

L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme

*Comment accélérer les déploiements
capacitaires ?*




Think tank de référence en France et en Europe, l'Institut Montaigne est un espace de réflexion indépendant au service de l'intérêt général. Ses travaux prennent en compte les grands déterminants économiques, sociétaux, technologiques, environnementaux et géopolitiques afin de proposer des études et des débats sur les politiques publiques françaises et européennes. Il se situe à la confluence de la réflexion et de l'action, des idées et de la décision.

NOTE D'ACTION - Février 2025

L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme

Comment accélérer les déploiements capacitaires ?

Les notes d'action de l'Institut Montaigne identifient un enjeu spécifique et formulent des recommandations opérationnelles à destination des décideurs publics et privés.



**Note
d'éclairage**

Se situer
et rendre
intelligible notre
environnement

**Note
d'enjeux**

Poser des
constats et
identifier des
problématiques

**Note
d'action**

Formuler
des recom-
mandations
opérationnelles

**Opération
spéciale**

Sonder,
chiffrer,
expérimenter

Rapport

Analyser
et proposer
collégalement
des solutions
de long terme

Cette note est la seconde d'un cycle de trois notes « L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme ». La première, publiée en novembre 2024, est dédiée aux enjeux de réforme de la gouvernance énergie-climat de l'Union. Elle identifie un certain nombre de points de blocage politiques, juridiques et institutionnels qui doivent être anticipés et propose certaines pistes de réflexion pour les contourner.

Atteindre la neutralité carbone, comme l'Union européenne s'y est engagée dans la loi européenne sur le climat de 2021, qui procède de ses engagements climatiques au titre de l'Accord de Paris, impose une profonde transformation des infrastructures énergétiques. C'est également un levier de compétitivité et de renforcement de l'autonomie stratégique européenne, dont les ressources fossiles sont limitées et en déclin. *Fit for 55* a commencé à faire de la décarbonation un paradigme déterminant de notre compétitivité, une évolution que le pacte pour l'industrie propre devrait venir compléter.

Les infrastructures dédiées à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles sont amenées à se résorber ou à s'adapter, tandis que celles dédiées aux énergies bas carbone nécessiteront un déploiement massif, rapide et coordonné. L'ensemble de ces trois termes est important : ce déploiement doit être massif pour remplacer les combustibles fossiles qui constituent encore environ 70% de l'énergie consommée en Europe. Il doit être rapide pour espérer atteindre la neutralité carbone aux alentours de 2050. Il doit enfin être coordonné pour ne pas créer de goulets d'étranglement, qui ralentiraient l'ensemble de la transition, mais également génèreraient des déséquilibres au sein du marché intérieur. Il en va de la sécurité d'approvisionnement énergétique du continent, comme l'a illustré la crise gazière de 2021-2022.

La question de l'évolution des capacités de transformation, transport, distribution et stockage d'énergie est au cœur de l'effort que doivent mener les institutions européennes, les autorités nationales et les entreprises pour se passer des combustibles fossiles. **Afin de l'accélérer, l'Union européenne doit se doter d'un nouveau règlement sur la sécurité énergétique européenne**, qui deviendrait l'épine dorsale de l'évolution des capacités en Europe. Celui-ci répondrait à des mesures déjà mises en place ou en train d'être mises en place dans les autres grandes puissances économiques mondiales, telles que la Chine et les États-Unis¹.

Tout d'abord, la réglementation européenne et surtout sa (sur)transposition à l'échelle nationale ont créé d'importantes lourdeurs ralentissant l'ensemble des projets de décarbonation. Ainsi, un projet éolien en mer a jusqu'à présent nécessité en France 3 ans de construction mais plus d'une dizaine d'années de procédures administratives préalables...

Sans **allègement de cette lourdeur administrative**, qui constitue un axe prioritaire de travail dans le rapport Draghi², il apparaît irréaliste de mettre en œuvre dans les temps les évolutions majeures des infrastructures énergétiques requises pour se passer des combustibles fossiles. L'Union a commencé à se saisir de ce sujet dans un règlement d'urgence à effet temporaire adopté en 2022, dont certaines mesures (pas toutes) ont par la suite été pérennisées dans la directive sur les énergies renouvelables. Cependant, l'ampleur de l'effort à fournir nécessite une action à la fois bien plus importante et couvrant un spectre d'infrastructures plus vaste. La nouvelle Commission en a conscience puisque la simplification a été présentée comme l'une de ses priorités par la présidente

¹ L'article 5 du décret exécutif du 20 janvier 2025 « Unleashing American Energy » signé par le Président Trump enjoint ainsi aux administrations de l'exécutif fédéral de mettre en œuvre toutes les mesures jugées utiles pour accélérer les procédures d'octroi de permis pour les projets énergétiques. Les États fédérés disposant de compétences étendues en la matière sur lesquelles l'exécutif fédéral n'a pas prise, une politique de simplification menée à l'échelle européenne pourrait avoir des effets plus importants qu'une telle politique conduite au niveau fédéral aux États-Unis.

² *The Future of European Competitiveness – Part B*, septembre 2024.

Ursula von der Leyen, qui devrait prendre corps dans plusieurs textes présentés au premier trimestre 2025.

Ensuite, les nouvelles capacités de transformation et de stockage d'énergie doivent être **financées**. Cela suppose d'étendre les outils déjà employés par l'Union (tels les compléments de rémunération³) à l'ensemble des infrastructures nécessaires à la transition, tout en les standardisant à l'échelle européenne. Ces outils doivent être conçus de manière à ne pas soutenir des comportements délétères pour le système et destructeurs de valeur. Pour l'électricité, cela implique par exemple de ne pas inciter à produire en période de prix négatif. Il en va de la stabilité du réseau électrique européen et de l'équilibre économique de l'ensemble de ses constituants.

Au-delà des mécanismes de soutien, le besoin de liquidités pour financer la transition milite pour conférer un rôle accru à la Banque européenne d'investissement (BEI). Son soutien devrait alors être ouvert de manière indiscriminée à toutes les énergies bas carbone, étant entendu qu'au-delà de la liberté laissée à chaque État membre de disposer de son bouquet énergétique, toutes les énergies bas carbone seront nécessaires à l'échelle de l'Union. En outre, les projets d'intérêt économique européen (PIIEC) en matière d'énergie devraient par principe être reconnus comme satisfaisant les lignes directrices de la BEI pour l'octroi de prêts.

Les réseaux constituent un élément essentiel de la décarbonation. Sans adaptation de ceux-ci, notamment aux enjeux d'électrification et de réduction de l'usage des combustibles fossiles, l'Union se verra confrontée à des goulets d'étranglement freinant la transition et induisant des surcoûts délétères pour les consommateurs et son industrie.

³ Le complément de rémunération (contract for difference en anglais) est un mécanisme visant à garantir une rémunération à un producteur d'énergie. Celui-ci vend sa production sur le marché et si le prix de vente moyen est inférieur à un prix de référence défini à l'avance, la contrepartie publique (État principalement) compense la différence au producteur. Le complément de rémunération est dit « bidirectionnel » quand, en cas de prix de vente supérieur au prix de référence, le producteur doit verser la différence à la contrepartie publique.

Or, qu'il s'agisse de développer les réseaux électriques et d'hydrogène ou d'adapter les réseaux gaziers à la réduction de la consommation, le problème est le même : celui d'une péréquation temporelle entre une consommation actuelle (conditionnant en bonne partie les recettes actuelles) et une consommation future. Répondre à ce défi est loin d'être simple, notamment en tenant compte des complexités apportées par les modèles nationaux de gestionnaires de réseaux, les règles imposées à leur structure capitalistique, etc. C'est pourquoi nous proposons la création, par exemple sous gestion directe de la BEI, de comptes d'amortissement qui permettraient aux gestionnaires de réseaux qui en ont besoin de répondre à cet enjeu de péréquation temporelle.

Le système énergétique servant l'ensemble de l'économie européenne, des transferts entre secteurs, et des transferts intertemporels – par la dette – apparaissent naturels dès lors qu'ils sont inscrits dans une logique constante de recherche de compétitivité économique et industrielle de l'Union. Les investissements dans la transformation du système énergétique ne pourront pas être supportés uniquement par des prélèvements obligatoires sur les consommations énergétiques, et en aucun cas par des prélèvements ou des charges tarifaires sur des consommations en concurrence internationale. De manière générale, l'Union européenne doit s'assurer que la fiscalité sur l'énergie ne desserve par les objectifs énergétiques et climatiques qu'elle se fixe, ce qui est une réalité dans certains États membres : la première ressource de la transition est de ne pas dilapider les ressources limitées des États dans des subventions aux énergies fossiles, et en particulier des subventions assises sur les consommations finales.

