires des régions voisines).

Ambitieux_Autonomie transit haut



Facteur de charge moyen: 0,33

Ambitieux_Autonomie - transit haut - Nucléaire+



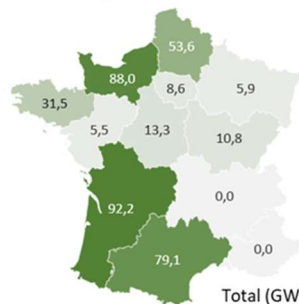
Facteur de charge moyen: 0,38

Figure 5-11 : Facteurs de charge dans les différentes régions

Enfin, la prolongation du parc nucléaire impacte l'installation de stockages d'hydrogène :

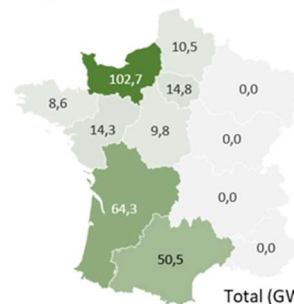
- Les capacités totales de stockage en surface diminuent de près de 30% (-112GW). La Normandie, voit à contrario sa capacité totale de stockage installée augmenter, ce qui est cohérent avec l'augmentation de sa production locale d'hydrogène.

Ambitieux_Autonomie - transit haut



Total (GWh H2): 388

Ambitieux_Autonomie - transit haut - Nucléaire+



Total (GWh H2): 276

Figure 5-12 : Capacités installées de stockage d'hydrogène en surface

- Le volume de stockage salin exploité évolue également entre les deux scénarios, uniquement en Provence-Alpes-Côte-D'azur où il diminue de 0,3 TWh (sur 1,9 TWh installés initialement en PACA et un total de 7,5 TWh). Cela représente une réduction de 16% en PACA et 5% au total de la capacité de stockage en cavité saline.

Le remplacement d'environ 80 TWh de production renouvelable intermittente par de la production nucléaire **en base** induit une baisse des besoins de flexibilité du système électrique, se traduisant par un recours réduit aux infrastructures permettant de flexibiliser le fonctionnement des électrolyseurs, soit une réduction des besoins de stockage hydrogène et une augmentation des facteurs de charge des électrolyseurs. Les besoins de renforcement du réseau électrique sont également réduits. Le

prolongement nucléaire implique finalement une augmentation de la production électrique à proximité des demandes d'hydrogènes dans le Nord-Ouest, qui se traduit par une réduction du besoin de réseau hydrogène.

Ces résultats se traduisent également par une réduction des besoins d'investissement dans les infrastructures hydrogène et le réseau électrique (figure ci-dessous), de l'ordre de 800 M€/an.

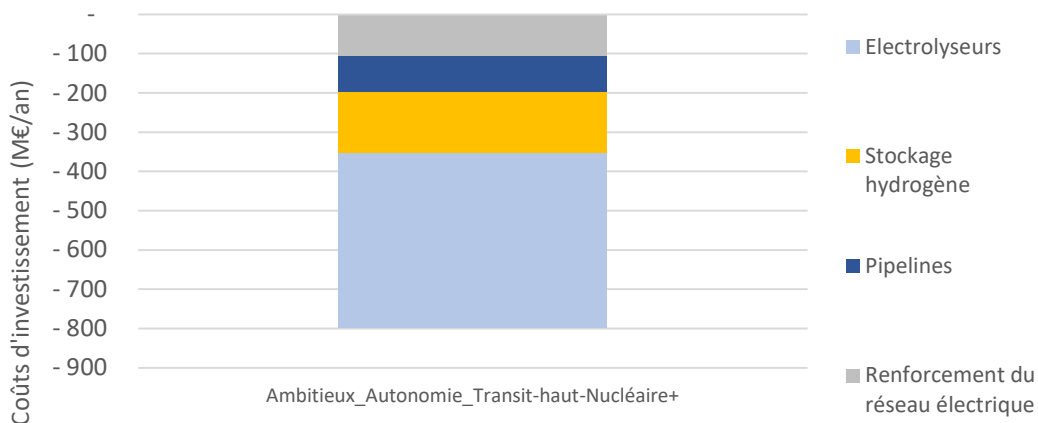


Figure 5-13: Comparaison des coûts d'investissement dans les infrastructures hydrogène et le réseau électrique entre les scénarios Ambitieux-Autonomie et Ambitieux-Autonomie variante nucléaire²²

Ambitieux-Autonomie - transit haut – Nucléaire+

Le remplacement partiel des capacités ENR additionnelles par un mix de capacités ENR et de capacités nucléaires prolongées, produisant de manière non intermittente, réduit **le besoin de flexibilité du système électricité-hydrogène**.

Cela se traduit par une réduction du recours aux moyens de flexibilité :

1. **Diminution des capacités de stockage d'hydrogène** : les capacités de stockage salin sont réduites de 5%, la capacité installée de stockage hors-sol diminue de 30%.
2. **Réduction du déploiement du réseau hydrogène** : si la branche secondaire du réseau permettant d'importer de l'hydrogène en Normandie disparaît, le reste de la structure du réseau est globalement peu impacté. La capacité agrégée du réseau hydrogène est réduite de 6 GW, soit environ 8,5% de la capacité du réseau dans le scénario Ambitieux-Autonomie-Transit haut
3. **Réduction des renforcements du réseau électrique** de 3,2 GW.

²² Cette comparaison n'inclut pas les investissements associés au mix de production électrique (investissements dans des capacités ENR et SMR, ainsi que potentiels coûts associés à la prolongation au-delà de 60 ans de certains réacteurs).

5.2.4 Scénario « Ambitieux-Coopération-Nucléaire+ »

La variante Nucléaire+ du scénario Ambitieux-Coopération se différencie du scénario de référence en question via une prolongation du parc nucléaire au détriment de capacité renouvelables (solaire et éolien terrestre). La répartition de la production d'électricité (d'origine nucléaire, éolienne terrestre et solaire) entre les régions est donc différente entre les deux scénarios.

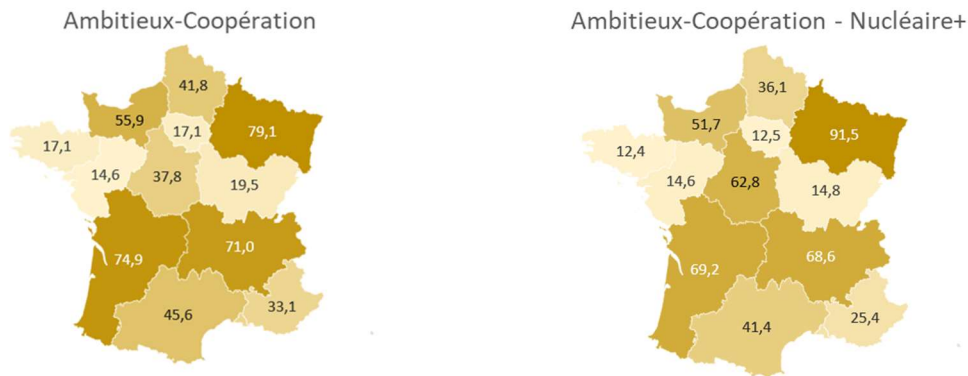


Figure 5-14 : Production agrégée nucléaire, PV et éolien terrestre par région (TWh/an)

De manière similaire à la sensibilité précédente, la prolongation de réacteurs nucléaires dans deux régions, Centre-Val-de-Loire et Grand-Est, entraîne une augmentation de la production électrique significative dans ces régions. A contrario, la production électrique en Provence-Alpes-Côte-d'Azur chute de 8 TWh à cause de la diminution des capacités renouvelables qui y sont installées.

Ce changement dans la distribution de la production électrique et son intermittence n'impacte pas la structure du **réseau hydrogène**.

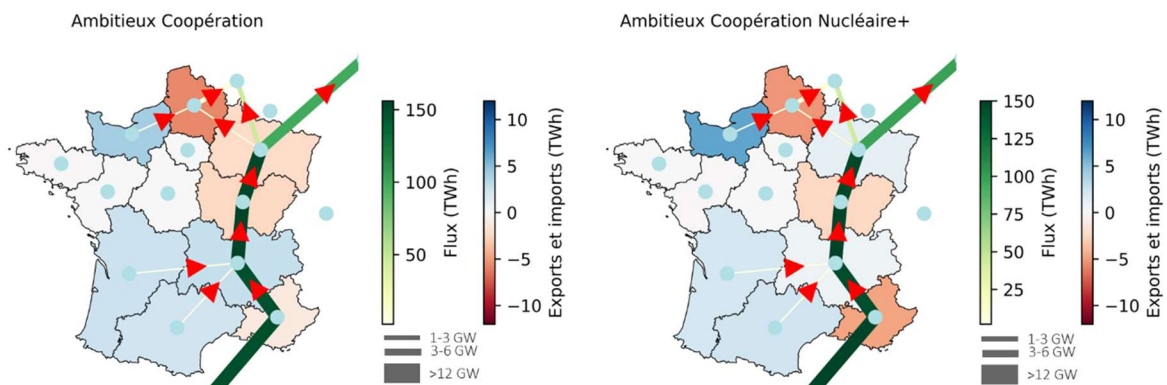


Figure 5-15 : Réseau hydrogène - Capacités installées, flux de transits et soldes nets d'imports-exports par région

Tableau 5-7 : Capacité et flux du réseau hydrogène dans les scénarios Ambitieux-Coopération et Ambitieux-Coopération-Nucléaire+

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Ambitieux Coopération	Interrégional hors dorsale	6,0	17,6
	Dorsale	56,6	459,3
	Total	62,6	476,9
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A
Ambitieux Autonomie - Coopération - Nucléaire+	Interrégional hors dorsale	6,6	18,9
	Dorsale	56,2	443,6
	Total	62,8	462,4
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A

Comme indiqué sur la figure précédente, il n'y a pas de changement dans la structure du réseau installé. La variation de la capacité totale de pipelines installées est également négligeable. Pour autant, quelques redistributions de production s'opèrent entre régions interconnectées :

- Comme dans la sensibilité précédente, les imports d'hydrogène augmentent en Provence-Alpes-Côte-d'Azur.
- Les régions Grand-Est et Normandie voient également leurs exports augmenter pour les mêmes raisons que dans la sensibilité précédente.

La prolongation du parc nucléaire entraîne une réduction de 3GW (-10%) de la capacité totale d'électrolyseurs installés. Le système reste opéré de manière flexible mais l'augmentation de la part du nucléaire dans le mix électrique entraîne un accroissement du taux de charge moyen des électrolyseurs de 28% à 31%.

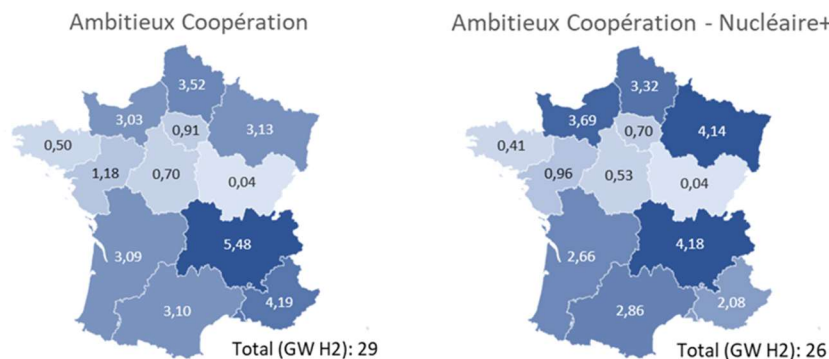


Figure 5-16 : Capacités installées d'électrolyseurs selon le scénario

La répartition des capacités installées d'électrolyseurs évolue peu entre les deux scénarios. Seul un transfert de capacité d'électrolyse de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur, ayant vu sa production renouvelable diminuer, vers les régions Normandie et Grand-Est s'effectue.

