Francegaz
ENSEMBLE, TRANSFORMONS L'ÉNERGIE

Réponse de France Gaz à la consultation publique sur le cadrage et les hypothèses de l'étude des perspectives pour le système électrique à l'horizon 2035

1 Enjeux

1.1 Enjeux de l'étude

Le bilan prévisionnel du système électrique apparaît de plus en plus comme un élément important dans le débat public. À ce titre, il a vocation à prendre en compte les principaux enjeux de la politique énergétique, et donc à étudier un scénario d'évolution du système électrique qui permette d'assurer la sécurité d'approvisionnement et qui soit en ligne avec notre trajectoire de décarbonation.

Au périmètre de l'étude, la problématique de la sécurité d'approvisionnement est l'enjeu principal. Elle nécessite une attention particulière en matière d'analyse du passage des pointes de consommation, et de la capacité du système électrique à y répondre, y compris dans des scénarios plus défavorables où tous les objectifs (ex : rénovation énergétique) n'ont pas été atteints.

L'enjeu de résilience identifié par RTE apparaît comme particulièrement important compte tenu des facteurs de risque auxquels fait face le système énergétique et plus largement le système économique. Les aspects dits de « mondialisation contrariée » ressortent certainement comme une des priorités à cet égard, compte tenu du regain des tensions internationales et de leur impact sur les chaînes d'approvisionnement. Pour autant, la prise en compte de cet enjeu doit également intégrer les facteurs de risque nationaux, au premier rang desquels la disponibilité effective du parc nucléaire existant, et au niveau européen, notamment le niveau des marges d'imports électriques disponibles (cf réponse à la question 1.2).

L'électrification accrue d'un certain nombre d'usages apparaît comme un axe important dans l'atteinte des cibles de décarbonation, compte tenu du faible contenu carbone du mix électrique français. Pour autant, même une trajectoire ambitieuse d'électrification importante pour atteindre la neutralité carbone fait ressortir une part de l'électricité dans le mix énergétique de l'ordre de 50 %. Il convient donc de faire ressortir clairement l'ensemble des solutions de décarbonation, dont notamment le potentiel que représente le développement des filières gaz renouvelables et bas-carbone.

La prise en compte de l'opportunité de décarbonation associée aux gaz renouvelables et bas-carbone est particulièrement cruciale à l'horizon 2030. En effet, les objectifs de réduction des émissions de CO_2 découlant du paquet « Fit for 55 » nécessitent une accélération de l'effort de décarbonation sur une période pour laquelle les marges de manœuvre additionnelles en matière de capacités de production d'électricité bas-

carbone apparaissent limitées sans accélération accrue sur les filières renouvelables électriques[1]. A contrario, les filières de gaz renouvelables et bas-carbone disposent d'un potentiel d'accélération important à cet horizon. Ainsi, s'il est pertinent que l'étude se projette à horizon 2035, il sera important qu'elle détaille précisément les enjeux associés au point de passage 2030. L'atteinte d'une part de 20 % de gaz renouvelable en 2030 a vocation à faire partie d'un des scénarios retenus.

En tout état de cause, la complexité des analyses à mener plaide pour qu'un temps suffisant soit dédié à la modélisation et à la concertation avec les parties prenantes, afin que le résultat puisse utilement contribuer aux débats relatifs à la prochaine PPE.

1.2 Niveau de risque et dimensionnement du système

L'analyse des facteurs de risques en matière de sécurité d'approvisionnement a vocation à prendre en compte deux types d'aléas de nature différente :

- Aléas conjoncturels probabilisés (ex : conditions météorologiques, indisponibilité d'un ou plusieurs actifs, variations conjoncturelles de la demande, etc.), analysés sur la base d'historiques d'occurrence ;
- Aléas structurels non probabilisables correspondants à des facteurs de risque critiques : indisponibilité des capacités de production nucléaire, indisponibilité des imports en période de déficit de production nationale, retard de développement des réseaux de transmission et/ou distribution engendrant des congestions internes, maîtrise de la demande insuffisante, en particulier à la pointe de consommation (retard important dans la rénovation des bâtiments, réindustrialisation, croissance de la demande d'électricité plus rapide que prévue pour certains usages), etc.

Ces aléas structurels ne peuvent pas être inclus dans une approche probabiliste standard, mais doivent impérativement être considérés dans le diagnostic de la sécurité d'approvisionnement dans le cadre de stress-tests. De plus, des stress-tests majeurs cumulant la réalisation simultanée de plusieurs risques structurels sont indispensables, y compris couplés à des événements climatiques extrêmes, comme l'ont illustré les évènements récents.

2 Cadrage macro-économique

2.1 Cadrage macroéconomique général

L'approche générale retenue pour le cadrage macroéconomique paraît pertinente, sous réserve des réponses aux questions 2.2 et 2.3.