Cette note sera suivie par un troisième volet, dédié aux marchés de l'énergie, qui couvrira notamment les enjeux de flexibilisation du système électrique européen afin de l'adapter au déploiement massif d'énergie renouvelable dépendant des conditions extérieures, en remplacement des centrales à combustibles fossiles.

Résumé des propositions

Proposition n° 1

Instaurer un règlement européen pour la sécurité énergétique (*European Energy Security Act*, EESA). À des fins de simplification et d'accélération du processus d'octroi de permis pour les projets d'énergie bas carbone, celui-ci établirait une procédure unique et intégrée avec des délais maximaux clairs (six mois pour les projets simples, un an pour les autres), et prévoirait la reconnaissance automatique de zones d'énergies bas carbone pour faciliter l'implantation des projets sans passer par des procédures hétérogènes selon les États membres.

Il serait établi, pour les réseaux et interconnexions, pour les projets de production énergétique, de terminaux d'import/export, et de stockage, une liste technologiquement neutre de **projets d'intérêt commun (PIC)**, pour lesquels l'EESA prévoirait une autorisation directe par le niveau européen, accélérée, et un recours large à des financements dédiés, élargissant ce qui est déjà en place pour les réseaux.

Proposition n° 2

Coordonner, au niveau d'un groupe de travail technique du Conseil de l'Union avec l'appui d'une *task force* dédiée de la Commission (inter-DG), une démarche de simplification et d'harmonisation des transpositions à l'échelle nationale des directives européennes, notamment celles impactant les procédures d'autorisation des projets, par laquelle les autorités européennes seraient investies du rôle de contrôler les surtranspositions et de veiller à une mise en œuvre aussi homogène que possible. Cette mesure viserait à limiter la « surtransposition » du droit européen, alourdissant les procédures et créant des déséquilibres entre États membres, souvent improprement perçus comme étant imputables à l'Union européenne alors qu'ils procèdent au premier titre de choix des États membres.

Proposition n° 3

Prévoir dans le *European Energy Security Act* l'interdiction de tout versement d'un régime de soutien direct des prix de vente aux heures à prix de marché négatif, lorsque ce système n'implique pas de clause incitant ou obligeant le producteur à réduire voire cesser sa production lors de ces périodes.

Proposition n° 4

Dans le *European Energy Security Act*, interdire les régimes de tarifs d'achat, y compris pour les petites installations, ceux-ci ne tenant pas compte des enjeux d'équilibrage du réseau. Pour les petites installations, la participation à des appels d'offres pourrait être intermédiée par des agrégateurs nationaux, afin de ne pas alourdir la charge administrative des porteurs de projets.

Proposition n° 5

Dans le *European Energy Security Act*, harmoniser les cadres de soutien aux installations nouvelles contribuant à la sécurité d'approvisionnement, dans la continuité de l'harmonisation des soutiens aux énergies bas carbone incluse dans le règlement *Electricity Market Design*. Cette harmonisation devrait prévoir :

- une définition homogène de la capacité disponible d'une installation, entendue comme la présence sur le marché et la capacité effective à produire ou réduire la consommation sur certaines heures désignées *ex ante* par les gestionnaires de réseaux de transport, sur le mode de la définition de la capacité dans les mécanismes français ou polonais ;
- que les soutiens à des flexibilités ne puissent être octroyés que selon une prime fixe ou variable proportionnelle à cette disponibilité, dont le montant est défini dans le cadre d'une procédure concurrentielle transparente, non discriminatoire, reposant sur des critères objectifs ;

- que les soutiens à des services de flexibilité ne puissent être octroyés qu'à des installations décarbonées, c'est-à-dire satisfaisant un seuil maximal en intensité carbone (gCO_2/kWh) sur le cycle de vie, avec une possibilité d'allotissement distinct pour l'effacement diffus, les autres formes d'effacement, le stockage stationnaire, et les productions flexibles, s'il est démontré que cet allotissement n'affecte pas le caractère concurrentiel de la procédure sur chacun des lots.

Proposition n° 6

Dans le *European Energy Security Act*, harmoniser les aides à l'effacement et au stockage dans l'Union par la généralisation des compléments de rémunération bidirectionnels assis sur des capacités de production disponible à la demande ou d'effacement.

Proposition n° 7

Dans le cadre du *European Energy Security Act*, prévoir une disposition venant harmoniser les cadres de soutien aux vecteurs énergétiques non-électriques bas carbone (gazeux et liquides), en clarifiant que ceux-ci reposent en règle générale sur l'échange de certificats d'incorporation, en réservant les mesures de soutien direct des prix aux seules petites installations, et en prévoyant la libre circulation et la reconnaissance mutuelle des certificats d'incorporation dans l'ensemble du marché européen.

Ces derniers devraient alors respecter des critères de conception, tels qu'un octroi selon une procédure concurrentielle, transparente, non-discriminatoire, reposant sur des critères objectifs, une incitation pour les installations soutenues à participer efficacement aux marchés, reprenant les critères généraux de conception déjà prévus en électricité.

Proposition n° 8

Revoir en profondeur l'architecture du règlement général d'exemption par catégories dans une optique de neutralité technologique, et cela pendant la mandature qui débute. Cette révision permettrait de supprimer certaines redondances avec d'autres textes européens de droit sectoriel, d'automatiser les exemptions de notification pour les régimes d'aide nationaux calquant ceux mis en œuvre par la Commission (en application de la proposition n° 7 de la première note) et cela sans seuil de montant, et en réévaluant à la hausse les seuils de montants permettant de bénéficier du régime d'exemption dans les autres cas.

Proposition n° 9

Aligner la politique réelle de prêt de la BEI et les lignes directrices de politique de prêt de la BEI établies en 2019 pour ouvrir pleinement l'éligibilité des projets en lien avec l'énergie nucléaire. De manière plus générale, reconstruire le cadre de politique de prêt de la BEI autour du concept de neutralité technologique dans un objectif de décarbonation.

Cette évolution passerait par un soutien indiscriminé à la transformation d'énergie bas carbone, les projets nucléaires s'inscrivant alors dans ce nouveau cadre et non plus dans le cadre dévolu aux autres projets de centrales thermiques. Ce nouveau cadre pourrait en outre considérer les PIIEC du secteur de l'énergie comme étant alignés par principe avec la politique de prêt de la BEI, cela de manière à sécuriser les prêts pour ces projets d'intérêt commun.

Proposition n° 10

Créer sur le modèle du fonds InvestEU un **Fonds de sécurité énergétique européen** dans le cadre du *European Energy Security Act*, consistant en une ligne de garantie pérenne de l'Union (contrairement au dispositif pour la reprise et la résilience de NextGenerationEU), doublée d'une poche d'intervention en fonds propres de la BEI, les deux étant dédiées aux investissements clés dans la transition du système énergétique (décarbonation et sécurisation des approvisionnements), en particulier les *Projets d'intérêt commun* (PIC).

Proposition n° 11

Élargir le mécanisme pour l'interconnexion de l'Europe aux installations de production bas carbone, sous forme d'un mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe. Ce mécanisme constituerait la partie subventionnelle du *European Energy Security Act*. Il s'appuierait sur le régime d'appel d'offres pan-européen proposé aux recommandations 6 et 7 de la première note (réforme et extension de la plateforme pour les renouvelables), complété par la possibilité d'octroi d'aides directes à l'investissement pour les PIIEC dans le domaine de l'énergie.

Proposition n° 12

Dans le *European Energy Security Act*, instaurer le principe d'un compte d'amortissement européen pour chacun des réseaux électriques, gazier et hydrogène afin d'apporter une solution au problème de péréquation intertemporelle découlant de l'évolution non concomitante des coûts supportés par les gestionnaires et de la demande volumétrique des vecteurs associés. La tenue de ce compte pourrait être assurée par la BEI, qui en assurerait le financement par un prêt, sécurisé par une garantie ultime de l'Union face à certains risques prédéterminés.

Proposition n° 13

Prévoir, au sein du Fonds de sécurité énergétique européen dont nous proposons la création, un compartiment dédié au renforcement des fonds propres des gestionnaires de réseaux, soit par une intervention directe dans leur capital, soit en fonds de fonds.

