

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Synthèse de l'étude

May 2018



Sommaire

I. SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE – L'ÉVOLUTION DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE À MOYEN ET LONG TERME..	3
II. PISTES DE RÉFLEXION POUR LA RÉGULATION.....	7
III. ANNEXES	11
A. <i>Contexte et objectifs de l'étude</i>	11
B. <i>Approche méthodologique.....</i>	12
C. <i>Résultats de la consultation du panel d'experts internationaux.....</i>	12
D. <i>Caractéristiques du panel d'experts.....</i>	15
E. <i>Liste des livrables de l'étude.....</i>	15

I. Synthèse de l'étude – L'évolution du secteur de l'énergie à moyen et long terme

L'étude a permis de faire ressortir une douzaine de « thèses » prospectives qui dressent le portrait d'un secteur de l'énergie largement refaçonné sous l'effet combiné des évolutions technologiques et des politiques publiques répondant aux enjeux climatiques et sociaux.

Ces « thèses » sont évidemment formulées avec l'humilité qui s'impose s'agissant d'un exercice de prospective à moyen-long terme (l'horizon de temps est ici 2030/2050) : face à un avenir profondément incertain, elles constituent notre meilleure estimation sur l'évolution du secteur. Ces thèses reposent sur une analyse approfondie des grandes tendances que connaît le secteur (voir le corpus de [Monographies](#)). Elles ont été confrontées à l'opinion d'un panel d'experts internationaux du secteur (voir document de [Restitution du panel d'experts](#)). Chacune de ces thèses fait l'objet d'une discussion plus approfondie (voir corpus de [Thèses](#)), exposant les motifs de croire en sa réalisation mais également les raisons qui pourraient la contrecarrer.

Ces douze thèses sont présentées ci-après dans une formulation synthétique.

1. [Demande d'énergie finale] – [La consommation d'énergie diminuera en Europe](#)

Alors que la demande d'énergie finale à l'échelle mondiale augmentera, tirée par la hausse de la demande des pays en développement, elle diminuera fortement en Europe et en France, y compris pour le gaz naturel, sous l'effet notamment des politiques d'efficacité énergétique. En Europe et en France, la demande d'électricité diminuera ou, au plus, n'augmentera que légèrement et ce malgré des transferts d'usages significatifs vers cette énergie (mobilité et chaleur).

2. [Mix électriques] – [Les mix électriques deviendront « naturellement » quasiment décarbonés grâce à la compétitivité des filières renouvelables](#)

A l'échelle mondiale, les nouvelles capacités électriques seront très majoritairement renouvelables. Au sein des pays développés, des systèmes électriques fortement décarbonés (>80%) se généraliseront, au plus tard à l'horizon 2050. Ces systèmes électriques décarbonés seront compétitifs (par rapport au thermique fossile) dans les zones interconnectées comme, a fortiori, dans les ZNI où cela arrivera à un horizon plus proche, en raison de la diminution des coûts de production mais également des technologies permettant l'insertion d'une production fatale intermittente.

3. [Réseaux électriques] – [Le besoin en réseaux va croître alors même que leur taux d'utilisation va baisser](#)

La transition énergétique aura un impact majeur sur les grands équilibres des réseaux électriques, engendrant à la fois un besoin significatif en réseaux (pour intégrer une fraction croissante de la production renouvelable et bénéficier du foisonnement des productions intermittentes) et une baisse de leur taux d'utilisation (liée à l'autoconsommation et à la décentralisation de la production). La demande apparente vue des réseaux de transport diminuera fortement du fait du développement de la production décentralisée, mais les besoins en interconnexions augmenteront pour exploiter le foisonnement climatique et géographique des ENR. Ces dynamiques contradictoires créeront un risque d'actifs échoués.

4. **[Planification des réseaux électriques]** – Sous peine de voir exploser les coûts du réseau, il deviendra de plus en plus nécessaire de coordonner les investissements de production et de réseaux de transport (voire de distribution)

Le passage à une proportion élevée d'ENR représentera une refonte complète des systèmes et des réseaux électriques, nécessitant une réflexion d'ensemble pour optimiser globalement les investissements dans les réseaux de transport (voire de distribution) et les moyens de production. Les problèmes de congestion observés dans des systèmes où les actifs de production sont éloignés des zones de consommation (ex. fermes éoliennes off-shore du nord de l'Allemagne, production solaire et éolienne au nord et à l'ouest de la Chine pour des centres de consommation industrielles à l'est et au sud) témoignent de l'importance de ces enjeux.

5. **[Flexibilité]** – Le développement de nouvelles formes de flexibilité répondant aux enjeux d'insertion de la production renouvelable changera à la fois la nature des réseaux et leur exploitation.