[1] Étant entendu que le nouveau nucléaire ne sera en tout état de cause pas disponible avant 2035 au plus tôt

2.2 Cadre macroéconomique favorable

Le terme "retour à la normale" peut être interrogé, du fait que l'invasion de l'Ukraine par la Russie constitue un point de bascule ayant des conséquences majeures, y compris sur les évolutions politiques et réglementaires prenant en compte l'arrêt d'approvisionnement par gazoduc en gaz russe. La consultation suggère un scénario de retour à la normale qui est explicitement sans retour du gaz russe livré par gazoduc et implicitement avec une situation du parc électronucléaire telle que rencontrée avant la crise Covid.

Ce terme pose par ailleurs la question de la situation antérieure : pouvait-elle être qualifiée de « normale » ? En effet, avant l'invasion de l'Ukraine par la Russie, les prix de l'énergie avaient connu une première hausse importante liée à la reprise post Covid. Dans ce cadre, plutôt que de parler de « retour à la normale » il conviendrait de bien définir la situation de prix bas de l'énergie et de renommer ce scénario en conséquence.

2.3 Cadre de « mondialisation contrariée »

L'étude d'un cadrage de « mondialisation contrariée » parait pertinente. Ce cadrage macroéconomique pourrait conduire à des prix des commodités (dont l'énergie) et des coûts des technologies plus élevés, entraîner une croissance plus limitée du PIB mais aussi des difficultés de financements retardant l'investissement privé pour les entreprises et les particuliers.

Le scénario correspondant aurait donc vocation à intégrer une hypothèse de retard des programmes de rénovation thermique des bâtiments et d'électrification accélérée de certains usages comme l'achat de voitures électriques et l'installation de pompe à chaleur. Il pourrait également intégrer un impact plus fort en termes de sobriété (réactions aux prix plus élevés) et de réindustrialisation (volonté d'indépendance dans un contexte de protectionnisme exacerbé).

2.4 PIB et inflation

Les paramètres retenus paraissent pertinents.

3 Scénarios de mix production-consommation

Les trois scénarios centraux proposés apparaissent globalement pertinents, dans la mesure où la diversité des hypothèses retenues permet d'évaluer des trajectoires contrastées.

Ces scénarios centraux doivent décrire des trajectoires relativement crédibles. À ce titre, il est nécessaire que ces scénarios, et notamment le scénario « accélération réussie » ne reposent pas sur des paris technologiques non acquis à date, et en particulier (i) qu'ils prennent en compte un rythme de rénovation des logements fondé sur une accélération

à partir du point de départ actuel (environ 60 000 rénovations globales équivalentes BBC) et (ii) qu'ils ne préjugent pas de la faisabilité technique d'une prolongation à 60 ans du parc nucléaire existant.

Par ailleurs, compte tenu des incertitudes majeures concernant l'évolution de la demande (impact de la crise récente) et du parc nucléaire (rétablissement ou non des disponibilités d'avant crise, possibilité de prolonger les durées de vie), ces deux paramètres nous semblent absolument devoir faire a minima l'objet de variantes prudentes.

Le scénario « mondialisation contrariée » devrait prendre en compte les risques de disponibilité réduite de certains équipements en cas de tension internationale renforcée, notamment les pompes à chaleur produites essentiellement en Asie ou les principaux matériaux critiques de la transition énergétique (terres rares, lithium, etc.).

Les variantes étudiées devront permettre de mettre en lumière les différents chemins de décarbonation possible : électrification plus ou moins rapide du chauffage et déploiement à grande échelle des pompes à chaleur hybrides (plutôt que purement électriques), développement accéléré des gaz renouvelables et bas-carbone correspondant à de nouveaux objectifs PPE ambitieux :

- À horizon 2030 : un objectif de 60 TWh de gaz injecté
- À horizon 2035 : un objectif allant jusqu'à 140 TWh/an

Pour mémoire, France Gaz a réalisé en 2020 une étude de sensibilité sur l'atteinte des objectifs de la SNBC dont les principales conclusions étaient les suivantes :

- La trajectoire de transition énergétique décrite par la SNBC visant la neutralité carbone à horizon 2050 est ambitieuse et intrinsèquement incertaine dans sa capacité de mise en œuvre
- Les analyses de sensibilité réalisées sur la trajectoire SNBC démontrent que ce risque en matière de sécurité d'approvisionnement serait fortement accru en cas de non atteinte des objectifs SNBC d'efficacité énergétique et de développement des RCU ; elles démontrent également que le système gazier pourrait être une solution pertinente à la bonne gestion de ces aléas
- La trajectoire de transition énergétique nécessitera un effort financier significatif pesant sur l'ensemble des consommateurs et de la collectivité nationale, principalement dû à des investissements importants pour tenir les objectifs d'efficacité énergétique ciblés, nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone.
- Le niveau d'ambition des objectifs de la SNBC en fait une stratégie incertaine dans sa capacité de mise en œuvre. A horizon 2050, l'atteinte de seulement 70% des objectifs de la SNBC en termes d'efficacité énergétique et de développement des RCU (et sans changer la trajectoire d'électrification des usages) entrainerait selon ces analyses (i) une demande supplémentaire d'électricité ainsi qu'une augmentation de la pointe sur le système électrique et (ii) une demande en base et de pointe additionnelle sur le système gazier qui augmenterait également.