Les besoins en **stockage hydrogène** diminuent significativement avec la prolongation du parc nucléaire comme dans le scénario précédent.

- Les capacités installées de stockage hors sol diminuent de près de 20% (55 GWh H2). Cette réduction est particulièrement significative dans les Hauts-de-France, à proximité de la région Grand-Est dont le parc nucléaire est prolongé. De plus, les stockages en surface ne se développent pas le long de la dorsale dans la variante Nucléaire+, comme dans le scénario de référence.

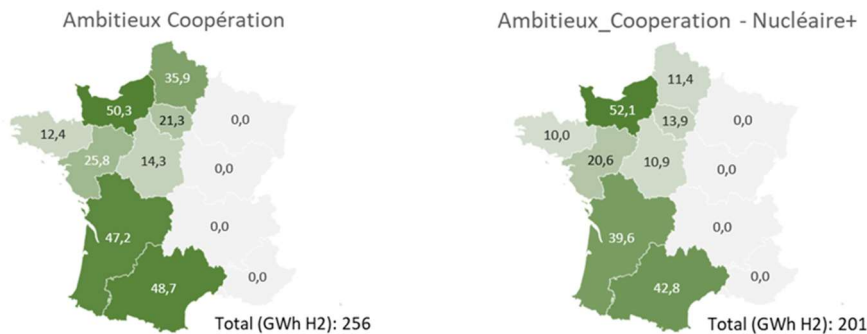


Figure 5-17 : Capacités installées de stockage d'hydrogène en surface

- Le volume de stockage salin exploité diminue également de 13% (6,5 TWh exploités pour un potentiel de 7,5 TWh).

Enfin, comme dans la sensibilité précédente, la prolongation du parc nucléaire entraîne une réduction du besoin de réseau électrique, de 4%, soit 8% de la capacité historique.

s

Tableau 5-8 : Renforcement du réseau électrique selon le scénario

Scénario	Capacités (GW)	Renforcement (% historique)
Historique	51,7	-
Ambitieux-Coopération	89,3	73%
Ambitieux-Coopération – Nucléaire+	85,5	65%

Les coûts d'investissements dans les infrastructures hydrogène et le réseau électrique sont réduits de l'ordre de 450 M€/an.

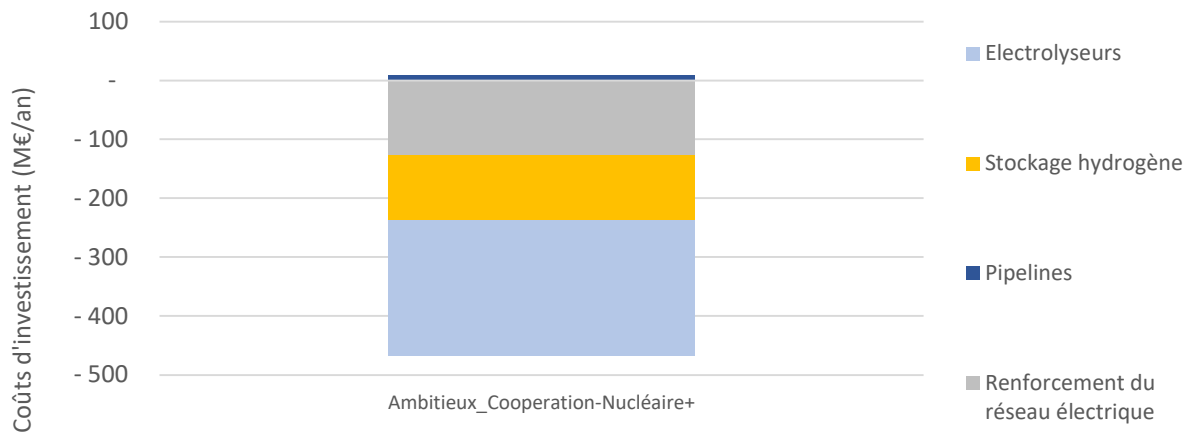


Figure 5-18: Comparaison des coûts d'investissement dans les infrastructures hydrogène et le réseau électrique entre les scénarios Ambitieux Coopération et Ambitieux Coopération variante nucléaire²³

Ambitieux-Coopération – Nucléaire+

Le remplacement de capacités ENR intermittentes par des capacités nucléaires prolongées produisant en base **réduit le besoin de flexibilité du système électricité-hydrogène**.

Cela se traduit par une réduction du recours aux moyens de flexibilité :

1. **Diminution des capacités de stockage d'hydrogène** : le déploiement des potentiels de stockage salin diminue et la capacité installée de stockage hors-sol est réduite de manière significative.
2. **Réduction marginale des renforcements du réseau électrique**

Pour autant, contrairement à la sensibilité précédente, **le réseau de pipelines hydrogène n'est pas impacté** par les changements opérés sur le parc de production électrique.

5.2.5 Impact des hypothèses de transit dans les scénarios de Référence

²³ Cette comparaison n'inclut pas les investissements associés au mix de production électrique (investissements dans des capacités ENR, ainsi que potentiels coûts associés à la prolongation au-delà de 60 ans de certains réacteurs).

Enfin, une analyse de l'impact des hypothèses de transit d'hydrogène dans les scénarios suivant les deux variantes de demande d'hydrogène les plus faibles a été réalisée :

- Scénario Référence-Autonomie-Transit Haut au lieu de la variante centrale suivant l'hypothèse de transit moyen
- Scénario Référence-Coopération-Transit Moyen au lieu de la variante centrale suivant l'hypothèse de transit haut.

Ces deux scénarios n'ont pas fait l'objet d'une modélisation dans Artelys Crystal Super Grid. Néanmoins, dans les scénarios Référence-Autonomie et Référence-Coopération, la structure simple du réseau hydrogène (peu de développements de réseau en dehors de la dorsale) permet de raisonnablement isoler les effets liés à l'hypothèse de transit d'hydrogène des effets liés à l'hypothèse de demande d'hydrogène afin d'illustrer à titre indicatif la structure du réseau hydrogène dans ces deux scénarios alternatifs avec hypothèses de transit croisées. Seule la structure du réseau hydrogène est analysée pour ces scénarios.

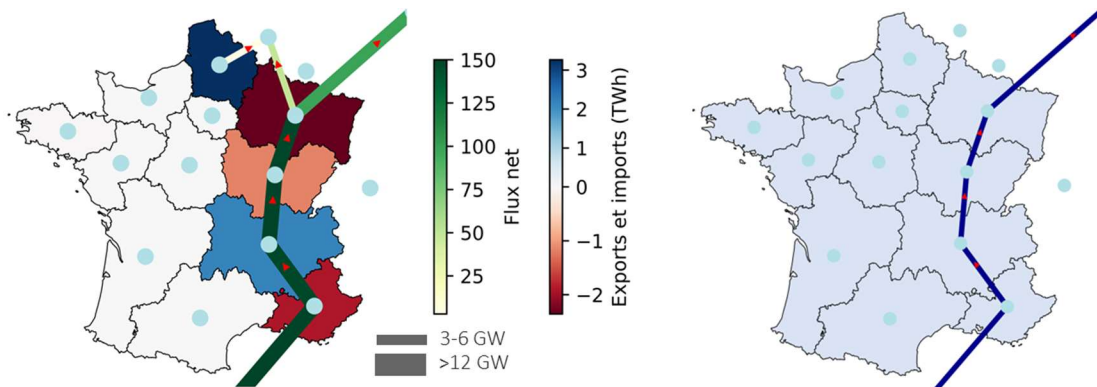


Figure 5-19: Structure du réseau hydrogène dans le scénario Référence-Coopération avec transit haut (gauche) et transit moyen (droite)

Dans un scénario Référence-Coopération avec transit moyen (uniquement vers l'Allemagne), les interconnexions avec la Belgique seraient supprimées, laissant la structure de la dorsale vers l'Allemagne inchangée.

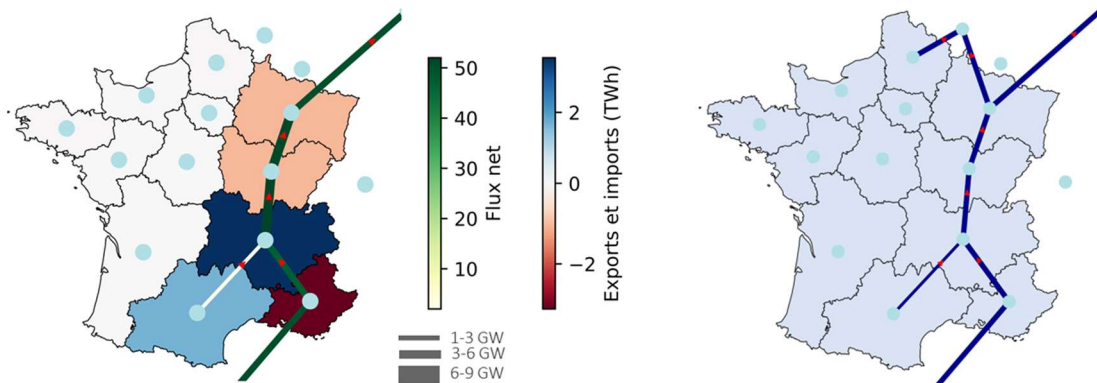


Figure 5-20: Structure du réseau hydrogène dans le scénario Référence-Autonomie avec transit moyen (gauche) et transit haut (droite)

Dans un scénario Référence-Autonomie avec transit haut des pipelines entre les régions Grand-Est et Hauts-de-France et la Belgique apparaîtraient, de manière similaire à la structure observée dans le scénario Référence-Coopération avec transit haut. Le pipeline entre les régions Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes, attribuable à la forte production renouvelable en Occitanie et à la demande d'hydrogène plus élevée dans la variante Référence-Autonomie que dans la variante Référence-Coopération est conservé.

6 Conclusion

Afin d'évaluer les besoins en termes de développements d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène en **France à l'horizon 2050**, une modélisation du système énergétique français a été réalisée grâce au logiciel **Artelys Crystal Super Grid**. Quatre scénarios, intégrant différentes hypothèses sur la demande d'hydrogène et l'intégration du système français dans un réseau hydrogène paneuropéen sont considérés.

Dans les scénarios modélisés, le transit d'hydrogène exogène par la France depuis l'infrastructure H2Med vers l'Allemagne se traduit par **l'apparition d'une « dorsale » hydrogène traversant l'axe Sud-Est/Nord-Est du pays**. Cette dorsale relie notamment entre elles les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur et Auvergne-Rhône-Alpes où sont situés d'importants potentiels de stockage géologique d'hydrogène en cavité saline.

Le besoin d'infrastructures de transport d'hydrogène en dehors de cette dorsale **dépend sensiblement de la demande d'hydrogène**. Dans les scénarios de plus faible demande d'hydrogène, le réseau ne se développe pas ou peu. On observe le développement, d'une seule branche additionnelle entre Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes dans le scénario Référence-Autonomie et aucun développement dans le scénario Référence-Autonomie. Les scénarios ambitieux font en revanche apparaître des branches secondaires du réseau hydrogène. Ces branches secondaires permettent des dynamiques de flux d'hydrogène entre régions :

- D'une part provenant des régions du Sud-Ouest, disposant d'une forte production d'électricité renouvelable, qui exportent de l'hydrogène vers la région Auvergne-Rhône-Alpes où sont localisés des stockages salins,
- D'autre part, dans les scénarios les plus ambitieux, entre la dorsale de transit et les régions Normandie et Hauts de France où les demandes d'hydrogène pour les usages industriels sont importantes.

Sous l'hypothèse de demande d'hydrogène la plus ambitieuse, le développement d'un réseau de transport d'hydrogène situé le long de la vallée du Rhône apparaît économiquement pertinent, y-compris en l'absence de transit d'hydrogène. Sa taille est en revanche fortement réduite par rapport à celle de la dorsale qui apparaît dans les scénarios de Référence du fait des hypothèses exogènes de transit de l'Espagne vers l'Allemagne.