Les besoins de flexibilité augmenteront et seront majoritairement pourvus via des outils décentralisés (stockage, effacement, modulation de consommation, batteries de VE, production décentralisée) nécessitant l'agrégation d'un grand nombre de points diffus ; les gestionnaires de réseau de distribution se transformeront en véritables opérateurs, responsables d'une gestion active du réseau et de l'organisation de marchés locaux de flexibilité. La coordination entre GRT et GRD dans l'exploitation et l'optimisation des sources de flexibilité (question de l'optimisation globale / optimisation locale) deviendra un enjeu essentiel.

6. **[Stockage d'électricité]** – En tant qu'instrument de flexibilité, le stockage par batteries deviendra une composante essentielle du système électrique

Le stockage massif de l'électricité, notamment par le biais des batteries de véhicules électriques, jouera un rôle essentiel pour permettre le bon fonctionnement de systèmes électriques décarbonés avec une haute proportion d'énergies renouvelables intermittentes. Il s'imposera grâce la baisse des coûts du stockage, similaire à celle que le photovoltaïque a connue.

7. **[Microgrids]** – L'architecture hiérarchique descendante des grands réseaux évoluera vers un modèle articulant des grappes de microgrids

Grace à l'association production renouvelable distribuée et stockage par batteries co-localisé, des *microgrids* permettant d'assurer localement l'approvisionnement des quartiers se développeront de façon rentable là où les conditions économiques et réglementaires le permettent. Sur des zones géographiques affectées par des événements climatiques extrêmes – les Etats-Unis par exemple – ils se développeront en raison de leur résilience, même si leur coût est plus élevé. Dans les pays émergents ne disposant pas déjà d'un réseau, l'électrification se déploiera sur la base de microgrids, progressivement connectés entre eux. Sauf cas particulier (systèmes isolés, absence de réseau fiable, électrification en Afrique dans les phases de développement), ils resteront connectés au réseau principal afin de bénéficier des effets de foisonnement demande et production.

8. **[Rôle des marchés de gros de l'électricité]** – La capacité des marchés de gros à envoyer des signaux de prix pertinents pourrait être remise en cause. Le *market design* devra être adapté de façon à réintroduire des signaux de prix ou des contrats de long terme

Le paradigme du marché de gros de l'électricité (demande rigide et production flexible) sera progressivement renversé : la production devient plus rigide (avec une augmentation de l'injection d'électricité fatale) alors que la gestion dynamique de la demande permet de la rendre de plus en plus flexible. De son côté, le stockage rendra plus flexibles aussi bien l'offre que la demande.

Les volumes de production à coût marginal nul viendront peser sur la formation des prix, ce qui pourrait remettre en cause leur capacité à assurer une couverture des coûts complets des investissements (coûts marginaux de long terme).

Dans ces conditions, le marché de gros pourrait ne plus être une référence pertinente pour le signal prix d'investissement – même si des exemples récents montrent que des investissements dans de grandes infrastructures renouvelables sur la base de signaux de prix marché ne sont pas impossibles. Inversement, le développement d'outils comme le stockage et la modulation de consommation pourrait renforcer la pertinence des prix de marché. Dans tous les cas, le marché de gros continuera en revanche à orienter le dispatching selon des critères économiques.

9. **[Systèmes gaziers]** – En Europe, les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important notamment pour faciliter la transition énergétique

En Europe, les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important sous l'effet de plusieurs facteurs : une substitution vers le gaz « vert », la croissance des usages mobilité, une contribution du gaz restant importante pour le passage de la pointe hivernale en complément de l'électricité décarbonée. Toutefois, la baisse de la demande gazière doit conduire à ne pas envisager de nouveaux investissements d'infrastructure en dehors d'enjeux de sécurité d'approvisionnement ou de développement du gaz « vert » (flux rebours, etc.)

10. **[Hydrogène]** – A long terme, une économie de l'hydrogène pourrait émerger

A long terme, sous réserve d'une décroissance des coûts, l'hydrogène pourrait devenir un vecteur important dans les systèmes énergétiques, permettant de stocker l'énergie ou de la déplacer de zones à coûts de production favorables pour le renouvelable (pour le PV : le Chili, le Mexique, l'Australie, le Moyen-Orient...) vers les zones de consommation. L'hydrogène pourrait apporter une réponse pertinente à des besoins spécifiques sur certains segments de la mobilité mais surtout à une décarbonation massive des systèmes électriques et gaziers, en combinaison avec la production électrique renouvelable.

11. **[Consommateurs & fournisseurs]** – L'émergence des nouvelles technologies permettra au consommateur de prendre le contrôle sur son approvisionnement énergétique et sa consommation

De nombreuses alternatives au « fournisseur classique » s'offriront aux consommateurs pour s'approvisionner. Le consommateur particulier ou PME sera de plus en plus souvent auto-producteur, à hauteur de plusieurs millions dans chacun des principaux pays européens. Il pourra se procurer de l'électricité sur des plateformes « *peer-to-peer* » (sous-tendues par exemple par la technologie blockchain), lui permettant de sélectionner à son gré l'énergie provenant d'actifs de production identifiés et localisés (logique de circuits courts) et/ou de vendre sa propre production excédentaire. Pour les grandes entreprises, les contrats d'achat long terme directs avec des producteurs d'énergie renouvelable (PPA) se développeront à grande échelle dans tous les pays développés. Pour les particuliers comme pour les entreprises, les solutions innovantes de gestion de la demande (big data, IoT, smart metering, intelligence artificielle) offriront de nouvelles opportunités de maîtrise de leur consommation.