4 Hypothèses pour les perspectives de demande

4.1 Facteurs de croissance de la consommation nationale d'électricité

L'accélération des trajectoires de décarbonation à horizon 2030 induit des conséquences importantes pour le système énergétique. La perspective d'une accélération de l'électrification apparaît globalement raisonnable, s'agissant notamment de la trajectoire de développement accéléré des véhicules électriques prévue par le cadre européen. Il convient toutefois que le bilan prévisionnel analyse des scénarios dans lesquels l'électrification des usages reste compatible avec les marges du système électrique et n'induit pas de risque sur la sécurité d'approvisionnement – quitte à mettre en lumière les possibilités d'accélération des trajectoires de décarbonation des autres vecteurs énergétiques.

À ce titre, il conviendra que le bilan prévisionnel évalue précisément, dans chaque scénario et variante, l'impact des évolutions concernant la demande sur la pointe de consommation, sur la base d'hypothèses partagées.

4.2 Facteurs de baisse de la consommation nationale d'électricité

À ce stade, la pérennité des efforts de sobriété observés à l'hiver 2022-2023 dans un contexte de crise particulier paraît difficile à anticiper. Les analyses disponibles à ce stade semblent indiquer une part relativement réduite des baisses de consommation susceptibles d'être pérennes[2].

Il paraît donc raisonnable de retenir des hypothèses conservatrices dans les scénarios centraux, et d'étudier la possibilité de baisses structurelles de consommation dans le cadre de variantes.

4.3 Evolution générale de la consommation nationale d'électricité

Comme expliqué ci-dessus, dans le scénario « mondialisation contrariée », il serait pertinent de considérer que le rythme des rénovations thermiques et des investissements en pompes à chaleur serait ralenti en raison des difficultés de financement généralisées.

Concernant l'industrie, plusieurs variantes pourraient être regardées :

- Désindustrialisation (fermeture ou délocalisation) due à un contexte de prix élevés de l'énergie (qui pourrait se cumuler à des prix plus élevés en Europe que dans le

[2] Cf par exemple selon la note d'IHS (Europe: How deep and permanent is demand destruction in the industrial sector?) selon laquelle seul un quart des baisses de consommation de gaz seraient pérennes.

reste du monde accentuant la désindustrialisation), à un ralentissement des investissements et in fine de la croissance
- Réindustrialisation impulsée par une politique de souveraineté européenne comprenant une réponse adaptée aux actions impulsées dans le monde (IRA aux Etats-Unis, réponses au MACF en Chine et en Russie, etc.) pour faire face à un contexte géopolitique plus adverse

Comme vu ci-dessous, un développement accéléré du biométhane doit faire partie des scénarios, avec comme trajectoire 60 TWh en 2030 et jusqu'à 140 TWh en 2035. Une variante pourrait être celle d'une accélération de la décarbonation du bâtiment, avec 40 TWh de biométhane injecté réservé au bâtiment en 2030.

4.4 Sortie des énergies fossiles dans les logements

Il convient de souligner qu'à ce stade, le cadre réglementaire en vigueur vise uniquement la sortie du fioul. L'atteinte de cet objectif prioritaire constitue déjà en soi un enjeu important avec une difficulté à envisager une électrification directe des millions de logements concernés, qui sont souvent moins bien isolés que le reste du parc. Pour les communes rurales, qu'elles soient ou non raccordées au réseaux de gaz, dont une grande partie des logements de la commune est déjà visée par une interdiction du fioul et qui sont souvent en extrémité des lignes électriques, le recours au gaz à court terme permet un premier pas vers la décarbonation, tandis qu'une électrification totale impliquerait de devoir doubler la capacité du réseau électrique[3]. Le développement des gaz renouvelables dont une partie sous forme de gaz liquide permettra une réduction accélérée du parc fioul dès 2025 et une sortie complète du fioul en 2030.

S'agissant des enjeux spécifiques des communes rurales, nous renvoyons à la réponse de France Gaz Liquides qui les aborde en détail.

De manière générale, la décarbonation des usages énergétiques dans les logements ne doit pas se limiter à l'exclusion des chaudières au gaz et à leur remplacement par des solutions électriques. Plusieurs limites économiques et techniques au recours systématique aux pompes à chaleur existent, les deux principales étant dans les logements collectifs et dans l'habitat en zone rurale.