Le **stockage de l'hydrogène en cavité saline se développe significativement dans tous les scénarios**, avec des ordres de grandeur de 3,5 à 7,5 TWh de stockage installés. En particulier, dans les scénarios de plus forte demande d'hydrogène, le potentiel de stockage en cavité saline (supposé de 7,5 TWh dans l'étude) est atteint. Le stockage en surface de l'hydrogène se développe également dans l'ensemble des scénarios avec des ordres de grandeur de l'ordre de 200-400 GWh de stockage installés. Le stockage en surface est installé en particulier dans les régions productrices d'hydrogène présentant une forte composante renouvelable dans leur mix électrique, et ne disposant pas de capacités de stockage géologique.

Ces capacités de stockage permettent une **opération flexible du système hydrogène** dans l'ensemble des scénarios, en lien en particulier avec la production renouvelable variable. Les résultats d'opération

des stockages montrent des modes de cyclage différents entre les cavités salines et le stockage en surface. D'une part une corrélation est observable entre l'opération des électrolyseurs, du stockage en surface, et la variabilité journalière de la production solaire. D'autre part, une variabilité saisonnière du niveau de stockage d'hydrogène en cavité saline apparaît, en lien avec la saisonnalité des productions éolienne et solaire.

Les besoins de stockage dépendent sensiblement de la demande d'hydrogène et du mix de production électrique. Ainsi, dans des scénarios présentant plus de capacités de production nucléaire, les besoins de stockage hydrogène, en particulier en surface, sont réduits.

Les besoins d'investissements dans les infrastructures de transport et stockage d'hydrogène et d'électrolyse sont de l'ordre de 1,5 à 4 Mds€/an. Les électrolyseurs représentent par ailleurs l'essentiel de ces coûts.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des principaux résultats quantitatifs de l'étude.

Tableau 6-1 : Synthèse des principaux résultats de l'étude

Scenarios	Production électrolytique (TWh H2 PCI)	Capacité d'électrolyse (GW H2 PCI)	Capacité de stockage en cavité saline (TWh H2 PCI)	Capacité de stockage en surface (GWh H2 PCI)	Facteur de charge moyen des électrolyseurs	Renforcements du réseau électrique de transport (GW – capacités agrégées)
Référence Autonomie	34,7	15	4,5	219	26%	41,9
Référence Coopération	26,2	12	3,5	186	24%	41,8
Ambitieux Autonomie	119,7	42	7,5	399	33%	33,9
Ambitieux Coopération	70,5	29	7,5	256	28%	37,6
Ambitieux Autonomie - transit nul	119,7	40	7,5	406	34%	37,3
Ambitieux Autonomie - transit haut	119,7	42	7,5	388	33%	32,6
Ambitieux Autonomie - transit haut - Nucléaire+	119,7	36	7,1	276	38%	29,4
Ambitieux Coopération - Nucléaire+	70,5	26	6,5	201	31%	33,7

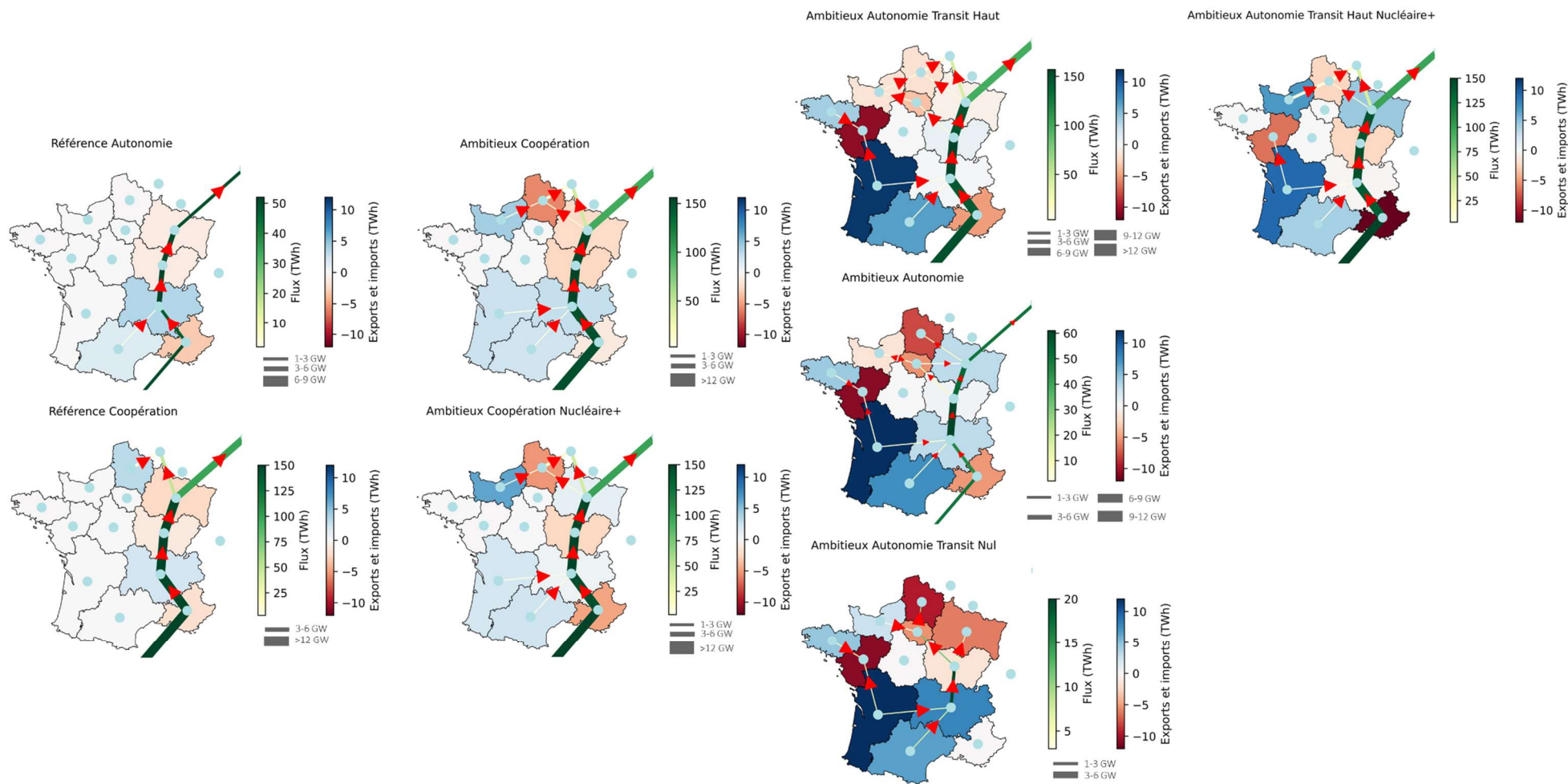


Figure 6-1: Structure du réseau hydrogène dans les différents scénarios modélisés

Tableau 6-2: Synthèse des principaux résultats de l'étude concernant le transport d'hydrogène entre les régions françaises – Scénarios centraux

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Référence-Autonomie	Interrégional hors dorsale	1,2	1,7
	Dorsale	17,7	150,0
	Total	18,9	151,7
	Transit H2	N/A	150,0
	Capacité minimale dorsale	17,1	N/A
Référence-Coopération	Interrégional hors dorsale	-	-
	Dorsale	57,0	447,4
	Total	57,0	447,4
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A
Ambitieux-Autonomie	Interrégional hors dorsale	14,2	51,0
	Dorsale	24,0	158,9
	Total	38,2	209,9
	Transit H2	N/A	150,0
	Capacité minimale dorsale	17,1	N/A
Ambitieux-Coopération	Interrégional hors dorsale	6,0	17,6
	Dorsale	56,6	459,3
	Total	62,6	476,9
	Transit H2	N/A	450
	Capacité minimale dorsale	51,37	N/A

Tableau 6-3: Synthèse des principaux résultats de l'étude concernant le transport d'hydrogène entre les régions françaises – Analyses de sensibilité

Scénarios	Périmètre	Capacité installée (GW H2)	Flux (TWh H2)
Ambitieux Autonomie - transit nul	Interrégional hors dorsale	11,3	47,6
	Dorsale	4,6	26,3
	Total	15,9	73,8
	Transit H2	N/A	0
	Capacité minimale dorsale	0	N/A
Ambitieux Autonomie - transit haut	Interrégional hors dorsale	12,3	47
	Dorsale	58,7	450
	Total	71	497
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A
Ambitieux Autonomie - transit haut - Nucléaire+	Interrégional hors dorsale	9,0	27,3
	Dorsale	55,9	422,2
	Total	64,9	449,5
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A
Ambitieux Coopération - Nucléaire+	Interrégional hors dorsale	6,6	18,9
	Dorsale	56,2	443,6
	Total	62,8	462,4
	Transit H2	N/A	450,0
	Capacité minimale dorsale	51,4	N/A

7 Annexes

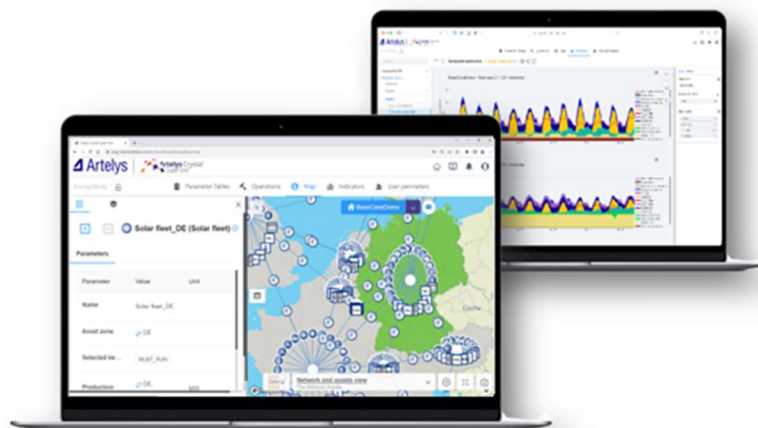
Les annexes ci-dessous présentent les outils de modélisation ainsi que le détail des hypothèses de modélisation et de scénarisation utilisées dans l'étude.

7.1 L'outil de modélisation Artelys Crystal Super Grid

La modélisation des systèmes électrique et hydrogène dans le cadre de cette étude a été réalisée dans le logiciel Artelys Crystal Super Grid. Il permet d'optimiser de manière conjointe le dimensionnement et l'utilisation des actifs de production, transport et stockage d'hydrogène et électricité, en représentant l'équilibre offre-demande pour ces deux énergies, à la maille régionale et avec une granularité horaire.

Les modèles d'**Artelys Crystal Super Grid** permettent de représenter finement chacun des actifs de demande et de production énergétique et leurs caractéristiques technico-économiques : flexibilité de la demande, puissances installées et coûts d'investissement des filières de production, coûts fixes et variables d'opération, puissance minimale d'opération, gradients, réserve, gestion optimale des réservoirs hydrauliques, gestion des imports de LNG, stockage saisonnier de gaz, variabilité de la production renouvelable et les principales contraintes sur les réseaux électriques, gaz et hydrogène entre les différentes zones étudiées.

En fonction de l'ensemble des paramètres définis, **Artelys Crystal Super Grid** permet d'optimiser la capacité installée et la stratégie d'opération de chaque filière afin de respecter un équilibre offre demande énergétique au moindre coût pour le système complet, et selon des critères de sécurité d'approvisionnement donnés. Il est typiquement utilisé à la maille nationale ou supranationale et au pas de temps horaire, mais les granularités spatiales et temporelles sont facilement configurables en fonction des besoins. **Artelys Crystal Super Grid** permet également de modéliser les technologies multi-énergies telles que l'électrolyse, la méthanation ou la cogénération.