12. **[Rythme de changement de l'industrie]** – Sous l'effet des nouvelles technologies et des enjeux sociaux et environnementaux, le rythme du changement d'une industrie traditionnellement très inertielle va s'accélérer considérablement

La décroissance des coûts (PV, batteries) et le progrès technologique (taille et puissance des nouvelles générations d'éoliennes off-shore) des différentes filières renouvelables se sont considérablement accélérés ces dernières années. A cette tendance, s'ajoute l'entrée en force des technologies de l'information dans le secteur (blockchain, big data, IoT, smart metering, Intelligence Artificielle). Ces dynamiques sont en train de refaçonner à un rythme sans précédent

une industrie d'infrastructures aux constantes de temps longues, avec pour conséquence des risques d'apparition d'actifs échoués.

II. Pistes de réflexion pour la régulation

Ces travaux ont permis de mettre en perspective le travail du régulateur en fixant un horizon de moyen et long terme. Douze chantiers ont été retenus afin de proposer des approches de régulation à mettre en œuvre au niveau national (voire européen), pour s'adapter à un secteur en pleine mutation :

1. Au niveau français comme européen, ajuster les approches de régulation afin de prendre en compte un rythme plus rapide de déploiement, et d'impact sur les opérateurs, des nouvelles technologiques (stockage, flexibilité, comptage, données...)

Il est essentiel que les opérateurs de réseaux en monopole soient incités par les cadres de régulation, notamment tarifaires, à innover et à utiliser toutes les technologies les plus modernes pour améliorer en permanence leur performance en matière de coûts et de qualité de service. Si les approches de régulation ont progressé ces dernières années, avec la généralisation de la régulation incitative, il faudra réfléchir aux évolutions à apporter à ces approches à l'avenir afin d'inciter les opérateurs à s'adapter à des changements plus rapides et non plus simplement incrémentaux, comme dans les périodes précédentes.

2. Généraliser des expérimentations encadrées, dans des démarches de type « *regulatory sandbox* », en réponse à la complexité des nouvelles questions de *market design* qui émergent

Au-delà de cet objectif général, des questions nouvelles d'une grande complexité seront à traiter et doivent être anticipées dès aujourd'hui : l'agrégation et la valorisation pour le système électrique de millions de sources de flexibilité distribuées, la gestion optimisée de la charge et de la décharge de millions de véhicules électriques, la coordination entre GRT et GRD pour mieux intégrer les énergies renouvelables au système et pour utiliser au mieux les sources de flexibilité pouvant répondre à des besoins différents, etc. La régulation devra, plus que par le passé, faire la place à des expérimentations encadrées dans des démarches de type « *regulatory sandbox* » pour faire face à cette complexité nouvelle.

3. Déployer le cadre réglementaire permettant d'améliorer la coordination entre le développement de la production et le développement des réseaux

La transition énergétique et les mutations qu'elle engendre (fort développement des ENR intermittentes, amélioration de l'efficacité énergétique, développement de l'autoconsommation, ...) représentent un défi pour les gestionnaires de réseaux d'électricité, car elles pourraient remettre en question leurs équilibres historiques. Ceux-ci pourraient devoir faire face à de nouveaux types d'investissements (par exemple pour gérer sur le réseau de transport les refoulements depuis les réseaux de distribution, et pour développer les interconnexions utiles à la valorisation d'une production renouvelable intermittente massive, sous réserve de justification par une analyse coûts-bénéfices) tout en connaissant une baisse des soutirages nets par les réseaux aval.

Une telle équation pourrait entraîner une hausse des tarifs d'utilisation des réseaux. Dans ce contexte, une attention forte doit être portée à l'optimisation des investissements réseaux. Le manque de coordination entre développement de la production et développement des réseaux peut être source de surcoûts importants, comme le montre l'exemple de l'Allemagne, plus avancée que la France dans le développement des ENR, où les coûts des congestions ont augmenté de manière spectaculaire ces dernières années (1 Mds€ par an).

La régulation devra donc d'une part, renforcer la transparence sur les coûts pour les réseaux de la transition énergétique, d'autre part améliorer la coordination entre le développement de la production et le développement des réseaux, afin d'optimiser les coûts globaux de la transition énergétique.

4. Faire preuve de prudence dans les nouveaux investissements gaziers (hors besoins de sécurité d’approvisionnement ou de développement du gaz « vert »), pour éviter de créer de nouveaux coûts échoués si les scénarios bas de demande gazière se réalisaient.