Il est nécessaire de ne pas exclure des scénarios de décarbonation du secteur du bâtiment reposant sur un maintien des raccordements gaz avec le remplacement des équipements les plus vétustes par des chaudières THPE et leur hybridation progressive, l'équipement

[3] Cf par exemple l'étude Artelys qui montre que 30% des communes sont concernées par une pointe nette doublée d'ici 2050, dans cette scénarisation de la SNBC (https://www.artelys.com/wp-content/uploads/2023/02/Artelys_etude_impact_SNBC_reseaux_electriques_horizon_2050.pdf)

des logements accessibles par des systèmes de chauffage hybrides (PAC hybrides) ainsi qu'un possible fléchage du méthane renouvelable dans les bâtiments (résidentiel et tertiaire) et l'industrie.

Un scénario d'une sortie des énergies fossiles dans les logements associé à une électrification massive des usages associés est susceptible de produire des impacts importants qu'il est indispensable de bien caractériser. Pour cela, il convient :

- D'expliciter et de crédibiliser les hypothèses retenues quant au séquençage des travaux de rénovation des logements (articulation des rythmes de rénovation de l'enveloppe des bâtiments et de remplacement des équipements de chauffage). Comme illustré par le rapport RTE-Ademe de 2020, une électrification rapide sans rénovation forte est moins efficace qu'une électrification associée à une rénovation renforcée (différence de 4 à 7 Mt de CO2 en 2035, et 9 GW à 13 GW de pointe électrique)
- De détailler finement les hypothèses retenues concernant les types de PAC considérées dans la trajectoire à 7,5 ou 10 M de PAC, les types de systèmes de chauffage envisagés pour les différents types de logements (maisons individuelles, logements collectifs historiquement en chauffage central ou individuel, etc.) concernés par une électrification
- De prendre en compte des hypothèses de performances réalistes pour les équipements de chauffage électrique (notamment COP des pompes à chaleur alignés avec les performances des équipements commercialisés aujourd'hui, prise en compte des compléments de chauffage et appoints effet joule intégrés aux PAC)
- De tenir compte de la répartition géographique et climatique précise des logements concernés, de quantifier les besoins de renforcement des réseaux de distribution d'électricité associés à leur électrification et d'évaluer la faisabilité technico-économique de la trajectoire correspondante
- De comparer la trajectoire d'installation d'équipements électriques correspondants avec la capacité industrielle des filières correspondantes, à la fabrication, à l'installation ainsi qu'à la maintenance
- De caractériser la crédibilité économique et l'acceptabilité sociale d'une mesure visant au remplacement des chaudières par des machines thermodynamiques, sur la base d'hypothèses économiques transparentes et en tenant compte de la réalité du terrain (par exemple le fait que pour les ménages, le remplacement d'une chaudière est très souvent réalisé dans l'urgence lors d'une panne).

Au regard des besoins de flexibilités à venir dans le système électrique couplés à l'enjeu de sortie des énergies fossiles dans les logements, l'intégration de pompes à chaleur hybrides dans les bâtiments compatibles semble pertinente à étudier comme hypothèse centrale, et de façon renforcée dans une variante dédiée.

S'agissant des logements neufs, l'hypothèse d'un passage de la part électrique de 40 % en 2022, à 90 % en 2035 parait disproportionnée et mériterait d'être étayée.

4.5 Rénovation, sobriété et efficacité énergétique dans les logements individuels

L'hypothèse d'un rythme de rénovation efficace de 750 000 /an est une hypothèse très forte, qui implique comme prérequis une refonte en profondeur des politiques publiques en la matière. En l'état actuel, elle n'apparaît pas crédible et devrait être revue à la baisse.

En effet, les retards pris par rapport aux objectifs de rénovation fixés dans SNBC sont de nature à réviser les trajectoires de rénovation à la baisse. Le constat partagé est celui d'une politique de rénovations qui conduit principalement à des actions « mono-gestes » du fait du fléchage des aides principalement vers les systèmes de chauffage et très peu vers le bâti. Au surplus, les aides massives pour installer des PAC, quand bien même le logement n'est pas adapté (mauvaise isolation, taille des émetteurs…) risquent de provoquer une compensation via des recours plus importants à l'appoint effet Joule intégré dans la PAC.

À titre d'illustration, un rapport de la Cour des comptes de mars 2022 souligne que depuis la mise en place du dispositif MaPrimeRénov' au 1er janvier 2020, seuls 2 500 logements sortent chaque année de la catégorie « passoire thermique ». Cela souligne la difficulté d'accès à la rénovation dans les cas les plus précaires et les plus spécifiques.

Compte tenu de l'importance de ce facteur sur l'évolution de la pointe électrique, il est nécessaire que les scénarios centraux du bilan prévisionnel se fondent sur des trajectoires susceptibles d'être effectivement atteintes. Une accélération par rapport aux tendances actuelles doit reposer sur des hypothèses réalistes partagées par les filières du bâtiment concernées.