Proposition n° 14

Le Mécanisme pour la sécurité énergétique européenne, double subventionnel du volet financier du *European Energy Security Act*, pourrait intégrer l'actuel Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe, en l'élargissant à l'ensemble des outils de production, transport, distribution et stockage d'énergie, de manière technologiquement et vectoriellement neutre. Le périmètre de ce nouveau mécanisme étant étendu, ses moyens alloués dans le cadre financier pluriannuel devraient l'être également.

Proposition n° 15

La transition de l'Union européenne vers un système énergétique bas carbone et non fossile n'a pas, par principe, à être entièrement ou principalement supporté par des prélèvements assis sur les consommations énergétiques. Outre les enjeux en termes de compétitivité pour l'Europe, choisir cette approche mènerait à un probable blocage du fait de l'unanimité requise pour légiférer à l'échelle européenne en matière de taxation.

Proposition n° 16

De manière générale, la structuration des prix des consommations énergétiques peut contribuer à la transition vers un système bas carbone non fossile, sans nécessairement augmenter les prélèvements moyens pour les consommateurs, à condition :

- de rendre les coûts complets des énergies les moins émettrices les plus stables possibles ;
- de ne pas sécuriser le coût complet des énergies les plus émettrices.

Si l'Union choisit politiquement d'asseoir la captation des ressources nécessaires à la transition sur les consommations énergétiques, celles-ci devraient provenir en priorité des énergies les plus émettrices, et ne pas affecter la compétitivité des énergies bas carbone.

Proposition n° 17

Proscrire, dans le *European Energy Security Act*, toute mesure instituée par les États membres et consistant en un versement aux consommateurs, aux metteurs en marché, ou à tout intermédiaire de la chaîne de valeur, assis sur les volumes mis en marché d'une énergie fossile, ou ayant des effets économiques équivalents.

Cette mesure vise à ne pas dilapider des ressources dans un sens directement opposé à la transition, telles que des mesures de soutien indiscriminées à la consommation des combustibles fossiles, même en temps de crise (telles que des réductions à la pompe). Si une intervention apparaît nécessaire, celle-ci doit être socialement ciblée et être

conçue de manière à ne pas atténuer l'incitation à réduire la consommation de matières fossiles (relèvement de certaines aides sociales par exemple).

Proposition n° 18

Dans le cadre de la directive sur la taxation de l'énergie, instaurer une clause imposant aux États membres de hiérarchiser la fiscalité des différents vecteurs énergétiques en fonction de l'intensité carbone de ces derniers sur le cycle de vie.

Proposition n° 19

Affecter une quote-part de l'extension du système d'échange de quotas d'émission aux transports et aux bâtiments (SEQE 2) au financement des outils proposés dans cette note (Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe, Fonds de sécurité énergétique européen et garantie de l'Union, appels d'offres paneuropéens de la plateforme, etc.). Cette extension pourrait éventuellement procéder d'un relèvement du prix plafond du SEQE 2, les secteurs concernés étant peu soumis au risque de fuite carbone.

Pierre Jérémie

Pierre Jérémie, directeur d'investissements chez Hy24, est diplômé de l'École polytechnique (X08) et ingénieur en chef des Mines (P13). Il est également titulaire d'un Master II en Droit de l'Environnement (Paris I) et d'un DU en Japonais (LCAO de Paris VIII). Il a été en charge du bureau Marchés de l'électricité à la direction générale de l'Énergie et du Climat, avant de rejoindre en 2020 le cabinet de la ministre déléguée chargée de l'Industrie, comme conseiller en charge des Industries lourdes et de l'Énergie. De 2022 à janvier 2024, il a exercé les fonctions de directeur de cabinet adjoint de la ministre de la Transition énergétique.

Maxence Cordiez

Maxence Cordiez est expert associé Énergie à l'Institut Montaigne et responsable du cycle du combustible nucléaire chez HEXANA. Il était auparavant responsable des affaires publiques européennes du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) après avoir travaillé comme ingénieur d'étude dans le secteur nucléaire et été conseiller nucléaire adjoint à l'ambassade de France au Royaume-Uni. Spécialisé dans les questions énergétiques et climatiques, Maxence Cordiez a publié le livre Énergies aux éditions Tana en 2022 et il rédige régulièrement des articles sur ces thématiques. Il enseigne en tant que vacataire au sein de l'ENSTA, de l'université PSL, de HEC et du CNAM. Maxence Cordiez est ingénieur, diplômé de Chimie ParisTech – PSL et titulaire d'une maîtrise en énergie nucléaire de l'INSTN, spécialité cycle du combustible.

Synthèse	5
-----------------------	---

Introduction	23
---------------------------	----

1

Accompagner le déploiement du futur système énergétique bas carbone de l'Union	27
---	----

1.1. Réussir le déploiement physique des installations : participation du public, procédures environnementales, et simplification administrative	28
a. Pour un règlement européen sur la sécurité énergétique	31
b. Réduire la surtransposition des directives européennes au niveau national	37
1.2. Stabiliser, harmoniser, et standardiser les régimes de soutien pour la transformation des systèmes énergétiques	39
a. Premier défi : stabilité des cadres nationaux	41
b. Second défi : l'harmonisation des régimes de soutien	42
1.3. Première harmonisation : soutiens publics, périodes de prix négatifs en électricité, et participation au marché	43
1.4. Seconde harmonisation : progresser vers un cadre clair de soutien aux installations nouvelles contribuant à la sécurité d'approvisionnement	48
1.5. Troisième harmonisation : engager une mise en cohérence pour les autres vecteurs énergétiques : gaz et liquides renouvelables et bas carbone afin de créer un marché européen liquide de certificats d'incorporation	52
a. Troisième défi : la standardisation des régimes de soutien et leur intégration européenne	56

1.6. Faciliter l'accès au financement pour les projets de production énergétique contribuant à la décarbonation de l'Union	59
a. Neutralité technologique et financeurs publics	59
b. Créer un fonds de sécurité énergétique européen	65
c. Soutiens directs de l'Union : élargir le mécanisme pour l'interconnexion en l'Europe (MIE) aux installations de production décarbonée, sous forme d'un mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe	67

2

Modèle économique des réseaux et infrastructures : actifs échoués et actifs en développement	69
2.1. Introduction : principes de financement et de régulation des réseaux	69
2.2. Le défi de la transformation des réseaux électriques et de leur financement	75
a. Le renforcement des réseaux électriques : un préalable indispensable à la décarbonation	75
b. Renforcer les réseaux électriques pose des difficultés de péréquation intertemporelle	76
c. Enjeux locaux de mise à jour des zones de formation des prix, face aux congestions	80
2.3. Régulation des réseaux gaziers à l'heure de la décarbonation	83
a. L'emballement tarifaire, ou l'autoentretien du déclin de la consommation de gaz	84
b. Gérer le risque d'emballement tarifaire du réseau gazier	87
2.4. Les nouvelles infrastructures linéaires : déploiement et maîtrise des risques projet	89

a. De la difficulté de financer la création d'un réseau <i>ex nihilo</i>	90
b. Solutions face au mur tarifaire de développement initial d'un réseau d'hydrogène	92
c. Les risques liés au déploiement <i>ex nihilo</i> du réseau pour les porteurs de projet de production et de consommation	93
d. La nature des opérateurs de réseau hydrogène constitue également une source d'incertitude	94
2.5. Relever les défis : financements européens, cadre tarifaire et dégroupage	95

3 Trouver les moyens des ambitions communes 103

3.1. Ressources financières et principes de financement de la transition	103
a. De l'origine des fonds servant l'objectif de neutralité carbone pour l'énergie	105
b. Structurer les prix des consommations énergétiques au service de la transition	106
c. Rôle potentiel du SEQE 2 dans le financement de la transition	111

Annexes	114
----------------------	-----

Remerciements	144
----------------------------	-----

La présente note d'action constitue le second volet d'un triptyque sur les enjeux et défis en matière d'énergie et de climat pour la mandature qui débute. Le premier volet, tout en rappelant la répartition des compétences dans ces domaines entre l'Union européenne et ses États membres, partait du constat que l'atteinte des objectifs climatiques 2030 et 2040 nécessitera une révision profonde du modèle de gouvernance énergie-climat de l'Union pour surmonter certains blocages institutionnels et politiques qui peuvent d'ores et déjà être anticipés. Cette note vise à émettre certaines recommandations alors que la nouvelle Commission européenne prend ses fonctions, dans un contexte d'évolution rapide du cadre géopolitique et d'une concurrence internationale débridée et agressive.