Compte tenu des tendances du gaz naturel en Europe (efficacité énergétique, transferts d’usage vers l’électricité, incertitude sur le rôle du gaz naturel dans le mix électrique), certaines infrastructures gazières en Europe font face à un risque à long terme de diminution forte de leur taux d’utilisation. Cette baisse soulève la question de la compétitivité du gaz (le coût unitaire d’acheminement vu par chaque client gaz croissant sous l’effet de la baisse de la demande) et du risque de voir apparaître des investissements échoués. Cette situation commande d’être extrêmement prudent dans les nouveaux investissements (hors sécurité, renouvellement ou développement de gaz « vert » comme la facilitation de flux rebours), pour éviter de créer de nouveaux coûts échoués si les scénarios bas de demande gazière se réalisaient.

5. Améliorer la qualité des signaux économiques transmis aux acteurs économiques sous peine de subir pendant de longues années les conséquences coûteuses de mécanismes défaillants

Ces signaux économiques peuvent être des prix de marchés ou des tarifs. Ils peuvent comprendre des composantes fiscales – qui ne relèvent pas du champ du régulateur. Des erreurs de conception de ces signaux les conduisant à ne pas refléter la réalité des coûts – y compris la rémunération du capital et du risque – conduisent les acteurs économiques à prendre des décisions d’investissements sous-optimales pour la collectivité qu’il faut assumer ensuite sur une longue durée.

6. Appliquer ces principes au cas de l’autoconsommation

Cet enjeu peut être illustré sur le cas de l’autoconsommation. Si elle est encore émergente en France, c’est une tendance déjà forte dans de nombreux pays développés (en particulier l’autoconsommation résidentielle), et qui devrait prendre de l’ampleur partout dans le monde comme en France. Son développement soulève la question du juste reflet des coûts évités ou engendrés par l’autoconsommateur, liée notamment aux tarifs d’accès aux réseaux et/ou aux tarifs de vente, ainsi qu’aux modalités de taxation. Dès aujourd’hui, la régulation doit éviter que les développements futurs (potentiellement significatifs) soient fondés sur des signaux économiques erronés ou biaisés, générateurs de surcoûts pour le système électrique dans son ensemble. Elle doit également concilier le développement de l’autoconsommation et les principes d’équité et de solidarité nationale, pour limiter les transferts de valeur entre consommateurs, notamment en faveur des plus aisés.

7. S’assurer que l’organisation du marché produit des signaux économiques de long terme pertinents pour l’investissement.

La transition vers une majorité d’électricité produite à court variable nul pourrait mettre à mal la stabilité et la prévisibilité des prix de marché – même si des exemples récents montrent que des investissements dans de grandes infrastructures renouvelables sur la base de signaux de prix marché ne sont pas impossibles. Alors que ces filières voient leur compétitivité progresser, justifiant leur part croissante au sein du mix énergétique, la réflexion sur le *market design* doit être poursuivie pour faciliter l’émergence de signaux de prix de long terme permettant aux producteurs, aux fournisseurs et aux consommateurs de se couvrir contre le risque prix. Ces assurances aideront à sécuriser le financement de nouveaux investissements dans la production, dans l’industrie et dans les solutions innovantes d’économies d’énergie chez les consommateurs.

8. Faciliter l'émergence de mécanismes incitatifs au développement du renouvelable alternatifs aux subventions, reposant autant que possible sur des mécanismes de marché

Face à la compétitivité nouvelle des filières renouvelables, il s'agit de substituer aux subventions – qui pourraient devenir inutiles – des mécanismes incitatifs appropriés (ex : faciliter les *corporate PPA*, privilégier les appels d'offres - vs. *guichets ouverts* - avec le cas échéant intégration d'exigences reflétant le coût complet d'intégration de l'énergie), afin de s'assurer de la meilleure efficacité économique.

9. Mettre en place une gouvernance permettant de coordonner les opérations des GRT et des GRD dans la mobilisation de ressources de flexibilités distribuées

Les outils de flexibilité décentralisés (stockage, effacement, modulation de consommation, batteries de VE, production décentralisée) prendront une place importante dans la gestion d'un besoin de flexibilité en croissance du fait de la transition énergétique. Les gestionnaires de réseau de distribution seront ainsi amenés, de plus en plus, à mettre en place une gestion active du réseau, voire à organiser des marchés locaux de flexibilité. Toutefois, ces ressources distribuées pourront également répondre aux besoins nationaux du système électrique, grâce à leur agrégation à large échelle.

Dans ce contexte, la régulation devra assurer la bonne coordination entre GRT et GRD dans l'exploitation des ressources de flexibilité (question de l'optimisation globale vs l'optimisation locale), ce qui pourra nécessiter la mise en place d'une gouvernance adaptée.