4.6 Développement de l'électricité pour le chauffage dans les surfaces du secteur tertiaire

La plupart des observations formulées dans les réponses aux questions relatives au logement trouvent à s'appliquer ici, s'agissant notamment des hypothèses et des paramètres à prendre en compte.

4.8 Rénovation, sobriété et efficacité énergétique dans les surfaces tertiaires

La plupart des observations formulées dans les réponses aux questions relatives au logement trouvent à s'appliquer ici, s'agissant notamment des hypothèses et des paramètres à prendre en compte.

4.9 Développement de la consommation industrielle

Il convient que les scénarios du bilan prévisionnel s'attachent à distinguer les procédés industriels directement électrifiables de ceux pour lesquels le recours à l'électricité est complexe ou impossible.

Pour ces derniers cas de figure, des solutions alternatives doivent être envisagées, notamment la capture et stockage du CO2 ou le recours à l'hydrogène.

4.11 Electrification dans le secteur des transports

La consultation ne mentionne pas le maritime pour lequel les besoins en matière d'électricité sont de deux ordres :

- les besoins liés à l'électrification à quai des navires (besoin en base mais aussi besoin en pointe)
- les besoins liés à l'apparition progressive des e-carburants

La feuille de route de décarbonation du maritime reconnaît l'importance du secteur maritime pour la souveraineté d'approvisionnement de la France et identifie la dépendance actuelle aux ports étrangers pour le soutage comme un risque pour l'économie française. Les objectifs du secteur maritime français peuvent être résumés comme suit :

- Atteindre les objectifs réglementaires au niveau de l'OMI, de l'UE et national ;
- Réduire au maximum la consommation d'énergie du maritime et favoriser l'usage du maritime et du fluvial pour réduire globalement les besoins énergétiques du transport ;
- Assurer le développement économique des acteurs nationaux du maritime et saisir l'opportunité de changements technologiques et énergétiques pour relocaliser des industries et des emplois en France ;
- Accroître la souveraineté d'approvisionnement de la France dans un contexte de changements majeurs (réglementation, fiscalité, investissements).

Le scénario de décarbonation du maritime est le suivant : 3 % de croissance des besoins en énergie, 1,5 % de hausse des volumes transportés et 1,5 % de croissance du soutage dans les ports français en vue de réduire la dépendance au soutage étranger. Une mise en œuvre de tous les leviers (efficacité technologique et opérationnelle, propulsion vélique, baisse de 15 % de vitesse avec une augmentation des navires) et l'usage progressif des biocarburants avant de passer aux e-carburants à partir de 2030.

Le mix énergétique du maritime passe majoritairement du fossile aux e-carburants avec une transition par les biocarburants.

- GNL fossile est substitué par bio-GNL puis e-GNL ;
- Biocarburants assurent la transition vers e-carburants ;
- E-carburants = 70 % des volumes en 2050 ;
- Développement plus tardif du méthanol (infra et navires) ;
- Electrification - de 10 % (contraintes pour les navires les plus gros).

L'énergie consommée par la flotte augmentera de 27,7 TWh à 46,4 TWh entre 2023 et 2050 soit + 73 %.

4.13 Production d'hydrogène par électrolyse

À l'heure actuelle, la stratégie française favorise l'électrolyse comme mode de production de l'hydrogène en vue du remplacement des usages actuels de l'hydrogène par des moyens décarbonés. La révision de cette stratégie pourrait utilement conduire à renforcer cette ambition, pour viser de développer sans attendre les nouveaux usages de l'hydrogène décarboné (ou de ses dérivés, selon le secteur), qui sont assez clairement identifiés par ailleurs : industrie (dont sidérurgie) et mobilités lourdes/intensives : transport maritime, aviation, secteur routier lourd, secteur ferroviaire (sur certains tronçons), taxis, véhicules de service comme les chariots élévateurs, raffinage de biocarburants, voire production d'électricité de pointe dans le cadre des boucles power to gas to power (B2G2P)

En 2030, l'exercice des Perspectives gaz 2022 en France montrait une trajectoire réaliste de 27 TWh, se situant dans le même ordre de grandeur que d'autre études prospectives. Au regard du benchmark existant et du potentiel pour renforcer l'ambition de la stratégie française, la borne basse rajoutée par RTE dans sa mise à jour apparaît relativement basse et sans doute inférieure aux ambitions européennes sur le sujet. En effet, le cadre réglementaire européen ne conduit pas à anticiper un rythme de bascule de l'H2 gris vers l'électrolyse plus faible, dans la mesure où le développement de l'H2 reste impulsé par l'industrie qui a besoin de se décarboner rapidement.