Décarboner en profondeur l'énergie européenne nécessite l'adoption d'une vision englobante des systèmes énergétiques, qui parvienne à dépasser les seuls leviers les plus consensuels pour intégrer l'ensemble des outils dont chaque État membre pourra avoir besoin pour se servir des combustibles fossiles. C'est pourquoi, le principe de neutralité technologique devait devenir central dans la conception des lois européennes en matière d'énergie et de climat, et cela de manière à laisser le plus de degrés de liberté à chaque État membre pour décarboner son territoire en tenant compte des contraintes qui lui sont propres (demande, climat, accès à la mer, densité de population, etc.)

Au-delà des enjeux de réforme de la gouvernance énergie-climat européenne, atteindre la neutralité carbone en 2050 requiert une transformation rapide et profonde du système énergétique. Cela implique des déploiements massifs et rapides d'installations et d'équipements nécessaires à la décarbonation (transformation, transport, distribution et stockage d'énergie bas carbone), tout en les intégrant dans des marchés européens de l'énergie qui répondent aux besoins des consommateurs de manière compétitive et efficiente.

Le déploiement du système énergétique en tant qu'actif réel constitue une brique encore plus importante que la définition des objectifs communs ou l'amélioration de l'intégration des marchés énergétiques pour l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Certes, cet objectif nécessite des trajectoires claires et coordonnées entre États membres, mais son atteinte repose surtout sur la mise en œuvre d'un cadre réglementaire, financier, économique et fiscal adapté, qui renvoie les bons signaux aux porteurs de projets, et réduise les risques et les obstacles à leur mise en œuvre. Cet enjeu s'inscrit pleinement dans les efforts de simplification entrepris par la Commission en réponse aux préconisations du rapport Draghi.

Cependant, les aspects concrets de la transformation des systèmes énergétiques ont souvent été relégués au second plan dans les politiques énergétiques de l'Union au cours des dernières décennies. Ces aspects ne sont que partiellement abordés dans les principaux textes du Troisième (2009) et Quatrième (2018-2019) Paquets Énergie.

Cette situation s'explique en partie par le fait que la transformation du système énergétique relève principalement des compétences des États membres ou découle d'effets de différentes politiques européennes (directives sur l'efficacité énergétique, sur les énergies renouvelables, etc.). De plus, dans une période de stabilité relative du système énergétique, les décideurs ont parfois privilégié la fixation d'objectifs au détriment de la définition des moyens pour les atteindre.

La transformation profonde de nos systèmes énergétiques, amorcée avec les objectifs de 2030⁴, met aujourd'hui à l'épreuve les capacités techniques, physiques et économiques des acteurs clés du secteur. Ces derniers ont déjà été fragilisés par le double choc énergétique

⁴ Inscrite dans la deuxième directive renouvelables en 2018 (2018/2001/UE), cette transformation a été confirmée par la révision de ces objectifs dans le cadre de la troisième directive (2023/2413/UE) et de Fit for 55.

de 2021-2023, causé par la réduction des approvisionnements en gaz depuis la Russie et par les difficultés du parc nucléaire français. Ces défis ont des répercussions sur toutes les étapes de la réalisation des projets énergétiques : financement, perspectives économiques d'exploitation, obtention des autorisations dans les délais requis, raccordement des projets, approvisionnement en équipements, maintien de la sécurité d'approvisionnement... La transformation à venir pose la question de l'adaptation des moyens à ces nouveaux besoins.

Cette seconde note d'action propose quelques pistes pour lever certaines contraintes et faciliter la transformation de notre système énergétique au rythme souhaité par les législateurs, qui pourraient alimenter les réflexions autour du projet de Pacte Industrie Propre en préparation par la Commission.

Une seconde préoccupation s'ajoute : celle du maintien d'un socle d'approvisionnements diversifiés, de réseaux interconnectés, et d'installations pilotables pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout au long de la transition énergétique. Cette préoccupation, exprimée par plusieurs États membres, est illustrée par les appels français pour un *Nuclear Act* et les efforts allemands pour sécuriser les installations électriques via une *Kraftwerkstrategie*. Ces démarches soulignent l'importance d'une prise en compte plus systématique de cet enjeu.

L'accompagnement des transformations du système physique de production, de transport et de distribution pourrait passer par des textes sectoriels tels qu'un *Low-Carbon Production Act*, ou deux textes dédiés l'un au développement des projets renouvelables et l'autre des projets nucléaires. Cependant, cette approche présente des risques de manque de coordination et de tensions entre différentes filières énergétiques. L'expérience du règlement *Electricity Market Design*, qui a favorisé une neutralité technologique, pourrait servir de modèle pour éviter ces écueils et garantir la cohérence des politiques énergétiques européennes.

Pour un *European Energy Security Act*

Une priorité politique pour la prochaine mandature européenne pourrait ainsi consister en la mise en œuvre d'un *European Energy Security Act*, qui viserait, pour l'ensemble des

vecteurs énergétiques de la transition (électricité bas carbone, carburants liquides et gazeux bas carbone, chaleur bas carbone) à :

- faciliter l'autorisation et le développement des installations de production ;
- sécuriser leur financement et leur modèle économique ;
- apporter des garanties quant à la diversification et la sécurisation des approvisionnements en matières premières et en composants stratégiques ;
- répondre au défi du déploiement des réseaux énergétiques ;
- parachever la prise en compte des enjeux de sécurité d'approvisionnement dans le fonctionnement du marché européen de l'énergie.

La présente note d'action s'attachera à détailler les aspects organisationnels et financiers d'un tel texte dédié à la transformation de notre système énergétique dans la transition.

La troisième et dernière note sera quant à elle consacrée plus **directement aux mesures d'adaptation et de prolongement du cadre de marché actuel**. L'objectif est d'assurer une pleine prise en compte des considérations de sécurité d'approvisionnement dans leur fonctionnement efficient. Les défis économiques au développement de nouveaux leviers de flexibilité du système électrique seront également couverts dans ce dernier volet.

Vers une législation européenne sur la sécurité énergétique

1 Accompagner le déploiement du futur système énergétique bas carbone de l'Union

Le *European Energy Security Act* aurait vocation à faciliter le déploiement des installations de transformation énergétique bas carbone et les réseaux dans l'Union, en couvrant toutes les étapes d'un projet, depuis les études préliminaires jusqu'à la mise en service et l'exploitation. Cela inclut la délivrance des autorisations administratives, la sécurisation de l'accès au foncier, la stabilisation du modèle économique de l'installation, ainsi que l'accès aux équipements essentiels pour la construction et la maintenance, et l'accès aux combustibles – bas carbone – nécessaires à l'exploitation. Réaliser la transition au meilleur coût nécessite en effet de garantir une sécurité maximale aux porteurs de projet.

Cette sécurité repose sur trois piliers :

- **sécurité juridique** : les projets doivent évoluer dans un cadre juridique et administratif stable, lisible et prévisible ;
- **sécurité économique et financière** : les flux de trésorerie, en particulier ceux dépendant de soutiens publics, doivent être protégés contre les revirements politiques ;
- **sécurité industrielle** : l'accès aux matériaux, biens et équipements essentiels, ainsi qu'aux combustibles bas carbone nécessaires doit être garanti. Ces aspects ont été partiellement abordés par le *Net Zero Industry Act* (NZIA) et le *Critical Raw Materials Act* (CRM Act).

Ils devraient être prolongés et approfondis dans la future politique industrielle de l'Union, ce qui dépasse le champ de la présente note d'action.

Les mesures présentées dans cette partie s'appliquent de manière technologiquement neutre, aussi bien pour les réseaux énergétiques que pour les installations de transformation d'énergie (capacités électrogènes, biométhaniseurs, électrolyseurs, unités de production de chaleur géothermique...).

1.1. RÉUSSIR LE DÉPLOIEMENT PHYSIQUE DES INSTALLATIONS : PARTICIPATION DU PUBLIC, PROCÉDURES ENVIRONNEMENTALES, ET SIMPLIFICATION ADMINISTRATIVE

Les installations de production énergétique et les infrastructures de réseaux sont soumises à un cadre juridique européen qui impose diverses diligences réglementaires en matière environnementale (voir Annexe 1). Ces obligations concernent principalement : l'évaluation environnementale des projets, la protection des habitats et des espèces, la prévention des risques, la protection des ressources en eau et des milieux aquatiques, ainsi que la préservation des espaces naturels forestiers.

Il s'agit d'un cadre juridique européen complexe, qui a imposé une charge administrative substantielle au développement des projets d'installations de production énergétique et de réseaux. Cette charge varie considérablement entre les États membres, tant dans les conditions de déclenchement des procédures applicables que dans le niveau de détail des études préalables, le déroulement des procédures, les modalités de participation du public, ou les conditions d'octroi des autorisations.