10. Renforcer la coordination entre les systèmes électrique et gazier pour faciliter une approche globale de la transition énergétique

Le gaz continuera à jouer, selon toute vraisemblance, un rôle important dans la transition énergétique et dans le système énergétique du futur. Le gaz lui-même sera plus vert, sous forme de biométhane ou de gaz produit à partir des ENR électriques (*power-to-gas*). Les infrastructures gazières représentent un potentiel indispensable pour passer la pointe de consommation hivernale. Les centrales électriques au gaz offrent une flexibilité inégalée au système électrique.

Dans le contexte d'un système énergétique en transformation et où les interactions entre l'électricité et le gaz seront de plus en plus variées et complexes, le régulateur devra renforcer la coordination entre les acteurs des systèmes électrique et gazier et promouvoir une approche globale du système énergétique.

11. Rendre possible le développement du stockage distribué

Face au potentiel de développement du stockage distribué, la régulation doit rendre possible le développement de cette filière partout où elle peut créer de la valeur. Sauf en cas d'impossibilité technique, le stockage distribué, et en particulier les batteries des véhicules électriques, doit pouvoir accéder à tous les éléments de la chaîne de valeur de l'électricité : marché de gros (des produits futurs jusqu'à l'intra-day et les marchés d'équilibrage), services pour les réseaux (services système, congestion), marché de capacité, etc.

12. Garantir la confiance des consommateurs dans le cadre des évolutions que le secteur va connaître

Le régulateur doit contribuer à éviter les risques de perception négative dans le cadre du déploiement de nouvelles technologies (comptage évolué) ou de nouveaux modes de fonctionnement du secteur (financement participatif du renouvelable, pilotage des usages, etc). Ces changements ne doivent pas être associés à une volatilité des prix, une perte économique, un risque sur les données personnelles etc. A ce titre, le régulateur de l'énergie doit rechercher,

une collaboration active avec les autres régulateurs concernés par la transition énergétique (ANSSI, CNIL, ...).

III. Annexes

A. Contexte et objectifs de l'étude

Le secteur de l'énergie connaît des bouleversements majeurs, en Europe et dans le monde, sous l'effet de deux véritables révolutions.

D'une part, la transition énergétique rebat les cartes en ce qui concerne le mix de production d'électricité. La nécessité de réduire les émissions de CO2 limite le recours aux énergies fossiles, tandis que l'accident de Fukushima a conduit à réviser à la hausse les exigences de sûreté nucléaire ce qui pèse sur les fondamentaux économiques de la filière. Parallèlement, les énergies renouvelables intermittentes et les technologies de stockage de l'énergie voient leurs coûts de production diminuer de façon spectaculaire.

D'autre part, la révolution numérique transforme le secteur de l'énergie dans toutes ses composantes. La multiplication des données disponibles, grâce notamment au déploiement des compteurs communicants, va de pair avec le développement exponentiel de la capacité de traitement de ces données. Les méthodes de gestion et de maintenance des réseaux, la connaissance du comportement et des attentes des consommateurs, la possibilité de piloter intelligemment les équipements, s'en trouvent profondément modifiées.

Ces évolutions majeures créent un futur particulièrement incertain et remettent en question le fonctionnement actuel des marchés de l'énergie.

Dans ce contexte, l'objectif de cette étude a été d'analyser, en Europe et dans le monde, les mutations à l'œuvre dans le secteur de l'énergie pour mieux connaître et anticiper les évolutions prévisibles à moyen et long terme. Les travaux effectués ont ainsi notamment eu pour objectif de confronter les tendances observables en France à celles observables à l'international, en Europe comme hors Europe.

Les analyses réalisées s'appuient sur différentes sources d'information et en particulier :

- Une **revue des éléments de la littérature la plus récente** sur les différents secteurs de l'énergie (avec une portée européenne et mondiale) ainsi qu'une analyse de la communication la plus récente des acteurs du secteur (privés et publics)
- Une **sollicitation de plus de 80 personnalités qualifiées du secteur de l'énergie - françaises, européennes et internationales** – ayant partagé leur opinion personnelle sur les différentes thématiques étudiées (le « **panel d'experts** »)
- Le retour d'expérience et les informations recueillies dans le cadre d'échanges avec une trentaine d'acteurs internationaux (privés et publics) rencontrés lors de **deux missions d'études réalisées en Californie (USA) et en Chine**.
- La **base de connaissance et l'expertise d'E-CUBE Strategy Consultants** ainsi que des analyses spécifiques réalisées dans le cadre de cette étude (sur la base de sources publiques)
- La **base de connaissance et l'expertise des services de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)** impliqués dans cette étude

Le partage du résultat de ces travaux et analyses prospectives vise ainsi à éclairer les pouvoirs publics et plus généralement les acteurs du secteur de l'énergie sur les évolutions de long terme possibles.

La synthèse ci-après reprend quelques-uns des principaux messages issus de ces travaux. L'étude, dans son intégralité, est constituée de plusieurs livrables. Ceux-ci sont listés et présentés au paragraphe III.