Concernant les besoins de stockage, France Gaz estime que le développement de l'hydrogène passera par un recours à des capacités massives de stockage qui permettront de stocker de grandes quantités sur différents pas de temps (cf réponse à la question 4.16).

Il est enfin utile de rappeler que production et consommation d'hydrogène ne seront pas nécessairement les mêmes choses. Dans le cadre d'un système européen de consommation d'hydrogène, à l'instar de l'électricité, une part de l'H2 pourrait être importée ou exportée, sans nécessairement remettre en cause l'indépendance énergétique du pays. Les premiers projets d'infrastructures ayant reçu un soutien politique mettent en lumière le rôle possible de la France comme pays de transit de l'hydrogène décarboné. À horizon 2030, l'import d'H2 en France à cet horizon ne sera pas nécessairement « massif », car les infrastructures en cours de développement ne le permettraient pas et que les premiers projets H2 en cours de développement en France et en Europe visent principalement la consommation intérieure/locale. Cependant des pays limitrophes de la France (Allemagne, Belgique, Pays-Bas en particulier pour l'import ; Espagne et Portugal pour l'export) développent déjà des partenariats à l'international dans le but de mettre en place des premières routes d'import d'H2 et de dérivés[4].

[4] Cf par exemple le système H2Global que l'Allemagne met actuellement en place pour l'import d'H2 et de produits dérivés, avec des premières enchères mises en place à fin 2022.

4.14 Effacements de consommation

La contribution des pompes à chaleur hybride à la réduction des pointes électriques et la flexibilité qu'elles apportent au système sont à prendre en compte dans les hypothèses d'effacement des consommation.

4.16 Modes de fonctionnement des électrolyseurs

L'approche proposée apparaît globalement pertinente. Concernant les choix d'approvisionnement en électricité renouvelable et bas-carbone, il y aura plusieurs types de flexibilité :

- Dans le cas de l'approvisionnement en électricité renouvelable intermittente, l'électrolyseur pourra adapter son fonctionnement pour répondre aux contraintes de profils d'électricité renouvelable intermittente : grâce à la disponibilité de stockage massif, l'électrolyseur pourra le faire, en limitant les contraintes liées au client final.
- Les électrolyseurs peuvent s'arrêter facilement pour effacer leur consommation électrique, selon les besoins du réseau électrique : pour qu'une telle utilisation soit possible, il faut d'une part que les électrolyseurs soient associés à un système de stockage pour leur permettre de maintenir l'approvisionnement de leur client final, et d'autre part que les bonnes incitations économiques soient en place.

Dans les deux cas de figure, la flexibilité de l'électrolyseur est in fine possible dans un système « électrolyseur + stockage massif ». Cette solution de stockage massif d'hydrogène sera déjà disponible dès 2026 avec le projet Hypster, actuellement en construction et qui doit permettre la mise à disposition de plus de 40 tonnes de capacités de stockage H2. A horizon 2030, les différents projets recensés dans le processus PCI représentent près de 1 TWh. Il est donc pertinent de tenir compte de ces éléments dans l'étude dès l'horizon 2030.

Au surplus, les contraintes européennes en matière de corrélation temporelle entre production d'électricité renouvelable et production d'hydrogène renforcent le besoin de flexibilité à l'aval, qui a vocation à être rempli par des solutions de stockage dès lors qu'elles seront disponibles.

5 Hypothèses d'offre

5.1 Cadrage général sur les énergies renouvelables

Les effets de la loi d'accélération des ENR apparaissent à ce stade relativement incertains sur leur capacité à compenser les retards observés actuellement pour les ENR électriques.

Les pouvoirs conférés aux élus locaux peuvent en particulier avoir des effets différenciés selon les territoires et les ENR concernés. Des ralentissements sont possibles localement

sur certaines filières, éolien terrestre par exemple. Les modifications des trajectoires de développement sont donc à envisager avec prudence et en différenciant les filières.

5.6 Autres énergies renouvelables

La priorité donnée à l'injection de biométhane sur le réseau de gaz par rapport à la valorisation directe de biogaz est pertinente. Une part minoritaire peut être dédiée à la valorisation du biogaz dans des cogénérations lorsque le raccordement au réseau gaz est trop contraint.

5.14 Centrales au gaz

La forte utilisation des CCGT au cours de la période récente en raison de la non disponibilité du parc nucléaire ou de la sécheresse sur les parcs hydrauliques illustre l'intérêt de ces moyens de production, comme solution de flexibilité mais aussi comme solution d'appoint pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique et limiter le besoin de recourir aux importations. Il apparaît à ce titre opportun de prendre comme hypothèse pour l'analyse le maintien a minima du parc existant de CCGT à horizon 2030 et au-delà.

Même s'il existe une incertitude sur les conditions économiques qui permettraient l'émergence de la technologie CCS, il est intéressant d'envisager des scénarios avec cette technologie.