Jusqu'à présent, la question de la simplification administrative dans le champ des procédures d'autorisation des projets a pu paraître confinée, en premier ordre, aux débats publics de chaque État membre. Les résultats sont variables selon la perception des acteurs économiques et la capacité des autorités publiques à simplifier leur transposition de la législation européenne sans ajouter de nouvelles contraintes. Cependant, en 2022, cet enjeu de simplification de la législation européenne de l'énergie et de l'environnement pour les porteurs de projets a été reconnu pour la première fois dans un texte européen.

Négocié en Conseil au second semestre 2022 sur la base juridique de l'article 122(1) du Traité relatif aux mesures d'urgence « *appropriées à la situation économique, en particulier si de graves difficultés surviennent dans l'approvisionnement en certains produits, notamment dans le domaine de l'énergie* », le règlement 2022/2577 du 22 décembre 2022 marque une première reconnaissance officielle de l'importance de la simplification des procédures d'autorisation environnementale pour « répondre à l'urgence énergétique à court terme », dans le contexte du premier hiver après l'invasion de l'Ukraine. Bien que son champ d'application ne couvre pas l'ensemble du système énergétique, il englobe les installations produisant de l'énergie à partir de sources renouvelables, comme les pompes à chaleur, les installations de stockage d'énergie colocalisées, et les infrastructures nécessaires à leur raccordement au réseau, adoptant ainsi une approche « systémique » intégrant production, stockage et réseau.

Le règlement d'urgence introduit plusieurs simplifications importantes. Entre autres, il établit pour la première fois une définition uniforme et englobante de la procédure d'octroi de permis, impose des durées maximales pour les procédures dans les États membres, et prévoit que le rééquipement (*repowering*) des centrales de production renouvelables existantes reçoive ses autorisations en moins de trois mois si l'augmentation de puissance n'excède pas 15 % de la capacité initiale (voir l'annexe n° 2 pour le détail des champs de simplification introduits par ce texte).

Ce texte, adopté en tant que mesure d'urgence, était initialement limité à une durée de 18 mois. Cependant, une réévaluation fin 2023, face à la persistance des difficultés d'approvisionnement énergétique dans l'Union, a permis de le prolonger jusqu'en 2025. Dans un contexte d'incertitude quant à la possibilité de prolonger ces mesures au-delà de cette date et en l'absence d'un consensus politique au sein du Parlement européen pour continuer à légiférer par l'article 122 du Traité, qui limite son rôle législatif, une partie des dispositions principales a été intégrée fin 2023 à la directive renouvelables 2018/2001 modifiée par la directive 2023/2413.

Les dispositions de ce règlement pourraient constituer la base d'un cadre de simplification des procédures environnementales pour les projets de production, de transport et de distribution d'énergie dans le cadre d'un *European Energy Security Act*. Ce cadre irait au-delà des mesures consolidées dans la directive renouvelables 2018/2001, modifiée par la directive 2023/2413. En tant que cadre pérenne, il devrait aborder la simplification administrative pour tous les projets liés à l'avenir énergétique de l'Union, en incluant non seulement les projets renouvelables, mais aussi toutes les formes de production d'énergie bas carbone, ainsi que les projets de stockage et de transport/distribution d'énergie bas carbone sur tous les vecteurs (électricité, gaz, liquides bas carbone), dans une logique de neutralité technologique.

Ces dispositions devraient être fondées sur une reconnaissance claire, inscrite dans un considérant et dans le premier article, que les simplifications accordées aux projets énergétiques découlent de l'impératif de transformer le système énergétique européen pour répondre aux risques du changement climatique, conformément aux engagements internationaux de l'Europe. Cette approche met en balance le risque existentiel pour l'environnement en cas d'échec de la politique énergétique et climatique de l'Union, et les enjeux locaux de protection de la nature sur les sites de projet.

Une telle clarification renforcerait la légitimité politique de ces simplifications, en montrant qu'il ne s'agit pas d'un recul sur la protection de l'environnement, mais d'une accélération nécessaire de la transition climatique. Cela offrirait également une sécurité juridique aux actes pris pour son application et contribuerait par extension à sécuriser l'approvisionnement énergétique.

- a. Pour un règlement européen sur la sécurité énergétique

Proposition n° 1

Instaurer un règlement européen pour la sécurité énergétique (*European Energy Security Act*, EESA). À des fins de simplification et d'accélération du processus d'octroi de permis pour les projets d'énergie bas carbone, celui-ci établirait une procédure unique et intégrée avec des délais maximaux clairs (six mois pour les projets simples, un an pour les autres), et prévoirait la reconnaissance automatique de zones d'énergies bas carbone pour faciliter l'implantation des projets sans passer par des procédures hétérogènes selon les États membres.

Il serait établi, pour les réseaux et interconnexions, pour les projets de production énergétique, de terminaux d'import/export, et de stockage, une liste technologiquement neutre de **Projets d'intérêt commun (PIC)**, pour lesquels l'EESA prévoirait une autorisation directe par le niveau européen, accélérée, et un recours large à des financements dédiés, élargissant ce qui est déjà en place pour les réseaux.

De manière très synthétique, ces dispositions pourraient comprendre les éléments suivants.

- **Une définition claire des procédures d'octroi de permis**, basée sur celle du règlement 2022/2577, pourrait inclure *« tous les permis administratifs pertinents délivrés pour la construction, le rééquipement et l'exploitation de ces installations, intégrant toutes les étapes administratives depuis l'accusé de réception de la demande complète par l'autorité compétente jusqu'à la notification de la décision finale par cette autorité »*. **Cette définition serait complétée par une description des procédures préalables à l'octroi de permis**, pour tenir compte de la spécificité de certains États membres, comme la France, qui ont mis en place un cadre de participation préalable du public applicable avant même le dépôt d'une demande de permis, pouvant durer jusqu'à un an en cas de débat public complet. Cette seconde définition pourrait couvrir *« l'ensemble des diligences administratives préalables impliquant les autorités publiques, notamment pour la participation ou le débat public, dont la conclusion conditionne le lancement de toute étape administrative de la procédure d'octroi de permis, depuis la première demande par le pétitionnaire jusqu'à la notification de la clôture de ces diligences par l'autorité compétente »*.
- **L'instauration d'une durée maximale pour la procédure d'octroi de permis** pourrait être fixée, par exemple, à six mois pour les projets les moins impactants (photovoltaïque, stockage stationnaire d'électricité, modifications substantielles pour le repowering d'installations non fossiles bas carbone existantes ne dépassant pas 100% de la capacité installée, projets de décarbonation de la chaleur dans le bâtiment), et à un an pour tous les autres projets de production, stockage ou transport/distribution d'énergie bas carbone. De plus, une durée maximale de trois mois pourrait être établie pour les procédures préalables à l'octroi de permis. Pour que ces contraintes de temps soient effectivement appliquées par les États membres, plusieurs mesures complémentaires seraient nécessaires.

- 1. Silence vaut accord :** comme dans le règlement d'urgence, un régime de silence valant accord sous un mois pourrait s'appliquer aux projets les moins impactants soumis à la durée plafond de six mois.
- 2. Procédure unique intégrée :** les États membres seraient tenus d'offrir à tous les projets de production, stockage ou transport/distribution d'énergie bas carbone une procédure unique et intégrée, incluant un dossier unique à déposer dans un guichet unique, un point de contact unique dans les administrations publiques, une procédure unique de participation ou de débat public ne dépassant pas trois mois, et la délivrance d'un acte administratif unique. Cela garantirait la généralisation de l'autorisation unique dans les domaines et États membres où elle n'est pas encore en place, assurant ainsi une homogénéité relative des autorisations en Europe.
- 3. Rapportage annuel :** les États membres devraient publier chaque année des statistiques sur les délais d'autorisation pour chaque catégorie de projet couverte par le texte, y compris les délais globaux des procédures, les délais des procédures préalables, et les délais pour chaque étape (recevabilité administrative, participation du public, avis de l'autorité compétente sur les incidences environnementales conformément à la directive 2011/92/UE). La Commission pourrait alors présenter une synthèse annuelle des performances comparées des États membres et leur enjoindre des recommandations publiques basées sur les meilleures pratiques européennes.
- 4. Droit de recours au niveau européen :** de manière plus innovante, les porteurs de projet pourraient se voir accorder le droit de requérir, à l'issue du délai plafond, la délivrance directe de l'autorisation par un niveau européen dans un délai maximal de six mois. Une compétence ad hoc pourrait être créée au sein de l'Agence Européenne pour l'Environnement pour gérer ces autorisations, qui seraient opposables uniquement devant les juridictions européennes (Tribunal et Cour de Justice), et s'imposeraient

aux décisions nationales. Cette approche, refondant l’articulation entre les compétences nationales et européennes en matière d’autorisations environnementales, se justifie par le caractère profondément européen et intégré des systèmes énergétiques et de l’action climatique. Elle serait préférable à un régime de silence valant accord pour les projets d’envergure, qui pourrait inciter les autorités nationales à rejeter les projets par défaut plutôt que d’accorder une autorisation implicite.