Depuis plus de vingt ans, Artelys développe et améliore en continu sa propre suite logicielle d'optimisation spécialisée dans l'énergie : la suite Artelys Crystal. Parmi cette suite, **Artelys Crystal Super Grid** permet de simuler et d'optimiser les systèmes énergétiques interconnectés de l'échelle régionale à l'échelle continentale, prenant en compte les liens entre électricité, gaz, hydrogène et chaleur. Cet outil a notamment été retenu par la Commission Européenne pour la réalisation de son modèle européen multi-énergie [METIS](#).

7.2 Demande d'hydrogène

7.2.1 Construction des scénarios de demande d'hydrogène

Les scénarios de demande d'hydrogène de l'étude sont inspirés des scénarios de demande des « Futurs énergétiques 2050 » de RTE. Deux trajectoires sont considérées dans les scénarios de RTE :

- Une trajectoire de référence, qui s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC et intègre les objectifs du plan de relance et de son volet hydrogène,
- Une trajectoire hydrogène +, qui repose sur un développement plus fort de ce vecteur dans certains secteurs industriels (sidérurgie en particulier) et pour la décarbonation des routes maritimes et aériennes du transport international, via des carburants de synthèse.

Note sur le périmètre de demande en hydrogène considéré dans la modélisation :

Actuellement, une part significative de l'hydrogène consommé est issu de co-production dans divers procédés industriels (notamment dans les raffineries). Cet hydrogène fatal est généralement consommé localement, hors réseau, il n'est donc pas pris en compte explicitement dans les modélisations²⁴.

L'hydrogène peut être utilisé directement, ou converti en d'autres vecteurs énergétiques, typiquement en méthane ou en carburants de synthèse (demande finale directe ou indirecte). La conversion de l'hydrogène en méthane et carburants de synthèse ainsi que l'équilibre offre-demande pour ces vecteurs n'étant pas représentés explicitement dans le modèle, la consommation d'hydrogène sous-jacente est modélisée comme la demande directe d'hydrogène par une consommation constante d'hydrogène.

Enfin, l'hydrogène peut dans la modélisation être utilisé pour la production électrique. La consommation d'hydrogène relative est déterminée par le modèle et n'entre donc pas dans les hypothèses exogènes de demande d'hydrogène.

²⁴ Il est à noter que la part de l'hydrogène fatal dans la consommation d'hydrogène est amenée à baisser significativement selon les scénarios modélisés.

En 2050, on suppose que de potentiels imports d'ammoniac et de carburants de synthèse pourront significativement réduire le besoin de production d'hydrogène en Europe. Ces imports viendront se substituer à la demande locale d'hydrogène pour la production d'ammoniac et de carburants de synthèse.

Deux variantes « Coopération » sont donc considérées. Dans ces variantes, on suppose que la France importe l'intégralité de sa consommation d'ammoniac et de carburants de synthèse. Ces imports se substituent alors à une demande d'hydrogène gaz converti localement. Dans les variantes « Autonomie », la demande d'hydrogène pour la production locale d'ammoniac et de carburants de synthèse suit les scénarios de RTE.

Tableau 7-1: Demande d'hydrogène par usage en 2050 dans les scénarios de l'étude (TWh PCI)

		Référence Autonomie	Ambitieux Autonomie	Référence Coopération	Ambitieux Coopération
Usages matériaux	Ammoniac et engrais	4,9	4,9	0 (Imports)	
	Chimie	1	1	1	1
	Divers industriel	0,3	0,3	0,3	0,3
	Raffinage	0,9	0,9	0,9	0,9
	Sidérurgie	5	10	5	10
Usages énergétiques	Chaleur industrielle	6,4	22,1	6,4	22,1
	Injection H2 en mélange	1	1	1	1
	Transport ferroviaire	0,8	1,6	0,8	1,6
	Transport routier	7,9	27,6	7,9	27,6
Carburants de synthèse	Méthanation	2	6	2	6
	Transport aérien	3,8	38,3	0 (Imports)	
	Transport maritime	0,6	6		
	Total général	34,6	119,7	25,3	70,5

7.2.2 Désagrégation de la demande d'hydrogène

Les hypothèses de consommation annuelle d'hydrogène en France sont réparties à la maille régionale pour être intégrées à la modélisation. Cette répartition se fait sur la base de clés de désagrégation, définies par secteur et par usage, en s'appuyant sur diverses sources de données publiques :

- Consommations annuelles d'énergie de divers sites industriels²⁵
- Capacités de production de sites industriels majeurs disponibles publiquement
- Localisations de divers projets industriels consommateurs d'hydrogène annoncés²⁶
- Véhicules enregistrés par régions (Eurostat)
- Emissions historiques des principaux sites industriels²⁷

Le Tableau 7-2 détaille les demandes d'hydrogène les clés de répartition associées à chaque usage de l'hydrogène.

Usage	Clé de répartition régionale
Raffinage	Capacité annuelle en tonne de pétrole brut par an des principaux sites industriels
Ammoniac et engrais	Capacité annuelle en tonne par an d'ammoniac des principaux sites industriels
Chimie	Demande énergétique historique des sites du secteur de l'industrie chimique, hors raffinage et ammoniac
Divers industriel	Agrégré dans la catégorie Chimie
Sidérurgie	Capacité en tonne d'acier par an des usines annoncées utilisant le procédé de réduction directe de l'acier (DRI)
Chaleur industrielle	Consommation d'énergie annuelle historique des sites industriels des secteurs ciment et verre
Injection H2 en mélange	Consommation historique de gaz par région (2019)
Transport routier	Nombre de véhicules enregistrés par région (mobilité lourde)
Transport ferroviaire	Cartographie des lignes ferroviaires identifiées par les régions pour leur verdissement
Méthanation	Emissions historiques des cimenteries

²⁵ Fraunhofer ISI industry dataset : <https://www.isi.fraunhofer.de/en/presse/2020/presseinfo-12-industrielle-abwaerme-fernwaerme.html>

²⁶ IEA Hydrogen projects database

²⁷ D'après le registre national des émissions polluantes

Carburants de synthèse - aérien	Demande localisée au niveau des raffineries
Carburant de synthèse - maritime	Emissions historiques des cimenteries

Tableau 7-2: Clés de répartition régionale par usage de l'hydrogène

Pour les usages industriels directs (raffinage, ammoniac, chimie, sidérurgie), les clés proposées se basent sur la production et/ou la consommation des principaux sites industriels. Pour les usages chaleur industrielle, on fait l'hypothèse que l'usage de l'hydrogène se développe principalement sur le segment haute température (typiquement au-delà de températures de l'ordre de 1400 °C) que l'électrification directe ne peut adresser, ce qui revient à considérer essentiellement les secteurs ciment et verre.

On suppose que les usages méthanation et production de carburants de synthèse pour le maritime sont localisés au niveau des cimenteries fournissant un potentiel de CO₂, tandis que les usages e-fuels pour le transport aérien sont localisés au niveau des raffineries.

La demande d'hydrogène régionalisée est ensuite ventilée au pas de temps horaire sur la base de profils de consommation d'hydrogène supposés constants.

7.3 Hypothèses technico-économiques relatives aux infrastructures hydrogène

7.3.1 Electrolyse

Les capacités d'électrolyseurs dans chaque région sont optimisées. Les hypothèses technico-économiques suivantes sont retenues pour la modélisation des électrolyseurs.

Pour toutes les infrastructures hydrogène optimisées (production, transport, stockage), un taux d'actualisation de 5% est retenu, en cohérence avec l'étude « European Hydrogen Backbone ».

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX (€/MW électrique)	507 000	RTE, Futurs Énergétiques 2050
FOC (€/MW électrique)	12 000	RTE, Futurs Énergétiques 2050
Rendement (MWh PCI/MWh électrique)	0,72	Asset 2020
Durée de vie (ans)	20	RTE, Futurs Énergétiques 2050

Taux d'actualisation	5 %	European Hydrogen Backbone
----------------------	-----	----------------------------

Tableau 7-3 : Paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation des électrolyseurs

Par ailleurs, il est supposé que les électrolyseurs ont un comportement flexible, sans contrainte additionnelle sur leur fonctionnement.

7.3.2 Transport par pipeline

7.3.2.1 Hypothèses technico-économiques

L'étude prend en compte la possibilité d'investissement dans des infrastructures de transport de l'hydrogène par pipeline entre régions voisines. Les hypothèses de coûts d'investissement dans les pipelines sont tirées du scénario moyen de l'étude « European Hydrogen Backbone ».

Ces coûts sont liés à l'investissement d'une part dans les pipelines, et d'autre part dans les systèmes de compression. La capacité nominale d'un pipeline, en MW, dépendra de sa largeur et du dimensionnement du système de compression. A un diamètre fixé de pipeline correspond un flux d'hydrogène théorique maximal, néanmoins, dimensionner le système de compression de manière à atteindre ce flux n'est pas nécessairement optimal et peut mener à des coûts de transport moyens plus élevés.

Les hypothèses de coûts d'investissements proposées dans l'EHB explorent différents dimensionnements de pipelines, avec des diamètres (20, 36 ou 48 pouces) et des dimensionnements de système de compression variables (25%, 75% ou 100% de la capacité maximale) menant à des coûts d'investissements rapportés à la capacité d'hydrogène transportable variables, et faisant apparaître des effets d'économie d'échelle significatifs pour les pipelines de plus grande capacité. Les coûts sont annualisés sur la base d'une durée de vie de 40 ans pour les pipelines et 25 ans pour les systèmes de compression, et un taux d'actualisation de 5%.

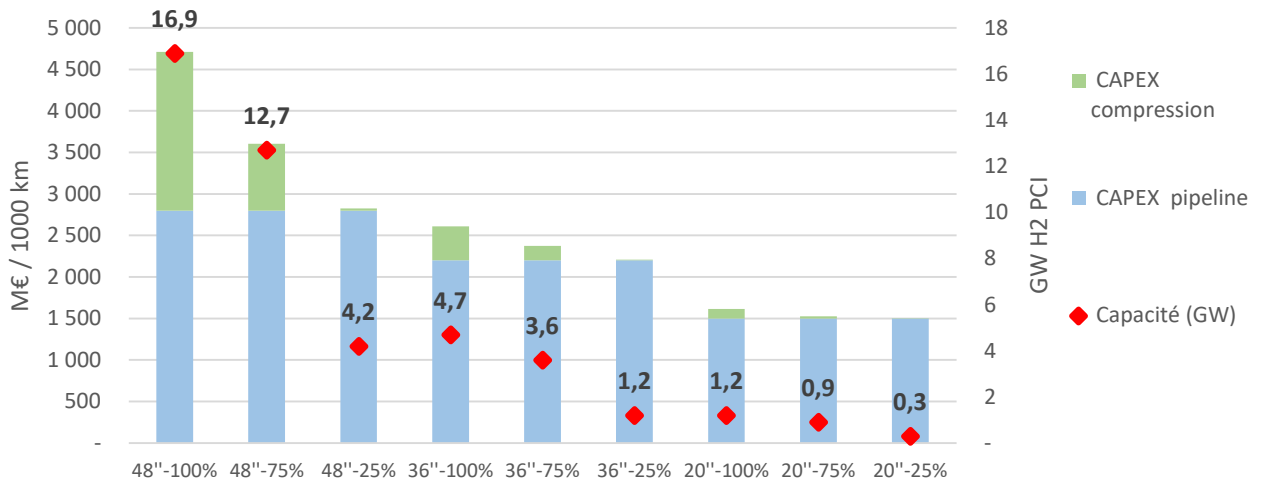


Figure 7-1: Coûts d'investissement et capacités de pipelines neufs tels que décrits dans l'EHB

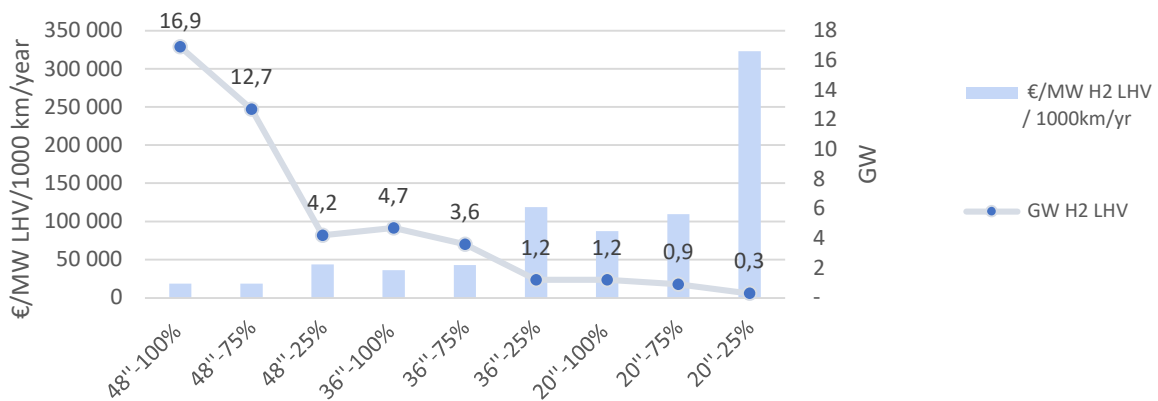


Figure 7-2: Coûts d'investissement annualisés rapportés à la puissance des pipelines

La modélisation ne prend pas en compte de réseaux de distribution locale de l'hydrogène. La longueur des pipelines inter-régionaux est estimée comme la longueur en ligne droite entre les centres des régions, multipliée par un facteur moyen de 125% prenant en compte un tracé réel non rectiligne, tiré de l'analyse de pipelines existants²⁸, soit typiquement de l'ordre de quelques centaines de kilomètres.