5.16 Boucle power-to-gas-to-power

L'usage de la boucle power-to-gas-to-power dépendra de la disponibilité et des performances (i) des systèmes électrolyseur + stockage hydrogène et (ii) des CCGT pouvant fonctionner à l'hydrogène.

Il semble dès lors utile d'intégrer dans l'analyse la disponibilité prochaine de capacités de stockage massive d'hydrogène d'une part, et les ambitions d'expérimentation de CCGT à l'hydrogène d'autre part. Au vu des besoins en infrastructures H2 pour les besoins industriels et mobilité à l'horizon 2030, le coût marginal de la mise en place d'un système de boucle P2G2P pour la production de pointe décarbonée serait assez faible, en se basant sur des infrastructures déjà mises en place.

Il parait donc pertinent d'évaluer la possibilité de mise en place de premières boucles P2G2P à l'horizon 2030-2035, en se basant sur les infrastructures qui seront mises en place à ce moment.

6 Hypothèses sur les interconnexions et les systèmes européens

6.1 Interconnexions transfrontalières

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » a illustré le rôle clé que seront amenés à jouer les interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique. Les imports y représentaient une part importante de la contribution à la pointe dans les simulations: près d'un tiers des capacités flexibles dans un scénario reposant sur une relance du nucléaire (39 GW sur un total de près de 120 GW de capacités flexibles). La France deviendrait ainsi dépendante de ses voisins pour assurer sa sécurité d'approvisionnement pendant 5 % des heures de l'année (contre 1 % aujourd'hui).

Compte tenu de son importance, il est nécessaire de retenir des hypothèses prudentes concernant le rythme de développement de nouvelles capacités d'interconnexions, en ligne avec les projets proposés et les retards observés pour les dernières réalisations.

6.2 Stratégie énergétique des pays européens

Les principes retenus par RTE pour prendre en compte les stratégies énergétiques des pays européens apparaissent globalement pertinents.

Pour prendre en compte ces éléments, le recours aux scénarios développés par ENTSO-E dans le cadre des analyses européennes est utile. Il est par ailleurs nécessaire que les scénarios complémentaires développés par RTE permettent de couvrir les incertitudes liées aux facteurs de risque identifiés comme ayant un impact possible sur l'équilibre offre-demande de la région modélisée, notamment durant les moments de tension du système : développement des capacités installées, aléas sur la disponibilité technique des actifs ou sur la disponibilité des ressources sous-jacentes (cf. aléas météorologiques pour l'éolien, le solaire ou l'hydraulique). Les années 2021 et 2022 illustrent que les disponibilités effectives peuvent être très différentes de la disponibilité théorique attendue, tant pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables. Quels que soient les scénarios retenus, des analyses de sensibilité sur les paramètres structurants doivent être réalisées.

6.3 Prise en compte de l'interconnexion européenne dans l'analyse de sécurité d'approvisionnement

La contribution réelle des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement dépendra de la capacité effective de nos voisins d'exporter vers la France en situation de tension, et donc du fait qu'ils disposent de marges suffisantes pour cela, mais aussi des contraintes dans l'utilisation des réseaux avals et amonts et de la nécessité de satisfaire aux dispositions réglementaires sur les allocations de capacité et la gestion des congestions, y compris dans les situations extrêmes

La question des orientations en matière de politique énergétiques des différents États membres (mix de production, électrification des usages et leur répercussion sur la pointe, capacité à renforcer suffisamment le réseau interne, thermosensibilité, etc.) prend alors une importance majeure. Il est dès lors crucial de s'appuyer sur des hypothèses prudentes pour les différents pays européens, construites en concertation avec les autorités compétentes, et des analyses de sensibilité pour les paramètres les plus structurants.

6.4 Principales variantes sur les hypothèses européennes

Des analyses de sensibilité aux principaux facteurs de risque portant sur les ambitions des pays voisins (en termes de capacité développement ou d'actions de maîtrise de la demande) sont essentielles. L'étude des variantes envisagées sur les hypothèses européennes apparait globalement pertinente, à l'exception du point (i) relatif au prix de marché du gaz qui n'a pas de raison d'influer significativement sur l'équilibre offre-demande du système électrique et ne constitue donc pas un élément pertinent à prendre en compte ici. Les variantes (ii), (iii) et (iv) semblent en revanche tout à fait pertinentes.

L'objectif allemand de déployer jusqu'à 20 GW de capacités thermiques supplémentaires pouvant fonctionner à l'hydrogène est très ambitieux et devrait a minima faire l'objet d'une analyse de sensibilité.

Enfin, des analyses de sensibilité devraient être effectuées sur la disponibilité des centrales pilotables dans les pays voisins en période de tension en France (pannes fortuites simultanées, disponibilité du combustible, etc.).