- **Une dispense de plein droit d’évaluation environnementale systématique ou au cas par cas** pour certaines catégories de projets. Cela inclurait notamment les projets de raccordement électrique, les projets photovoltaïques (quels qu’ils soient, étant entendu que s’ils conduisent à défrichement, c’est au titre de cette catégorie qu’aurait lieu une évaluation environnementale), voire les projets de production de biométhane, d’électrolyse ou de stockage stationnaire d’électricité inférieurs à une certaine emprise au sol⁵.
- **Une mise en œuvre pérenne des zones d’énergies bas carbone** (jusqu’à présent zones d’énergies renouvelables, mais cette recommandation applique le principe de neutralité technologique défendu dans la 1^{re} note de la série⁶). Celle-ci reposerait sur les éléments suivants.
 - 1. Qualification automatique :** tout périmètre accueillant déjà des projets de production renouvelable ou bas carbone serait automatiquement qualifié comme zone d’énergie renouvelable ou bas carbone. Cela permettrait d’intégrer immédiatement de vastes surfaces dans ce statut, facilitant le repowering ainsi que l’implantation de nouveaux projets solaires ou de stockage co-localisés sur des sites déjà équipés, comme des parcs éoliens, et ainsi

⁵ Ceci permettrait dans le cas français de forcer une désurtransposition de l’annexe au R. 122-2 en contournant la question de compatibilité alléguée au principe de non-régression inscrit dans le seul droit français au 9. de l’article L. 110-1 C. Env.

⁶ Institut Montaigne, Note d’action « L’Europe de l’énergie à l’heure du pragmatisme – Quel nouveau cadre pour atteindre la neutralité carbone ? », novembre 2024

d'améliorer l'intégration au réseau. Une « bande de tolérance » de 100 à 200 mètres autour des projets existants pourrait être envisagée pour permettre une expansion marginale de ces zones sans difficulté. De plus, les nœuds des réseaux de transport électriques et gaziers (sous-stations, installations de compression) pourraient être inclus en tant que zones d'énergie renouvelable ou bas carbone, facilitant les raccordements aux points les plus opportuns.

2. Reconnaissance des évaluations d'impact : ces zones existantes seraient réputées disposer d'une évaluation d'impact au titre des plans programmes, puisque leurs enjeux environnementaux ont déjà été analysés⁷ lors de l'autorisation des projets existants.

3. Rapportage et géoportail européen : les États membres seraient tenus de rapporter les surfaces ainsi qualifiées sur un portail géographique européen commun, avec des données quantitatives indiquant les gisements totaux disponibles. Cela faciliterait la prospection pour les porteurs de projets et permettrait de suivre les contributions des États membres en matière d'ouverture d'espace aux implantations énergétiques. Dans le cas français, ce travail pourra capitaliser sur le travail de grande qualité réalisé par les services du Ministère délégué chargé de l'Industrie et de l'Energie afin de déployer un géoportail cartographique dédié.

4. Dispense d'évaluation environnementale : une dispense systématique ou au cas par cas d'évaluation environnementale serait accordée pour les projets de production ou de transport/distribution d'énergie bas carbone réalisés dans ces zones, à condition qu'une évaluation environnementale ait été effectuée lors de la désignation de la zone conformément à la directive 2001/42/CE. Un délai plafond de six mois s'appliquerait dans ces zones pour l'obtention des permis⁸.

⁷ Certes au titre de la directive projets 2011/92/UE.

⁸ Étant entendu que le cas des installations nucléaires demeurerait traité par ailleurs par le cadre Euratom et le décret d'autorisation de création, laissant toute latitude aux diligences propres d'instruction comme de participation du public au titre des risques propres de cette activité.

- **Les porteurs de projets de production pourraient, à l’instar du régime applicable aux infrastructures de réseaux⁹, demander à la Commission l’inscription de leurs projets sur une liste de Projets d’Intérêt Commun.** Cette inscription se ferait selon des critères objectifs, transparents, non discriminatoires et neutres technologiquement, basés strictement sur la taille des projets et leur contribution à la réduction des émissions dans un État membre ou au maintien durable d’un système décarboné garantissant la sécurité d’approvisionnement. Cela permettrait de reconnaître que la réussite de ces projets présente un intérêt européen majeur pour la transition énergétique.
- **Les projets inscrits sur cette liste bénéficieraient d’un droit à une instruction des procédures d’autorisation en un an**, avec un plafonnement à trois mois des diligences préalables dans le cas général, ainsi que du droit de demander dès le départ la délivrance de leur autorisation au niveau européen.

Ces projets seraient également éligibles à des financements européens, en s’inspirant de la structure existante pour le financement des réseaux d’intérêt commun dans le cadre du Mécanisme pour l’Interconnexion de l’Europe (*Connecting Europe Facility*). Nous développerons ci-après les options spécifiques de financement qui pourraient être accordées à ces projets pour en sécuriser la réalisation, en raison de leur importance pour la transition énergétique à l’échelle de l’Union, au-delà des enjeux nationaux.

⁹ Dans le cadre des Projets d’Intérêt Commun (PIC) définis par le règlement 2022/869 sur les infrastructures énergétiques transeuropéennes (règlement RTE-E).

b. Réduire la surtransposition des directives européennes au niveau national

Proposition n° 2

Coordonner, au niveau d'un groupe de travail technique du Conseil de l'Union avec l'appui d'une task force dédiée de la Commission (inter-DG), une démarche de simplification et d'harmonisation des transpositions à l'échelle nationale des directives européennes, notamment celles impactant les procédures d'autorisation des projets, par laquelle les autorités européennes seraient investies du rôle de contrôler les surtranspositions et de veiller à une mise en œuvre aussi homogène que possible. Cette mesure viserait à limiter la « surtransposition » du droit européen, alourdissant les procédures et créant des déséquilibres entre États membres, souvent improprement perçus comme étant imputables à l'Union européenne alors qu'ils procèdent au premier titre de choix des États membres.

Il serait possible d'aller plus loin que les premières mesures constitutives d'un règlement sur la sécurité énergétique évoquées précédemment. Dans la grande majorité des cas, la complexité administrative découle des choix de surtransposition par les États membres et de l'ajout progressif de couches réglementaires et administratives, sans jamais refonder un cadre d'autorisation intégré reposant sur le droit européen.

La France illustre bien ce phénomène : malgré les efforts de simplification apportés par la loi Macron de 2015¹⁰ et l'ordonnance sur l'autorisation

¹⁰ Loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques.

environnementale unique¹¹, les textes successifs tels que la loi PACTE¹², la loi Industrie Verte, et la loi ASAP¹³ ont surtout permis des ajustements incrémentaux, parfois en surtransposant¹⁴, sans jamais reconstruire les régimes d'autorisation environnementale et d'urbanisme, de participation du public, et d'évaluation environnementale à partir du socle des textes européens. **Une telle refonte aurait permis de respecter les exigences de nos engagements européens et de notre cadre constitutionnel de manière plus pragmatique et lisible pour les porteurs de projet**¹⁵.

Un examen critique rétrospectif des choix de transposition français des principaux textes (évaluation environnementale, protection des espèces, etc.) comparé à ceux des autres États membres et aux exigences réelles du droit de l'Union révélerait, au-delà de la nécessité de poursuivre l'intégration et l'unification des procédures, que les principaux obstacles et différences entre la pratique française et celle des autres États membres proviennent de divergences réglementaires. Ces divergences concernent notamment les seuils et critères de soumission aux différents régimes administratifs applicables aux projets, comme l'illustrent les variations dans les seuils et critères d'évaluation environnementale.

Les propositions européennes présentées dans cette section créeront une impulsion favorable à une refonte des procédures dans les différents États membres, centrée sur les projets de transformation du système énergétique de l'Union. Rien n'empêchera d'étendre ce mouvement à l'ensemble des projets économiques et d'engager une analyse

¹¹ Ordonnance n. 2017-80 du 26 janvier 2017 relative à l'autorisation environnementale.