Conformément aux hypothèses affichées dans la concertation sur le cadrage de l'étude menée par RTE et GRT gaz sur les « Besoins d'infrastructures de transport d'électricité et d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse à l'horizon 2050 », on suppose que les réseaux hydrogène ne fourniront pas de capacité de stockage en conduite significative.

²⁸ D'après <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d24343db-5ee8-11ec-9c6c-01aa75ed71a1/language-en>

Enfin, la modélisation ne prend pas en compte la possibilité de reconversion à l'hydrogène des pipelines de gaz naturel existant. Cette vision conservatrice, qui revient à négliger un gisement potentiel de pipelines hydrogène accessible à des coûts d'investissement potentiellement réduits est en cohérence avec les travaux récents de la CRE et des opérateurs gaziers²⁹ sur l'avenir des infrastructures gazières, qui envisagent des potentiels limités pour la conversion des canalisations existantes dans un scénario de demande en méthane médian, proche des scénarios de RTE.

7.3.2.2 Méthodologie pour le dimensionnement des pipelines

On ne représente dans l'étude que les réseaux de transport d'hydrogène, à l'échelle interrégionale. On considère que de tels pipelines seront typiquement des pipelines ayant un diamètre supérieur à vingt pouces et des capacités d'ordre de grandeur supérieur au gigawatt.

Or, dans un modèle d'optimisation linéaire, les capacités optimisées des pipelines hydrogène peuvent varier continument et prendre des valeurs qui ne sont pas nécessairement représentatives de dimensionnements réalistes de pipelines. En particulier, une telle modélisation peut faire apparaître des pipelines de faibles capacités, typiquement inférieures au gigawatt, qui sont exclus du périmètre de l'étude. Pour pallier ces limitations, une approche itérative mêlant optimisation continue et discrète est employée pour le dimensionnement des pipelines hydrogène.

1^{ère} itération

Les capacités des pipelines sont optimisées de façon continue, sans contrainte de réalisme sur le dimensionnement et sont déterminées uniquement compte-tenu des coûts d'investissement considérés. Les coûts d'investissement unitaires de chaque pipeline en €/MW sont prétraités pour refléter le dimensionnement attendu des pipelines selon leur positionnement (le coût unitaire en €/MW étant plus faible pour des pipelines de plus large diamètre attendus par exemple le long de l'axe de transit d'hydrogène par la France).

2^{ème} itération

L'ensemble du système est réoptimisé. La méthodologie d'optimisation des pipelines diffère actif par actif selon les résultats de l'itération précédente. Si la capacité résultante de la première itération pour un pipeline est :

- Inférieure à 0,6 GW, le pipeline n'est pas réoptimisé et sa capacité est fixée à 0 GW
- Comprise entre 0,6 GW et 1,2 GW, le pipeline est réoptimisé de sorte à ne prendre que des valeurs discrètes multiple de 1,2 GW
- Supérieure à 1,2 GW, la capacité du pipeline est réoptimisée de manière continue.

²⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/avenir-des-infrastructures-gazieres-aux-horizons-2030-et-2050-dans-un-contexte-d-atteinte-de-la-neutralite-carbone>

Cette méthodologie laisse donc un arbitrage possible, pour les pipelines de taille intermédiaire, entre ne pas installer le pipeline ou éventuellement le surdimensionner par rapport au flux attendu dans la première itération.

3^{ème} itération

- Les capacités des pipelines sont fixées aux résultats obtenus dans l'itération précédente
- L'ensemble du reste du système est réoptimisé (électrolyseurs, stockage hydrogène, flexibilités électriques)

7.3.3 Transport par camion

Le transport d'hydrogène par camion est considéré dans l'étude et représenté par un coût moyen de transport de 4,27 €/kg H₂/1000 km³⁰. Les mêmes hypothèses de distances entre régions sont utilisées que pour l'établissement des coûts d'investissement dans les pipelines. Les résultats de modélisation ne font néanmoins apparaître aucune utilisation de cette option pour le transport de l'hydrogène.

7.3.4 Stockage géologique de l'hydrogène

La modélisation introduit la possibilité d'investissement dans du stockage en cavité saline, seul type de stockage géologique retenu compte-tenu de la moindre maturité technologique du stockage en aquifère ou en gisements déplétés. Le potentiel de développement est constitué d'une part de cavités existantes actuellement utilisées pour le stockage de méthane, et pouvant être converties pour stocker de l'hydrogène, et d'autre part de nouvelles cavités pouvant être creusées sur des sites existants.

Bien qu'il existe des potentiels géologiques théoriques, **le développement du stockage sur de nouveaux sites est exclu**. Cela revient dans la modélisation à considérer que le stockage en cavité saline ne peut se développer que dans les régions Auvergne-Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte d'Azur où sont localisées les infrastructures existantes de stockage de gaz naturel en cavité saline.

Les hypothèses de coûts d'investissement et de potentiels retenus pour le développement du stockage d'hydrogène en cavité saline sont tirées de la concertation sur le cadrage de l'étude menée par RTE et GRT gaz sur les « Besoins d'infrastructures de transport d'électricité et d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse à l'horizon 2050 ». Les potentiels de stockage sont régionalisés au prorata des capacités existantes des sites de stockage de gaz naturel en cavité saline.

Typiquement, les cavités salines peuvent effectuer jusqu'à une dizaine de cycles complets d'injection et soutirage par an³¹. Dans la modélisation, les stockages sont optimisés en supposant un rapport entre énergie stockable et puissance d'injection/soutirage de 438h correspondant à un maximum de dix cycles consécutifs d'injection et soutirage par an. Il est enfin considéré que capacités d'injection et soutirage sont égales.

³⁰ Bloomberg, 2019

³¹ GIE, Guidehouse, 2021, "Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system"

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX (€/MWh PCI stockable)	468,5	RTE/GRT gaz
FOC (€/MWh PCI stockable)	18,0	RTE/GRT gaz
OPEX variable (coût de compression, €/MWh H2 stocké)	1,8	D'après RTE/GRT gaz, 1 kWh électrique /kg stocké à 60€/kWh)
Potentiel maximal (TWh PCI)	2,5	RTE/GRT gaz
Rapport entre capacité de stockage et d'injection (h)	438	D'après GIE, Guidehouse
Durée de vie (ans)	50 ans cavité 25 ans installations de surface	RTE/GRT gaz
Taux d'actualisation (%)	5	European Hydrogen Backbone

Tableau 7-4 : Paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation des cavités salines neuves

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX (€/MWh PCI stockable)	267,3	RTE/GRT gaz
FOC (€/MWh PCI stockable)	18,0	RTE/GRT gaz
OPEX variable (coût de compression, €/MWh H2 stocké)	1,8	D'après RTE/GRT gaz, 1 kWh électrique /kg stocké à 60€/kWh)
Potentiel maximal (TWh PCI)	5	RTE/GRT gaz
Rapport entre capacité de stockage et d'injection (h)	438	D'après GIE, Guidehouse
Durée de vie (ans)	50 ans cavité	RTE/GRT gaz

	25 ans installations de surface	
Taux d'actualisation (%)	5	European Hydrogen Backbone

Tableau 6 : Paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation des cavités salines converties

7.3.5 Stockage en surface de l'hydrogène

La modélisation introduit la possibilité d'investissement dans du stockage de l'hydrogène en réservoir pressurisé, en surface. Les coûts d'investissements dans les différentes technologies de réservoirs sont typiquement de l'ordre de 400 €/kg à 1000 €/kg³². Un CAPEX moyen de 550 €/kg stockable est utilisé.

On suppose que le stockage hors-sol est typiquement dimensionné de manière à satisfaire 24h de demande à pleine puissance.

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX (€/MWh PCI stockable)	16 500	France Hydrogène
FOC (€/MWh PCI stockable)	165	1% CAPEX (Danish Energy Agency)
Rapport entre capacité de stockage et d'injection (h)	24	
Durée de vie (ans)	30	Danish Energy Agency
Taux d'actualisation (%)	5	European Hydrogen Backbone

Tableau 7 : Paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation du stockage hydrogène en surface

7.4 Demande d'électricité

7.4.1 Volumes de demande

Sur le périmètre français, les volumes de demande d'électricité par secteur et par usages sont tirés du scénario N2 de référence de « Futurs Energétiques 2050 ». On aboutit ainsi à la répartition présentée en Figure 4.

³² France Hydrogène, 2022, "Panorama des solutions hydrogène"

Ces hypothèses sont ensuite réparties sur les douze régions métropolitaines – hors Corse – selon les principaux déterminants de demande pour chaque usage, en s'appuyant sur des clés de répartition calculées sur la base de données publiques. La demande finale d'électricité est de 595 TWh (hors demande d'électricité pour l'électrolyse, qui est déterminée par le modèle et varie selon les scénarios).