7 Hypothèses de coûts pour les analyses économiques

7.1 Méthodologie d'évaluation des coûts

La méthodologie de chiffrage économique en coût complet système parait pertinente. Néanmoins, l'horizon temporel qui est celui du prochain bilan prévisionnel ne permet pas d'intégrer l'ensemble des paramètres de la transition énergétique en vue de l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

En effet, une partie des coûts induits par des choix forts pris à court terme pourrait ne se révéler qu'à long terme. À titre d'exemple, une option d'exclusion rapide du gaz fossile dans les bâtiments est une solution de décarbonation à court terme mais qui induirait des coûts supplémentaires très élevés sur la suite de la trajectoire (2035-2050) en limitant les options de décarbonation à terme (gaz verts) et la flexibilité apportée par les infrastructures gaz.

Il apparait donc préférable de centrer le bilan prévisionnel en premier lieu sur la problématique de la sécurité d'approvisionnement, et sur l'identification des conditions de

réussite de la décarbonation, et d'être prudent sur toute évaluation économique qui se limiterait à comparer des trajectoires 2023-2035.

7.2 Coût du capital

Les filières électriques ayant une structure de coût très capitalistique, les résultats de l'évaluation sont extrêmement sensibles à l'hypothèse de taux d'actualisation retenue pour l'analyse. Ce taux correspond au coût moyen pondéré du capital, c'est-à-dire à l'attente de rentabilité des montants investis en fonds propres et en dette. L'hypothèse envisagée d'un unique de coût de financement appliqué à l'ensemble des filières revient à considérer une appréciation identique du risque par les investisseurs pour toutes les filières.

D'un point de vue économique, cette hypothèse implique qu'un cadre de régulation garantissant un cadre favorable d'investissement et un modèle économique offrant une visibilité sur les revenus générés par ces actifs sur leur durée de vie soit mis en place pour le nouveau nucléaire. D'un point de vue technique, cette hypothèse revient à faire abstraction des risques technologiques et industriels inhérent à une filière EPR qui n'a produit que quelques unités à ce stade et dont l'avancement des projets en cours, caractérisés par des retards et des surcoûts importants, ne permet vraisemblablement pas de conclure à sa parfaite maturité.

Cette hypothèse apparaît donc exagérément favorable, et la prise en compte d'un coût du capital différencié par technologie serait à privilégier.

7.8 Références pour le prix des combustibles et du CO_2

Les prix du gaz paraissent très élevés compte tenu de la correction constatée sur les marchés gaziers : le marché a cessé de valoriser un niveau élevé de risque géopolitique, et retrouve un niveau beaucoup plus acceptable à partir du moment où la sécurité d'approvisionnement ne paraît pas menacé compte tenu des flux de GNL importants. Il conviendra de recaler les scénarios de prix du gaz sur les dernières tendances observées au moment de la réalisation de l'étude. Ce point est d'autant plus important dans le scénario « mondialisation contrariée » qui repose à ce stade sur des niveaux de prix de marché durablement très élevés (au-dessus de 100 €/MWh jusqu'en 2025), ce qui ne correspond pas à la dynamique observée.

S'agissant du biométhane, le scénario de prix de prix retenu devra tenir compte des facteurs d'incertitude associés dans le contexte d'inflation actuel. S'agissant des volumes, il est utile de prendre en compte dans l'étude une trajectoire de développement accéléré des gaz renouvelables et bas-carbone correspondant à de nouveaux objectifs PPE ambitieux :

- A horizon 2030 : un objectif de 60 TWh de gaz injecté ;
- A horizon 2035 : un objectif allant jusqu'à 140 TWh/an.

Concernant les prix du carbone, la prise en compte d'une valeur en cohérence avec les estimations de la valeur de l'action pour le climat (anciennement valeur tutélaire du carbone) pourrait être pertinente à étudier.

8 Hypothèses pour les analyses environnementales

8.1 Cadrage des études sur les émissions de gaz à effet de serre

Concernant les émissions liées aux consommations de gaz (méthane) il convient de distinguer la partie fossile de la consommation (gaz naturel) et de la partie renouvelables (biogaz, biométhane et gaz de synthèse). Il convient également de prendre en compte les évolutions et l'augmentation prévue de la part renouvelable. A ce titre, il serait pertinent de prendre en compte dans l'analyse un développement des gaz renouvelables représentant 20 % du mix gazier à horizon 2030 et jusqu'à 140 TWh en 2035, d'où un facteur d'émission réduit.

Concernant les émissions de méthane, les évolutions attendues par l'industrie gazière sont également à prendre en compte. L'industrie s'est emparée, depuis plusieurs années, de la problématique des émissions de méthane et apporte des solutions pour les mesurer et les réduire. Les résultats obtenus ainsi que les différentes initiatives montrent qu'il est possible de réduire à 0,20 % les émissions actuelles dans l'amont, dans un avenir proche.