¹² Loi portant plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises.

¹³ Loi d'accélération et de simplification de l'action publique.

¹⁴ On songera notamment à la parallélisation de l'avis de l'autorité environnementale avec la réalisation de l'enquête publique.

¹⁵ Si comme l'a écrit L. Lessig *code is law*, les paradigmes de rédaction d'un code informatique efficace s'appliquent tout autant à la production d'un droit efficace, cela peut impliquer, plutôt que de procéder par patches successifs, de réécrire parfois l'ensemble de la base de code existante dans une approche fonctionnelle.

exhaustive de la surtransposition du droit de l'environnement et de l'urbanisme, en reconstruisant ces régimes à partir de leurs fondements européens plutôt que par des ajouts correctifs.

Il est important de souligner que, même si la complexité administrative découle principalement des choix de (sur)transposition et de l'accumulation de strates législatives et réglementaires au niveau national, l'Union européenne est souvent perçue, à tort, comme responsable de la création de normes déconnectées de la réalité. Pour répondre à cette perception, l'Union pourrait renforcer son rôle de coordinateur des démarches de simplification, en harmonisant et en simplifiant les transpositions nationales pour les rendre plus efficaces. La comparaison des meilleures pratiques entre États membres et la promotion de cadres homogènes et simples pourraient être encouragées par l'Union, un rôle qui semble particulièrement pertinent dans le domaine de l'énergie, dans la logique d'une *Union toujours plus proche*. Le précédent créé par le règlement 2022/2577 et l'importance du déploiement d'un système énergétique au service de la neutralité carbone renforcent le caractère profondément européen de cet enjeu.

1.2. STABILISER, HARMONISER, ET STANDARDISER LES RÉGIMES DE SOUTIEN POUR LA TRANSFORMATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

Le second enjeu pour les projets de transformation des systèmes énergétiques concerne l'accès aux soutiens publics et au financement. Un cadre stable et homogène à l'échelle de l'Union, permettant une comparaison facile des régimes d'aide, est essentiel pour faciliter les investissements massifs nécessaires à la transition vers la neutralité carbone.

Le modèle économique des réseaux énergétiques et son évolution pendant la transition (électricité, hydrogène et gaz bas carbone, liquides bas carbone) présente des enjeux spécifiques liés à la variation intertemporelle des volumes de livraison au long du processus de transition, et au cadre de régulation de ces infrastructures issu du droit sectoriel. Ces aspects seront abordés dans la dernière section de la présente note pour nous concentrer ici **sur les décisions d'investissement dans les projets de transformation d'énergie au sein de l'Union.**

En théorie, le champ des aides d'État est distinct et indépendant de celui du droit sectoriel. Le domaine des aides d'État relève d'une compétence propre et autonome de l'Union européenne – la Commission s'assignant à elle-même des critères d'appréciation de la compatibilité au Traité des régimes d'aide dans des lignes directrices qu'elle détermine de sa seule autorité.

En pratique, le droit sectoriel tend à cristalliser dans des dispositions positives des éléments issus de la pratique décisionnelle de la Commission parfois confortés par la jurisprudence. Cela permet en retour à la Commission de les utiliser comme un critère d'analyse immédiat des régimes d'aide, en usant du principe selon lequel une aide incompatible au droit sectoriel ne pourrait pas être compatible au Traité. Nous verrons que des dispositions en ce sens ont déjà été intégrées pour les énergies renouvelables dans la directive énergies renouvelables 2018/2001/UE, et dans un cadre plus général de manière très récente, dans le règlement *Electricity Market Design* 2024/1747.

Le régime de soutien aux installations de transformation énergétique au sein de l'Union européenne repose principalement sur deux types d'aides : les aides à l'investissement, adossées à l'investissement et dont le versement est indépendant de caractéristiques de fonctionnement de l'installation, et les aides au fonctionnement, liées à la production et aux conditions du marché¹⁶. Les États membres utilisent divers mécanismes, tels que les tarifs d'achat et

les compléments de rémunération, pour intégrer les capacités de production dans le marché tout en tenant compte d'enjeux publics et environnementaux. Ces mécanismes nécessitent une approbation préalable de la Commission européenne pour garantir leur conformité au marché intérieur (voir l'annexe 3).

Les États membres ont déployé une large variété de mécanismes de soutien nationaux, qu'ils ont progressivement adaptés pour mieux intégrer les capacités de production au marché et inclure divers enjeux de politique publique dans les appels d'offres. Ces régimes ont contribué au succès du déploiement des énergies renouvelables et, dans certains pays comme la France, au lancement de capacités d'effacement et de stockage¹⁷. Dans le cadre européen, soucieux de respecter le principe de neutralité technologique, le passage à l'échelle nécessaire pour viser la neutralité carbone confrontera les projets de production énergétique à un triple défi pour l'accès au soutien public, appelant à des mesures spécifiques dans un *European Energy Security Act*.

**a. Premier défi : stabilité
des cadres nationaux**

Un premier enjeu consiste à fournir aux porteurs de projets de nouvelles infrastructures énergétiques bas carbone une meilleure lisibilité des régimes d'appel d'offre à disposition en imposant aux États membres une recension exhaustive des mesures d'aide et autres mécanismes publics incitatifs dans leur PNIEC. Un second enjeu réside dans la stabilisation des dispositifs de soutien qui ne doivent pas pouvoir être remis en question par les États membres, une fois passée la décision finale d'investissement (voir l'annexe 4).

¹⁶ Les régimes d'aides européens fonctionnent par ailleurs de manière constante sur un principe de stricte proportionnalité et de nécessité de l'aide, contrairement à l'approche des régimes américains (tax credits de l'IRA par exemple) qui n'est pas liée par un principe général de contrôle des surrémunérations.

¹⁷ Si l'on tient compte de l'appel d'offres de long terme du mécanisme de capacité.

Cela fait écho à trois propositions de notre première note portant sur la réforme de la gouvernance énergie-climat européenne :

- la **proposition 9**, prévoyant la présentation exhaustive des régimes d'aide notifiés et des régimes d'incitation de toute nature dans les PNIEC ;
- la **proposition 10**, instaurant une clause d'irréversibilité d'un cadre d'incitation une fois passée la décision finale d'investissement ; et
- la **proposition 11**, transformant le travail de soumission des PNIEC en un cycle continu de préparation de futurs énergétiques, de préparation des PNIEC et de réalisation d'un plan socio-économique de transition.

b. Second défi : l'harmonisation des régimes de soutien

Les principes de fonctionnement des différents régimes de soutien présentent une variabilité encore significative entre États membres, laquelle résulte de manière légitime de la compétence propre des États membres sur le développement des différentes filières technologiques dans leur bouquet énergétique et de leur autonomie budgétaire, mais aussi de la sédimentation de choix historiques d'organisation des régimes de soutien (voir annexe 5).

Face à ce constat, la Commission Européenne s'est efforcée d'assurer une plus grande coordination et homogénéisation des régimes de soutien nationaux, au titre d'une part de ses compétences propres en matière d'aides d'État, et d'autre part à travers le droit sectoriel : dans la directive énergies renouvelables (2018/2001) et dans le règlement *Electricity Market Design* (2024/1747). Cet effort d'harmonisation reste cependant à poursuivre, notamment face aux enjeux de flexibilité, encore peu explorés.

1.3. PREMIÈRE HARMONISATION : SOUTIENS PUBLICS, PÉRIODES DE PRIX NÉGATIFS EN ÉLECTRICITÉ, ET PARTICIPATION AU MARCHÉ

En creux, la disposition inscrite dans la directive sur les énergies renouvelables (2018/2001/UE) selon laquelle « *les producteurs d'électricité renouvelable répondent aux signaux de prix du marché et maximisent les revenus qu'ils tirent du marché* » tend à être interprétée comme restreignant l'octroi de soutiens sous forme de primes additionnelles au prix de marché sur les heures à prix de marché négatif, bien qu'elle ne l'interdise pas formellement. Cette restriction a par ailleurs été graduellement reprise dans de nombreux régimes de soutien approuvés par la Commission, et s'est dégagée dans sa pratique décisionnelle au cours des dernières années dans des États membres présentant des épisodes prix négatifs particulièrement marqués (voir par exemple le régime SA.102084 pour les énergies renouvelables en Allemagne).