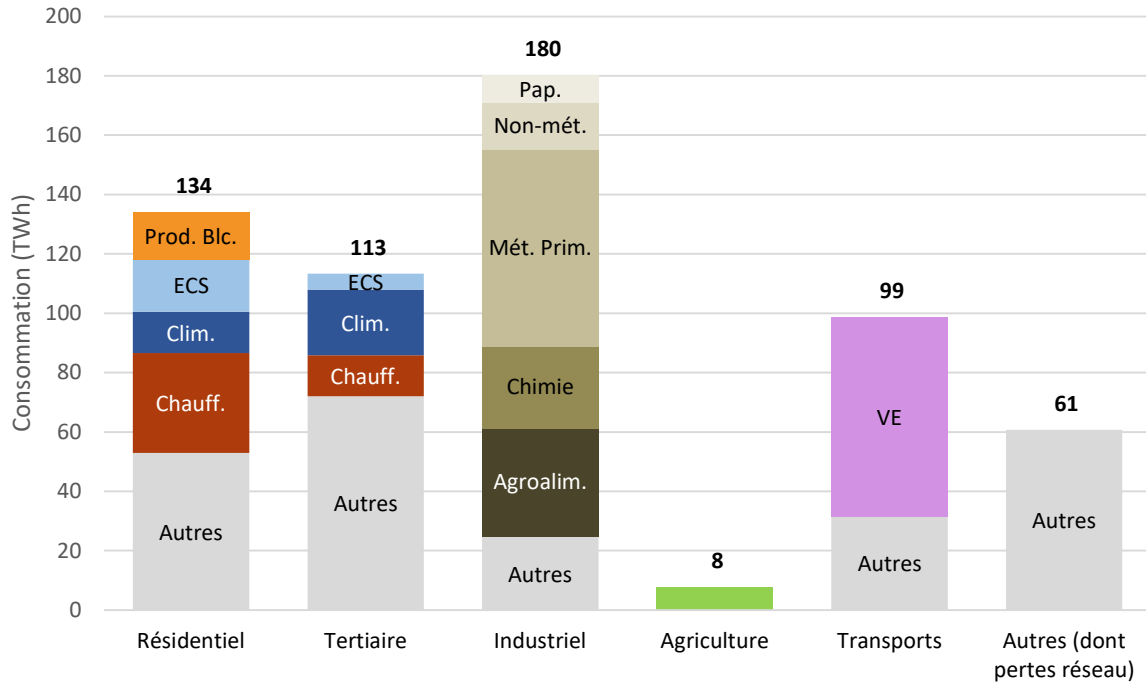


Figure 7-3: Répartition de la consommation nationale 2050 par secteur et par usage dans le scénario de référence

La régionalisation de cette demande, s'effectue usage par usage selon les mêmes hypothèses qu'en 2030. On obtient les volumes suivants par région dans le scénario de référence.

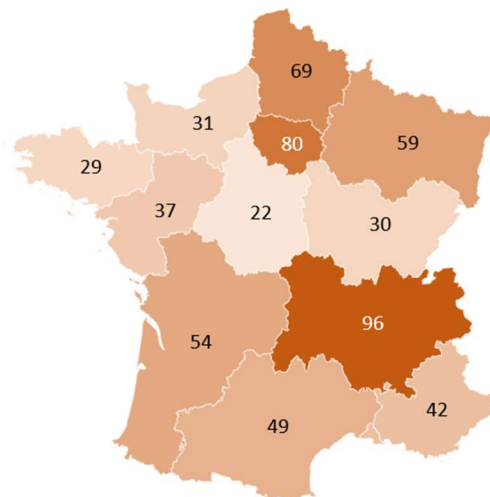


Figure 7-4: Consommation annuelle 2050 par région dans le scénario de référence (TWh, hors électrolyse)

La variante « Hydrogène + » de RTE, permettant de modéliser les scénarios « Ambitieux » possède une demande finale en électricité inférieure à celle des scénarios « Référence ». En effet, l'hydrogène

remplace en partie l'électricité pour certains usages difficiles à électrifier dans l'industrie (sidérurgie et chaleur industrielle) et le transport (transport lourd). La demande d'électricité pour l'électrolyse est en revanche supérieure dans la variante hydrogène +.

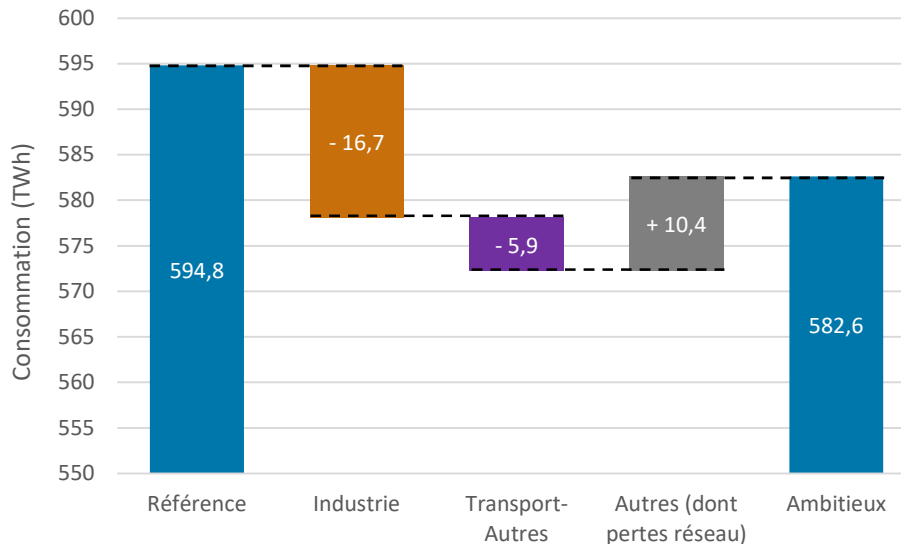


Figure 7-5 : Différence de demande en électricité entre les scénarios « Ambitieux » et « Référence » de l'étude EDF

7.4.2 Flexibilité de la demande

Outre les volumes de la demande, la flexibilité de la demande est également prise en compte dans la modélisation via des modèles spécifiques à certains usages. Cette flexibilité se décompose au travers de différents usages : les véhicules électriques, l'eau chaude sanitaire, les pompes à chaleur et les effacements (industriels et tertiaires).

Les différents véhicules électriques sont répartis selon leur mode de pilotage à l'aide d'hypothèses issues des travaux de RTE³³ :

- 37% de véhicules dont la recharge est non-intelligente, i.e. qui se rechargent dès lors qu'ils sont branchés/stationnés
- 60% de véhicules dont le pilotage est optimisé (smart-charging) durant la durée de stationnement
- 3% de véhicules en vehicle-to-grid (V2G) dont le pilotage est optimisé et qui peuvent non seulement soutirer de l'électricité au réseau mais aussi en injecter (décharge)

La régionalisation du nombre de véhicules se fait selon les mêmes critères que pour la demande associée au transport.

³³ Futurs énergétiques 2050, Chapitre 5 « Les scénarios de mix production-consommation » et Enjeux du Développement de l'électromobilité pour le système électrique » (2019)

En ce qui concerne l'eau chaude sanitaire, la capacité de flexibilité donnée par le scénario N2 référence³⁴ est régionalisée comme les demandes tertiaires et résidentielles en eau chaude sanitaire. Cette capacité représente jusqu'à 1,2 GW à la pointe de consommation à l'échelle nationale. Cette flexibilité permet de déplacer une certaine partie de la demande d'un cycle de consommation quotidien aux heures les plus favorables de la journée. L'effacement de cette consommation ne représente pas un coût supplémentaire pour le système.

Les effacements industriels et tertiaires représentent selon RTE une capacité de 4,1 GW. Il est donc possible d'effacer dans chaque région une certaine capacité à un certain prix (300€/MWh), ce qui en fait le dernier recours pour éviter une situation de défaillance du système. Cet effacement est sans report.

Concernant l'eau chaude sanitaire et les effacements industriels et tertiaires, les capacités de flexibilité données pour le scénario N2 de référence³⁵ sont régionalisées respectivement comme les demandes en eau chaude sanitaire et les demandes pour les secteurs industriels et tertiaires :

- Pour l'eau chaude sanitaire, 1,2GW sont flexibles à l'échelle nationale
- Concernant les effacements, la capacité nationale disponible est de 4,1 GW

Enfin, selon « Futurs énergétiques », 60% du chauffage est assuré par des pompes à chaleur dans le secteur tertiaire et 40% pour le secteur résidentiel³⁶. L'ensemble de ces pompes à chaleur sont considérées comme flexibles : pour ce faire elles sont couplées à des stockages thermiques de 2h, qui représentent l'inertie thermiques des bâtiments. Ces stockages permettent d'assurer un effacement de consommation qui doit être rattrapé sur les heures suivantes. Par ailleurs, des pertes de l'ordre de 6%/heure affectent ce stockage thermique, donnant ainsi un certain coût à l'effacement permis par les pompes à chaleur.

Enfin, à ces usages s'ajoute la flexibilité apportée par les électrolyseurs dont le mode d'opération est optimisé. Les capacités d'électrolyse étant optimisées dans la modélisation, la capacité potentielle d'effacement associée est déterminée par la modélisation.

7.5 Hypothèses relatives au parc de production électrique

7.5.1 Configuration des scénarios centraux

Sur le périmètre France, le parc de production d'électricité est largement aligné sur les capacités du scénario N2-référence 2050 des « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE³⁷. Le Tableau 9 ci-dessous synthétise les principales hypothèses associées.

³⁴ Futurs énergétiques 2050, Annexe « Données sur la consommation d'électricité »

³⁵ Futurs énergétiques 2050, Annexe « Données sur la consommation d'électricité »

³⁶ Futurs énergétiques 2050, Annexe « Données sur la consommation d'électricité »

³⁷ <https://rte-futursenergetiques2050.com/>

Technologie	Scénarisé / Optimisé	Régionalisation
Nucléaire	Scénarisé	Capacités historiques et hypothèses sur la localisation des EPR2 d'après le scénario N2-Référence + variantes ambitieuses alignées avec le scénario N03
Hydro réservoir et RoR	Scénarisé	Capacités historiques
CCGT Gaz	Scénarisé	Centrale de Landivisiau résiduelle (fonctionnant uniquement au biométhane)
CCGT/OCGT Hydrogène	Optimisé	Optimisé
Bioénergies et autres thermiques	Scénarisé	Capacités historiques
Eolien en mer	Scénarisé	Capacités annoncées dans Futurs énergétiques 2050 ³⁸ et régionalisation via le SDDR 2019 ³⁹
Eolien terrestre	Scénarisé	Capacités annoncées dans Futurs énergétiques 2050 ⁴⁰ , scénarisation d'incrément de capacité dans les scénarios Ambitieux pour produire le volume d'électricité correspondant à l'incrément de consommation des électrolyseurs
PV	Scénarisé	

Tableau 7-5: Approche de modélisation des différentes filières de production d'électricité sur le périmètre France

7.5.1.1 Parc nucléaire

La capacité totale du parc de production nucléaire suit le scénario N2-Référence de RTE, soit 15,5 GW de nucléaire historique et 23,2 GW de nouveau nucléaire (14 EPR2).

Nucléaire historique :

La régionalisation des capacités nucléaires historiques s'appuie sur un recensement des capacités nucléaires historiques issu du registre national des installations de production et de stockage. Dans le scénario N2-Référence, il est supposé qu'aucun réacteur ne sera prolongé au-delà de 60 ans, on considère donc les capacités résiduelles des dix réacteurs les plus récents, n'ayant pas atteint 60 ans en 2050. L'EPR de Flamanville s'ajoute à ces capacités historiques pour une capacité de 1650 MW.

³⁸ Chapitre 5 Les scénarios de mix production-consommation, Figure 5.4

³⁹ RTE, « Schéma décennal de développement du réseau », 2019.

⁴⁰ Chapitre 5 Les scénarios de mix production-consommation, Figure 5.4

Nouveau nucléaire :

La capacité de nouveau nucléaire correspond à sept paires d'EPR 2 à répartir à la maille régionale. La répartition des trois premières paires d'EPR2 suit la liste des sites indiqués par EDF :

- Penly
- Gravelines
- Bugey

Pour la localisation des quatre paires d'EPR2 suivantes, on adopte une régionalisation en corrélation avec les demandes finales d'électricité par région et prenant en compte les capacités interrégionales existantes. Par ailleurs, seuls les sites historiques sont envisagés pour le développement des EPR2. On considère ainsi :

- Une seconde paire d'EPR 2 en Auvergne-Rhône-Alpes, région présentant la plus forte demande,
- Deux paires d'EPR2 en Centre-Val de Loire et Grand-Est,
- Une paire d'EPR 2 en région Nouvelle Aquitaine.