B. Approche méthodologique

La première partie des travaux s'est attachée à structurer les grandes dynamiques du secteur autour de neuf thématiques, en s'assurant d'une couverture complète de la chaîne de valeur :

1. Le mix électrique (la compétitivité des moyens de production renouvelables et les conséquences sur le système électrique)
2. Le stockage d'électricité
3. Les réseaux électriques
4. Les métiers de la fourniture et des services
5. La demande d'énergie finale
6. Les infrastructures gazières
7. Le couplage des systèmes électrique et gazier
8. Le consommateur dans la transition énergétique
9. Les émissions de gaz à effet de serre et les mécanismes de valorisation du carbone

Chacune de ces thématiques a fait l'objet de la rédaction d'une **monographie** décrivant les dynamiques à l'œuvre et compilant les informations et données (de coûts, de niveau de déploiement etc.) les plus à jour afin de dresser un état des lieux de ces dynamiques ainsi que des perspectives de moyen et de long terme. Concernant la prolongation des tendances observées, il s'est agi, autant que faire se peut, de dégager les consensus là où ils existaient et de délimiter les zones plus incertaines afin d'éclairer le champ des possibles. Ces monographies sont complétées et illustrées par des études de cas provenant de différents pays.

Les travaux réalisés pour la rédaction de ces monographies ont conduit l'équipe de projet à formuler des « **thèses** » sur les évolutions que pourraient connaître le secteur de l'énergie à moyen et long terme. Ces « thèses » sont évidemment formulées avec l'humilité qui s'impose s'agissant d'un exercice de prospective à moyen-long terme : face à un avenir profondément incertain, elles constituent la meilleure estimation du groupe de travail sur l'évolution du secteur.

Afin de caractériser le degré d'incertitude que présentent ces « thèses », elles ont été soumises à un **panel de plus de 80 experts internationaux**. Le résultat de leur évaluation permet de mettre évidence les domaines de convergence d'appréciation et ceux, au contraire, où les incertitudes sont les plus manifestes. Cette évaluation permet également d'éclairer les écarts d'appréciation entre profils de répondants selon leur origine géographique ou leurs intérêts professionnels.

Enfin, chacune de ces thèses a fait l'objet d'une **argumentation détaillée** afin de permettre au lecteur d'apprécier les conditions qui conduiraient à leur réalisation et de se forger sa propre conviction.

C. Résultats de la consultation du panel d'experts internationaux

Ces thèses ont ensuite été soumises à l'appréciation d'un panel de plus de 80 experts¹ français, européens et internationaux du secteur de l'énergie. Ces experts se sont exprimés en leur nom propre (et non pas au nom de l'entité qu'ils représentent ou pour laquelle ils travaillent), en donnant leur avis sur la crédibilité des « thèses » formulées, à un horizon moyen terme (2030) et à un horizon long terme (2050). L'opinion de ce panel d'experts est détaillée dans un document de restitution spécifique. Les principaux éléments de cette enquête d'opinion sont restitués ci-dessous :

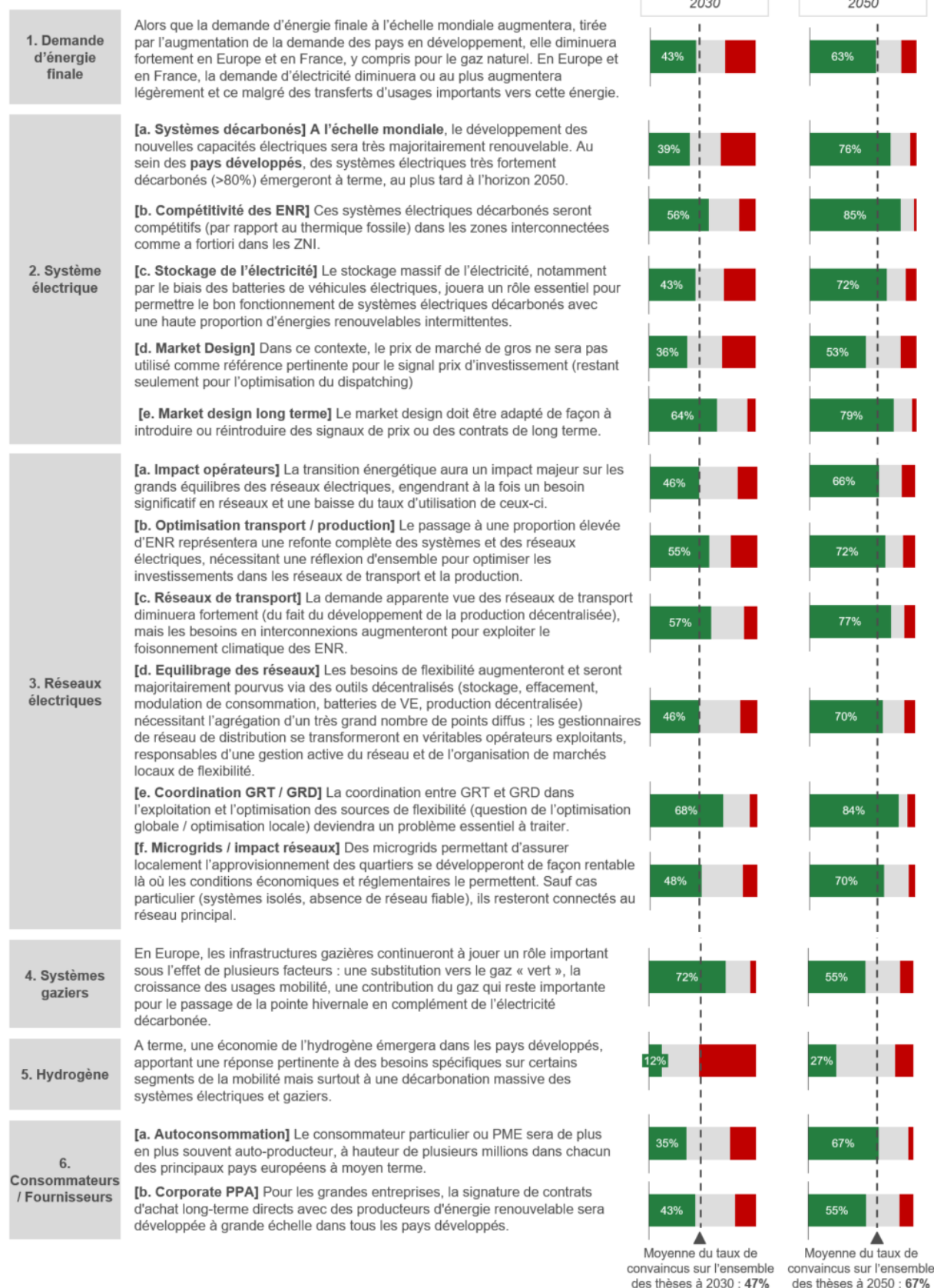
¹ cf paragraphe IV « Liste du panel d'experts ayant participé à l'étude »

Résultats de l'enquête d'opinion

Légende :

■ Convaincus ("Probable" & "Certain") ■ Ne se prononcent pas ("Plausible") ■ Pas convaincus ("Peu plausible" & "Impossible")

Rappel des thèses



Synthèse des résultats

Plusieurs zones de consensus émergent des réponses des experts. En effet, une large majorité du panel interrogé est convaincue :

- Du rôle majeur de l'électrification des transports et de la chaleur dans l'évolution de la demande finale, cette substitution conduisant à une baisse de la demande en produits pétroliers et à un transfert significatif sur la demande en électricité,
- De l'apparition à long terme (2050) de systèmes électriques décarbonés ENR à plus de 80%, et de la compétitivité de ces systèmes par rapport au thermique fossile y compris dans les zones interconnectées,
- De la nécessité, dans ce contexte, d'une refonte du *market design* pour introduire des signaux de prix de long terme indispensables pour compléter les marchés de l'énergie,
- Du besoin à moyen et long terme d'une meilleure coordination entre GRT et GRD d'une part, et entre développement des moyens de production et des réseaux d'autre part, afin d'optimiser le développement des futurs systèmes électriques et l'exploitation des nouvelles sources de flexibilité,
- Du besoin de développement des interconnexions pour l'intégration des ENR

Le panel interrogé semble en revanche, dans sa majorité, peu convaincu y compris à long terme par l'essor d'une économie et d'un rôle significatif pour l'hydrogène dans le futur mix énergétique : cette thèse est la seule à recueillir une majorité d'avis « négatifs » à horizon 2030, et une majorité des répondants sans opinion tranchée (ce qui se traduit par une majorité d'avis « Plausibles ») à horizon 2050.

D'autres points font en revanche débat. Ainsi, les opinions exprimées sont partagées sur deux points importants :