On aboutit ainsi aux capacités nucléaires par région suivantes à l'horizon 2050 (MW) :

Tableau 7-6 : Capacités nucléaires installées - Configuration de référence

Capacités (MW)	Capacité résiduelle REP	Capacité résiduelle EPR	Capacité EPR 2	Total
Auvergne-Rhône-Alpes	-		6600	6 600
Centre-Val de Loire	-		3300	3 300
Hauts-de-France	-		3300	3 300
Nouvelle-Aquitaine	2 990		3300	6 290
Normandie	2 660	1650	3300	7 610
Grand Est	5 600		3300	8 900
Occitanie	2 620		0	2 620
Total	13 870	1 650	23 100	38 620

Le taux de disponibilité moyen des capacités nucléaires suit les Futurs Energétiques 2050, soit 68,6% pour le nucléaire historique prolongé et 78,4% pour le nouveau nucléaire.

Afin de calculer les coûts du système dans la section 4.5, les CAPEX et OPEX et durée de vie suivants sont utilisés pour le parc nucléaire. Ils sont issus des annexes de « Futurs énergétiques 2050 ».

Technologie	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW/an)	Durée de vie
EPR2	5 035	100	60

Ces coûts sont uniquement utilisés afin de calculer les indicateurs économiques mais ne sont pas pris en compte dans l'optimisation du système, étant donné que l'ensemble de ces capacités sont scénarisées.

7.5.1.2 Parc hydraulique

7.5.1.2.1 Hydraulique au fil de l'eau et en réservoir

Dans cette étude, on fait l'hypothèse que les capacités hydrauliques en réservoir et fil de l'eau sont identiques entre 2050 et aujourd'hui. Le modèle est calibré à partir de données de production historiques ainsi que d'un recensement issu du registre national des installations de production d'électricité et de stockage. Sur la base des mêmes données historiques, il intègre les contraintes suivantes :

- Minima et maxima de production calculés à la maille mensuelle ;
- Gradients empiriques de production horaire par saison ;
- Niveau minimum d'eau disponible au total dans les stocks à chaque fin de semaine ;
- Un volume hebdomadaire de production à satisfaire, avec possibilité de conserver de l'eau en stock d'une semaine sur l'autre.

7.5.1.2.2 STEP

La PPE 2019 envisage la possibilité de mettre en service jusqu'à 1,5 GW de nouvelles STEP entre 2030 et 2035. Dans les Futurs Energétiques 2050, RTE considère un potentiel additionnel de 3 GW de nouvelles STEP à l'horizon 2050, ainsi qu'un potentiel d'augmentation des capacités des installations existantes (remplacement ou ajout de turbines). Dans le scénario N2-Référence, la capacité de STEP augmente de 3,5 GW en 2050 par rapport à l'historique. On fait l'hypothèse que cette augmentation de capacité correspond pour 500 MW à de l'augmentation de capacité des sites existants, et 3 GW à des nouvelles STEP.

7.5.1.3 Parcs thermiques

Les autres moyens de production thermiques sont représentés par des capacités scénarisées selon le scénario N2 référence de Futurs Energétiques 2050. Les hypothèses de répartitions régionales diffèrent entre les différents moyens de productions, selon les données disponibles.

- Les productions thermiques à base de fioul, charbon et gaz fossile ont disparu à l'horizon 2050.
- 0,5 GW de capacités installées pour la production thermique à base de déchets non renouvelables, réparties entre les régions au prorata des capacités installées actuellement. Le volume de production reste à son niveau actuel. Ces actifs sont modélisés avec une production en bande.
- 1,9 GW de capacités installées pour la production thermique à base de bioénergies (biomasse exclusivement), réparties entre les régions au prorata des capacités installées actuellement. RTE ne prévoit pas d'évolution significative pour cette filière de production.

- 0,5 GW de capacités installées correspondant à la centrale de Landivisiau, CCGT fonctionnant au biométhane. RTE considère que seule cette centrale, la plus récente, reste opérationnelle à l'horizon 2050, fonctionnant uniquement au biométhane.
- Les Futurs Energétiques 2050 considèrent que l'équilibrage du système électrique repose également sur des centrales fonctionnant à l'hydrogène, installées sur les sites historiques. Les capacités installées des centrales thermiques fonctionnant à l'hydrogène sont également optimisées dans la modélisation.

7.5.1.4 Parcs solaire et éolien terrestre

La répartition régionale des capacités de production solaire photovoltaïque et d'éolien terrestre est réalisée en deux temps.

Tout d'abord, sur la base du scénario N2 référence du rapport « Futurs Energétiques 2050 » de RTE, une première répartition est établie, correspondant aux capacités qui entrent en jeu dans l'équilibre offre-demande du mix électrique ainsi que dans la réponse à la demande d'électricité pour l'électrolyse dans le scénario N2 référence. 95 GW de solaire et 51 GW d'éolien terrestre sont installés pour produire respectivement 110 TWh et 104 TWh, comme scénarisé dans le scénario N2 référence. La régionalisation de ces capacités est réalisée au prorata des productibles régionaux fixés par RTE et correspond à la répartition suivante.

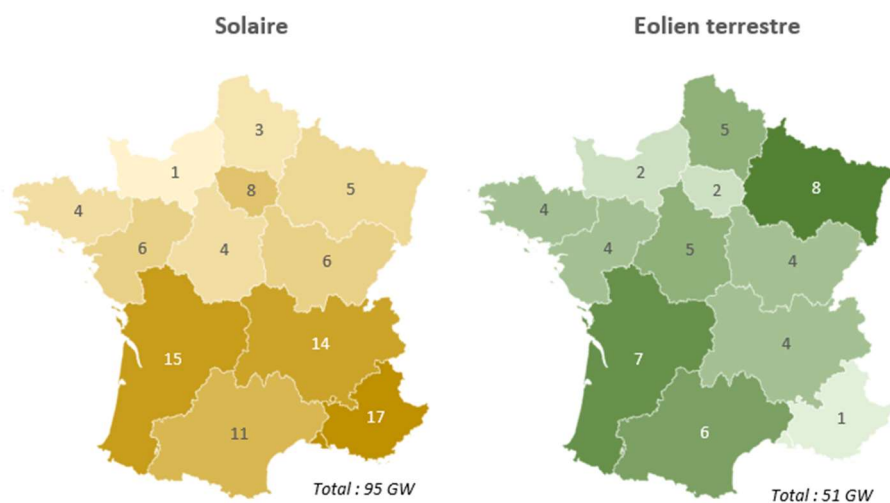


Figure 7-6 : Capacités EnR installées au prorata des productions du scénario N2 de « Futurs énergétiques 2050 » (GW)

Dans les scénarios Ambitieux, compte-tenu de la plus forte demande d'hydrogène, la consommation des électrolyseurs augmente par rapport au scénario Référence-Autonomie. Il est supposé que cet incrément de consommation est compensé par une augmentation de la production solaire et éolienne (terrestre). On répartit les capacités supplémentaires associées à l'incrément de consommation des électrolyseurs selon le processus suivant.

Dans un premier temps il est nécessaire de calculer la quantité d'électricité à produire pour répondre aux besoins additionnels des électrolyseurs. Sur la base d'un rendement des électrolyseurs de 72%, 119 TWh d'électricité supplémentaire sont nécessaires pour le scénario Ambitieux-Autonomie et 50 TWh pour Ambitieux-Coopération.

Les capacités supplémentaires de solaire et d'éolien terrestre ajoutées sont réparties selon les capacités renouvelables supplémentaires installées dans le scénario N1 référence en comparaison au scénario de référence choisi (N2 référence). Le scénario N1 référence est celui qui se rapproche le plus des scénarios Ambitieux de l'étude en termes de demande totale d'électricité (incluant la demande pour les électrolyseurs) et de développement des renouvelables, et le scénario « suivant » le scénario N2-Référence en termes d'ambition sur les capacités renouvelables.

La régionalisation de ces capacités supplémentaires est identique à la régionalisation des capacités supplémentaires ajoutées entre N2 référence et N1 référence dans « Futurs énergétiques 2050 ».

Ainsi, les capacités nationales installées en solaire en éolien terrestre sont les suivantes :

Tableau 7-7 : Capacités d'éolien terrestre et de solaire PV installées selon les différents scénario (GW)

Scénario	Référence		Ambitieux	
	Autonomie	Coopération	Autonomie	Coopération
Solaire (GW)	95	95	169	126
Eolien terrestre (GW)	51	51	67	58

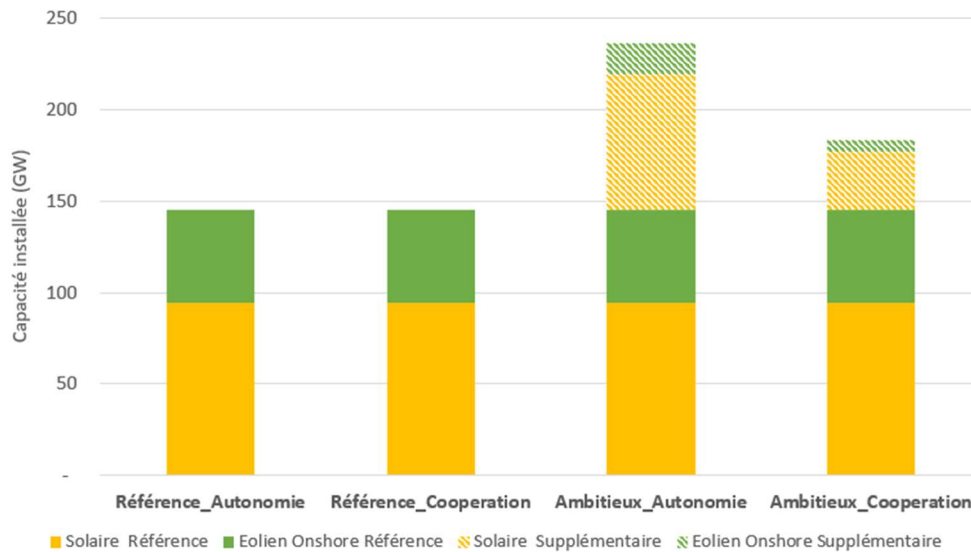


Figure 7-7 : Capacités d'éolien terrestre et de solaire PV installées selon les différents scénario (GW)

Afin de calculer les coûts du système dans la section 4.5, les CAPEX et OPEX et durées de vie suivants sont utilisés. Ils sont issus des annexes de « Futurs énergétiques 2050 ».

Technologie	CAPEX (€/kW)	OPEX (€/kW/an)	Durée de vie
Solaire	477	8	30
Eolien terrestre	900	25	30
Eolien flottant	1 300	36	40

Ces coûts sont uniquement utilisés afin de calculer les indicateurs économiques mais ne sont pas pris en compte dans l'optimisation du système, étant donné que l'ensemble de ces capacités sont scénarisées.

7.5.1.5 Parc éolien offshore

Les capacités d'éolien offshore sont également alignées sur la projection 2050 du scénario N2 référence de « Futurs Energétiques 2050 », qui projette une capacité de 37 GW à la maille nationale.

La régionalisation des capacités installées se base sur la répartition entre les différents littoraux fixée par « Futurs Energétiques 2050 ». Pour la répartition entre les deux régions d'un même littoral, le paramétrage s'est appuyé sur le « Schéma décennal de développement du réseau 2019 » de RTE⁴¹.

Contrairement aux capacités de solaire et d'éolien terrestre qui sont adaptées en fonction des hypothèses de demande d'hydrogène, les capacités d'éolien en mer sont supposées constantes dans tous les scénarios.

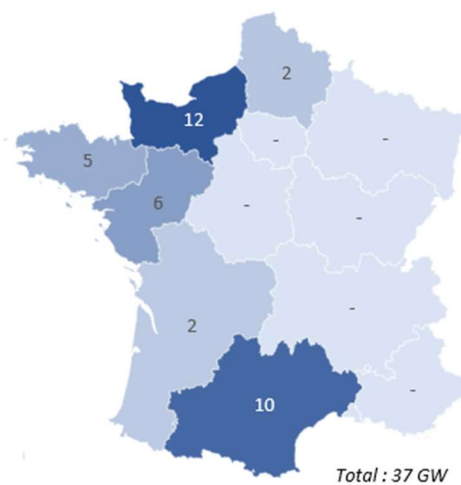


Figure 7-8: Répartition régionale des capacités offshore installées en 2050 (GW)

7.5.1.6 Infrastructures de transport d'électricité interrégionales

La modélisation proposée dans cette étude tient compte de l'impact du développement de la filière hydrogène et de l'évolution du mix électrique sur les besoins en renforcement du réseau électrique interrégional.