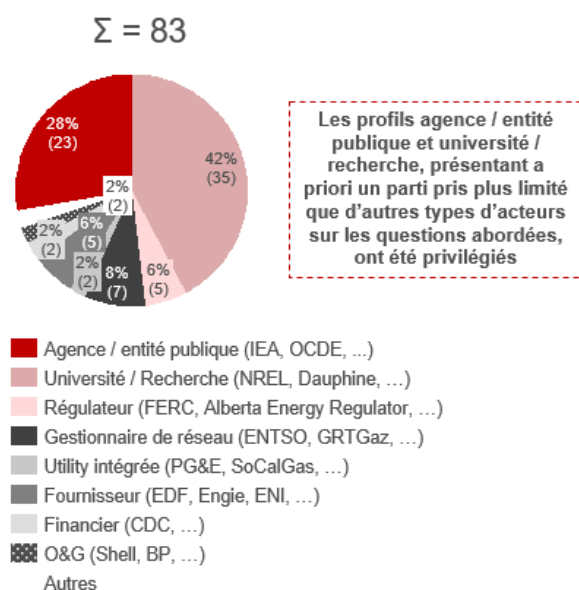
- La baisse des consommations d'énergies de réseau (gaz et électricité) en Europe : les avis divergent, en particulier pour l'électricité, sur le fait que des transferts d'usage soient de nature à compenser l'effet des efforts d'efficacité énergétique.
- Le rôle à long terme du système gazier et de ses infrastructures au sein du mix énergétique : les avis positifs sont encore majoritaires à horizon 2050 sur le fait que les infrastructures gazières continueront à jouer un rôle important, mais des incertitudes émergent, avec 45% de répondants non convaincus ou ne se prononçant pas, contre seulement 28% à horizon 2030.

D. Caractéristiques du panel d'experts

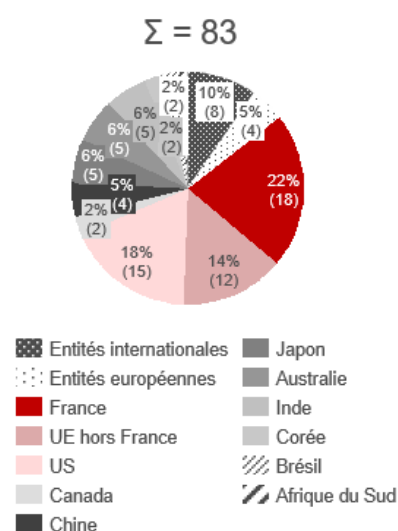
Les experts interrogés ont été sélectionnés afin de représenter l'ensemble des zones géographiques. Les répondants français représentent environ 20% du panel interrogé, de même que les répondants américains. Le reste du panel est réparti entre : 25% de répondants en cumulé sur la zone Asie-Pacifique, 15% d'européens hors France, 15% d'entités internationales ou européennes, et 5% d'autres pays.

Une diversité importante d'acteurs du secteur est représentée, mais les profils académiques ou institutionnels, qui présentent a priori un parti pris plus limité au regard des enjeux abordés, ont été à dessein ciblés en priorité. Ils représentent environ 70% des répondants.

Répartition par type d'acteur des répondants



Répartition géographique des répondants



E. Liste des livrables de l'étude

L'étude dans son intégralité comprend les livrables suivants :

- **Des « monographies » (9 documents)** : ces 9 documents, organisés par thématique, visent à décrire les mutations à l'œuvre et les tendances observables du secteur de l'énergie dans chacune des thématiques analysées. Ces analyses s'appuient sur des éléments de benchmark et de revue de la littérature récente.
 1. La compétitivité relative des moyens de production électriques
 2. Le stockage d'énergie
 3. Les réseaux électriques
 4. L'évolution des métiers de la fourniture d'énergie et des services liés à l'énergie
 5. L'évolution de la demande d'énergie finale (incluant la concurrence du gaz naturel et de l'électricité avec d'autres sources d'énergie, et l'évolution des consommations liées à la mobilité)
 6. Les infrastructures gazières
 7. Le couplage des systèmes électrique et gazier
 8. Le consommateur au sein de la transition énergétique (et en particulier la participation du consommateur à la production d'énergie et à l'équilibrage du système)
 9. Les émissions de gaz à effet de serre et les mécanismes de valorisation du carbone

- **Des « Thèses argumentées » (10 documents)** : l'analyse des mutations en cours nous a amené à formuler des « thèses » décrivant une évolution possible (celle jugée la plus probable) du secteur de l'énergie à moyen et long terme sur chacun des maillons de la chaîne de valeur du secteur. Chaque « thèse » a donné lieu à la rédaction d'un document d'argumentation détaillé : arguments confortant cette vision de l'avenir (arguments « pour ») mais également les éléments pouvant nuancer, remettre en cause ou contredire cette vision (arguments « contre »).
- **La restitution de l'évaluation des thèses par un « panel d'experts » (1 document)** : en complément de l'argumentaire développé pour chacune des thèses, nous avons également recueilli l'avis d'un panel de plus de 80 experts français et internationaux du secteur de l'énergie sur ces visions possibles de l'avenir. Ces experts se sont exprimés en leur nom propre (et non pas au nom de l'entité qu'ils représentent ou pour laquelle ils travaillent), en donnant un avis sur la crédibilité des thèses formulées. L'opinion de ce panel d'experts est synthétisée dans un document de restitution spécifique.
- **Les comptes rendus des missions d'études (2 documents)** : ces 2 documents synthétisent le retour d'expérience et les informations recueillies dans le cadre des échanges avec une trentaine d'acteurs internationaux (privés et publics) rencontrés lors de deux missions d'études réalisées en Californie (USA) et en Chine.