Dans un premier temps, une optimisation réalisée avec Artelys Crystal Super Grid permet de proposer un modèle des capacités interrégionales historiques. Elle est réalisée sur la base de données horaires

⁴¹ RTE, « Schéma décennal de développement du réseau », 2019.

régionales de production et consommation pour la période 2015-2018 disponibles sur l'Open Data Réseau-Energies⁴². On aboutit ainsi à une capacité d'échanges interrégionaux cumulée de 51,7 GW.

Sur la base des CAPEX médians proposés par RTE dans « Futurs Energétiques 2050 » et des longueurs de réseau par type de ligne disponibles en open data, on estime que le développement de cette capacité interrégionale de 51,7 GW coûterait aujourd'hui 40,1 milliards d'euros, soit un CAPEX moyen de 780 €/kW.

La modélisation de cette étude s'appuie donc sur les capacités interrégionales historiques auxquelles on associe des possibilités de renforcement selon les hypothèses d'investissement suivantes.

Tableau 7-8 : Hypothèses d'investissement dans les capacités d'échange interrégionales

Paramètre	Valeur	Source
CAPEX (€/kW)	780	D'après RTE (FE2050 Référence)
Durée de vie (ans)	85	RTE (FE2050)
Taux d'actualisation (%)	4	RTE (FE2050 Référence)

7.5.2 Sensibilités sur le parc de production électrique – variante « Nucléaire+ »

7.5.2.1 Parc nucléaire

7.5.2.1.1 Hypothèses générales

Pour les scénarios Ambitieux -Autonomie et Ambitieux-Coopération, compte-tenu de la plus forte demande en hydrogène, la consommation d'électricité des électrolyseurs est plus importante. Elle augmente de 118 TWh dans le scénario Ambitieux-Autonomie et de 50 TWh dans le scénario Ambitieux-Coopération. Il a été supposé dans les scénarios centraux que cet incrément de consommation était compensé par une augmentation de la production solaire et éolienne. Dans une variante « Nucléaire+ », cet incrément de consommation est équilibré par une production nucléaire plus importante, complétée éventuellement d'une production renouvelable.

Pour les deux scénarios, l'ajout de capacités nucléaires se base sur le scénario N03-Référence de RTE et plus spécifiquement sa différence avec le scénario N2. Tout ou partie des capacités supplémentaires présentes dans le scénario N03 sont ajoutées.

L'augmentation des capacités entre le parc du scénario N2-Référence de RTE et le scénario N03-Référence se répartit entre différents types de réacteurs.

⁴² <https://opendata.reseaux-energies.fr/>

Pour le parc historique, certains réacteurs dont la fermeture est prévue avant 2050 dans le scénario N2 sont prolongés au-delà de 60 ans dans le scénario N03. La capacité totale ajoutée par rapport au scénario N2 est de l'ordre de 9 GW. On fait l'hypothèse que :

- Les réacteurs prolongés au-delà de 60 ans seront en priorité les réacteurs les plus récents
- Le prolongement des réacteurs se fait par paire

On aboutit ainsi à un prolongement au-delà de 60 ans de deux paires de réacteurs de 1300 MW en Centre-Val-de-Loire et Grand-Est ainsi que deux paires de réacteurs de 900 MW en Centre-Val-de-Loire et Hauts-de-France, soit environ 8,9 GW additionnels prolongés.

Les capacités installées de nouveaux réacteurs (EPR et d'EPR2) ne varient pas entre les scénarios N2 et N03 et restent donc identiques ici entre le scénario de référence et le scénario « nucléaire » (les deux scénarios supposent un développement ambitieux du nouveau-nucléaire).

Enfin, le scénario N03 présente des capacités de SMR. Les emplacements d'installation de ces SMR n'étant pas encore définis, on fait l'hypothèse que les capacités sont réparties en corrélation avec les consommations annuelles industrielles d'électricité entre les régions et arrondies à la taille nominale d'un SMR (170MW pour Nuward). Par ailleurs, les sites nucléaires étant des sites protégés, on fait l'hypothèse que le déploiement des SMR :

- Est réparti entre les 6 régions ayant les plus fortes demandes industrielles
- Est exclu dans les régions ne présentant pas historiquement des installations nucléaires.

Les capacités installées de SMR suivantes sont utilisées :

Tableau 7-9 : Capacités installées de SMR

Capacités installées de SMR (MW)	
Grand-Est	680
Normandie	340
Hauts-de-France	1190
Nouvelle-Aquitaine	340
Provence-Alpes-Côte-D'azur	340
Auvergne-Rhône-Alpes	1190

L'ajout de l'ensemble des capacités nucléaires correspond à une augmentation de la production d'environ 86TWh dans le scénario N03 par rapport au scénario N2.

7.5.2.1.2 Hypothèses pour le scénario Ambitieux-Autonomie-Nucléaire+

Dans le scénario Ambitieux-Autonomie, la consommation supplémentaires des électrolyseurs est de 118 TWh (supérieure au 86 TWh additionnels entre les scénarios N03 et N2 évoqués ci-dessus). L'intégralité des capacités supplémentaires de N03 par rapport à N2 sont donc ajoutées et doivent être complétées par des capacités renouvelables selon la même méthode que celle décrite précédemment

(répartition de capacités ENR additionnelles selon les différences entre les scénarios N1-référence et N2-référence).

Ainsi les capacités installées pour le parc nucléaire sont les suivantes (avec en rouge les variations par rapport au scénario de référence).

Tableau 7-10 : Capacités nucléaires installées - sensibilité Nucléaire+ - Ambitieux-Autonomie

Capacités (MW)	Capacité résiduelle REP	Capacité résiduelle EPR	Capacité EPR 2	Capacité SMR	Total
Auvergne-Rhône-Alpes	-		6600	1190	7 790
Centre-Val de Loire	4 430		3300		7 730
Hauts-de-France	1 820		3300	1190	6 310
Nouvelle-Aquitaine	2 990		3300	340	6 630
Normandie	2 660	1650	3300	340	7 950
Grand Est	8 220		3300	680	12 200
Occitanie	2 620		0		2 620
Provence-Alpes-Côte-D'azur	-			340	340
Total	22 740	1 650	23 100	4 080	51 570

7.5.2.1.3 Hypothèses pour le scénario Ambitieux-Coopération-Nucléaire+

Dans le scénario Ambitieux-Coopération, la consommation supplémentaire des électrolyseurs est de 50 TWh (inférieure au 86TWh évoqués ci-dessus). Contrairement au scénario précédent, la demande additionnelle en électrolyse ne nécessite donc pas d'installer l'ensemble de ces capacités nucléaires additionnelles entre N03 et N2. Ainsi, dans ce scénario, aucun SMR n'est installé, et une paire de réacteurs n'est plus prolongée par rapport au scénario Ambitieux-Autonomie-Nucléaire+ (en Hauts-de-France). Les capacités installées pour le parc nucléaire sont donc les suivantes (avec en rouge les variations par rapport au scénario de référence). De même, aucune capacité ENR additionnelle par rapport au scénario N2-Référence n'est nécessaire.

Tableau 7-11 : Capacités nucléaires installées - sensibilité Nucléaire+ - Ambitieux-Coopération

Capacités (MW)	Capacité résiduelle REP	Capacité résiduelle EPR	Capacité EPR 2	Total
Auvergne-Rhône-Alpes	-		6 600	6 600
Centre-Val de Loire	4 430		3 300	7 730
Hauts-de-France	-		3 300	3 300
Nouvelle-Aquitaine	2 990		3 300	6 290
Normandie	2 660	1650	3 300	7 610
Grand Est	8 220		3 300	11 520
Occitanie	2 620		0	2 620
Total	20 920	1 650	23 100	45 670

7.5.2.2 Pars solaire et éolien terrestre

Dans les scénarios centraux, des capacités renouvelables avaient été ajoutées dans les scénarios Ambitieux pour répondre à la demande électrolytique. La prolongation du parc nucléaire vient remplacer ces incréments de capacités renouvelables. Les capacités renouvelables dans les deux variantes sont donc plus faibles que dans les scénarios de référence. Les capacités renouvelables installées dans les deux variantes Nucléaire+ sont donc les suivantes :

Scénario	Ambitieux-Autonomie		Ambitieux-Coopération	
	Config. centrale	Nucléaire+	Config. centrale	Nucléaire+
Solaire (GW)	169	115	126	95
Eolien terrestre (GW)	67	55	58	51

7.6 Modélisation des pays voisins et capacités d'interconnexion

Les pays voisins sont représentés à la maille nationale. Les capacités de production associées et demandes sont tirées du scénario « Distributed Energy 2050 » du TYNDP 2022 de l'ENTSO-E. La modélisation prend en compte la consommation d'électricité pour l'électrolyse dans ces pays, scénarisée selon le scénario du TYNDP.

Les capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins sont tirées du scénario de référence des « Futurs Energétiques 2050 », la capacité d'import atteignant 22,3 GW en 2030 et 39,4 GW en 2050.

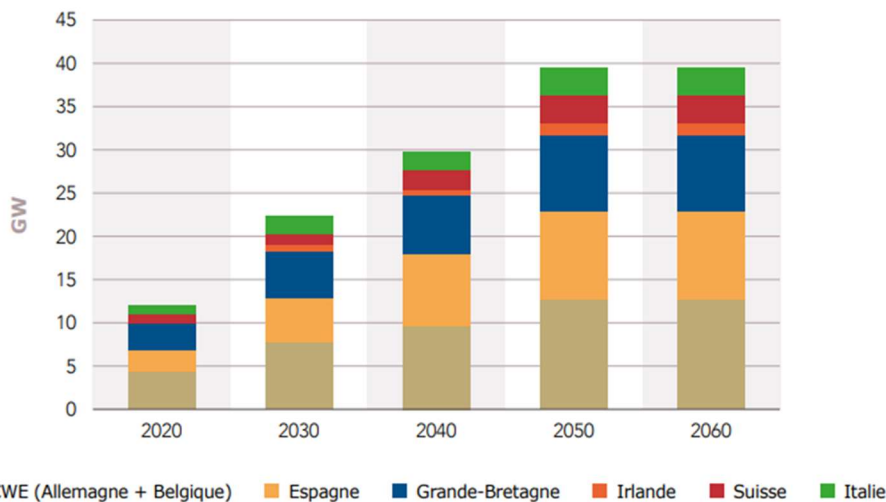


Figure 7-9: Evolution des capacités d'import dans la configuration de référence des Futurs Energétiques 2050

7.7 Coûts des commodités

Les hypothèses des principaux coûts des combustibles à l'horizon 2050 sont synthétisées ci-dessous.

Tableau 7-12 : Hypothèses de prix des commodités

Commodité	Prix	Source
Biométhane	110 €/MWh PCI	Solagro (moyenne de 100€/MWh PCS)
Charbon	6,7 €/MWh PCI	TYNDP 2022 – Distributed Energy 2050
CO2	168 €/tCO2eq	TYNDP 2022 – Distributed Energy 2050
Gaz naturel	31 €/MWh PCI	World Energy Outlook 2022 – Stated Policies
Oil	33 €/MWh PCI	TYNDP 2022 – Distributed Energy 2050

Les efficacités des centrales thermiques associées, ainsi que les contenus carbone des combustibles sont tirés des hypothèses retenues par le TYNDP 2022 et correspondent à la *Pan-European Market Modelling DataBase (PEMMDB)* mise à disposition par l'ENTSO-E⁴³.

⁴³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/eraa-downloads/>