Il n'est pas en soi dysfonctionnel que le marché de l'électricité présente des prix négatifs ; dans un bouquet énergétique comportant une part substantielle d'installations de coût marginal nul, comme les installations photovoltaïques ou éoliennes, ceux-ci sont la rencontre naturelle d'une fixation du prix au coût marginal et de l'élasticité-prix non-nulle des consommations sur les heures de production renouvelable excédant la couverture de l'ensemble des consommations. Dans un tel système, la variabilité importante des prix entre ces heures de prix très bas ou négatifs et les heures de demande importante et de faible production renouvelable conduisant à des prix très hauts crée un modèle économique pour le stockage et l'effacement, et contribue à rémunérer les consommateurs les plus flexibles.

En revanche, il est incohérent d'octroyer des soutiens publics pour des productions ayant lieu sur ces heures : cela revient à subventionner une production qui n'a pas de débouchés et qui détruit de la valeur à l'échelle de l'ensemble du système (comme le reflète le caractère

négalif du prix exprimé). Interdire le versement de compléments de rémunération ou de tarifs d'achat, et en tout cas de régimes de soutien direct des prix, en cas de prix négatifs sur le marché présente l'intérêt d'éviter les incitations pour les producteurs renouvelables à continuer à produire sur les heures de demande faible au-delà de la satisfaction des besoins des consommateurs. Cette situation conduit à des épisodes de prix négatifs destructeurs de valeur pour les producteurs classiques dont le fonctionnement est nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Elle est également source de difficultés pour le bon fonctionnement du réseau, les unités de production conventionnelles ayant des limites en matière d'amplitude et de pente des rampes de puissance qu'elles peuvent absorber.

Il paraît aujourd'hui utile et nécessaire, à la lumière du retour d'expérience des dernières années, d'impartir dans le cadre du *European Energy Security Act* ici envisagé une **interdiction de tout versement d'un régime de soutien direct des prix sur les heures à prix de marché négatif**.

Une telle interdiction peut cependant ralentir le développement des énergies bas carbone par l'introduction d'un risque économique difficile à quantifier pour les porteurs de projets. Ce risque découle du nombre croissant d'heures à prix nul voire négatif, lesquelles affectent l'équation économique des projets. En l'absence de rémunération aux heures de prix négatif, ce risque devrait naturellement se répercuter sur le prix des enchères en tirant ceux-ci à la hausse. Cependant, la fongibilité risque-prix n'est pas parfaite et il est à craindre que cette hausse du risque ne dissuade dans les faits certains porteurs de projets et n'augmente leur coût d'accès au capital, donc le coût de développement des énergies bas carbone concernées.

Une solution à ce problème pourrait consister à appliquer les compléments de rémunération non pas sur la production mais sur le potentiel de production. Un exploitant de capacité bas carbone disposant d'un

tel contrat verrait son équilibre économique garanti, avec une visibilité sur ses recettes, tout en étant exposé aux prix de marché. En particulier, son exposition aux prix négatifs l'inciterait à ne pas produire pendant ces périodes, sans qu'il se trouve affecté par cette absence de production (*a contrario*, produire pendant ces périodes entraînerait une perte de revenus). Notons qu'en période de prix négatif, le prix de marché servant au calcul du complément de rémunération ne pourrait quant à lui pas être négatif (plancher à 0€/MWh), de manière à limiter le coût pour la contrepartie publique.

En période de prix élevé (ie supérieur au *strike price*), le producteur serait parallèlement davantage incité à maximiser sa production qu'au travers d'un contrat de CfD classique, son versement *a posteriori* à l'État n'étant pas dépendant de sa production mais de sa production potentielle.

Si un tel mécanisme contribuerait à stabiliser le système électrique en répondant au problème de surproduction à certains moments, il présente toutefois des défauts dont l'importance ne doit pas être sous-estimée : il reporte le risque marché sur la collectivité, ce qui se traduit par un coût par MWh effectivement produit croissant pour les États¹⁸, et il incite à poursuivre – grâce à des aides d'État – le déploiement de capacités électrogènes dont l'apport au système électrique se réduira au fur et à mesure de l'augmentation des périodes d'écrêtement.

Cela pose *in fine* la question de l'efficacité de l'investissement public dans la décarbonation, ainsi que de la valeur ajoutée de la flexibilisation du système électrique pour optimiser l'utilisation de l'électricité bas carbone lorsque celle-ci est disponible.

¹⁸ Ce coût croissant ne proviendrait pas d'une hausse du prix d'exercice (*strike price*) des contrats de complément de rémunération (lesquels pourraient même diminuer avec la réduction du risque du projet) mais de la réduction de la production effective des capacités concernées aux heures de prix négatif.

Proposition n° 3

Prévoir dans le *European Energy Security Act* l'interdiction de tout versement d'un régime de soutien direct des prix de vente aux heures à prix de marché négatif, lorsque ce système n'implique pas de clause incitant ou obligeant le producteur à réduire voire cesser sa production lors de ces périodes.

Cette disposition générale s'appliquerait, partout dans l'Union, aux contrats visés par l'article 19 *quinquies* sur les contrats pour différence aux nouvelles installations (donc tout contrat conclu postérieurement au 17 juillet 2027 pour les grandes installations), puis, éventuellement avec une seconde date d'application afin de tenir compte des délais de mise en service des installations, pour tout contrat y compris d'obligation d'achat à une nouvelle installation. Comme nous l'avons vu plus haut, la stabilité juridique du parc de contrats existants paraît en revanche devoir être préservée, ce qui conduit à ne pas rechercher de modifications rétroactives de ces contrats¹⁹.

Dans un second temps, **l'interdiction générale des régimes de tarifs d'achat y compris pour les petites installations (en les laissant éventuellement pour les démonstrateurs) pourrait être envisagée**, afin d'assurer la pleine participation au marché de la totalité des capacités de production, et donc leur exposition aux signaux de prix qu'il produit. Certes on imagine mal que de petites installations viennent participer directement aux appels d'offres compte tenu de la charge administrative que cela peut représenter ainsi que des frais d'accès à ces procédures, notamment de garanties.

¹⁹ Étant entendu que la décennie en cours verra en tout état de cause l'extinction de la part la plus importante de contrats photovoltaïques de la période 2006-2015.

On pourrait cependant tout à fait envisager que cette participation soit intermédiée par des agrégateurs, qui développent de manière diffuse des petits projets, notamment photovoltaïques, et présentent des agrégats de projets d'une taille suffisante pour que cela soit économique dans un appel d'offres dédié ou un lot dédié des appels d'offres photovoltaïques. Ce lot dédié pourrait utilement inclure des critères favorisant les candidats disposant de stockages co-localisés, afin d'améliorer encore l'insertion de ces installations dans l'équilibre du réseau et leur participation aux services systèmes. La suppression de l'exemption pour les petites installations, et la faculté d'organiser de tels appels d'offres pour des participations agrégées et d'inclure des critères favorisant le stockage co-localisé pourrait ainsi être intégrée dans les dispositions du règlement 2019/943/UE tel que modifié par le règlement *Electricity Market Design*, et dans la directive 2018/2001/UE relative aux énergies renouvelables.

Proposition n° 4

Dans le *European Energy Security Act*, interdire les régimes de tarifs d'achat, y compris pour les petites installations, ceux-ci ne tenant pas compte des enjeux d'équilibrage du réseau. Pour les petites installations, la participation à des appels d'offres pourrait être intermédiée par des agrégateurs nationaux, afin de ne pas alourdir la charge administrative des porteurs de projets.

1.4. SECONDE HARMONISATION : PROGRESSER VERS UN CADRE CLAIR DE SOUTIEN AUX INSTALLATIONS NOUVELLES CONTRIBUANT À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Nous avons proposé dans la première note sur la révision du cadre de gouvernance que les évaluations des besoins de flexibilité et la détermination des objectifs nationaux indicatifs pour la flexibilité non fossile, prévues aujourd'hui dans un cadre autonome²⁰, et partant les régimes de soutien concourant à l'atteinte de ces objectifs soient inscrits dans le cadre général des PNIEC. Ces derniers devront, davantage qu'ils ne l'ont fait jusqu'à présent, intégrer pleinement l'enjeu de sécurité d'approvisionnement énergétique en général, et électrique en particulier. En ce qui concerne l'électricité, la sécurité d'approvisionnement passe notamment par le dimensionnement adéquat des parcs d'installations flexibles à l'échelle nationale. Cette information devrait donc figurer dans les PNIEC.

Comme nous l'avons évoqué plus haut, si le règlement 2019/943, depuis ses modifications par le règlement 2024/1747 *Electricity Market Design* comporte quelques principes de conception généraux pour le soutien à ce type d'installations, les principales orientations se retrouvent essentiellement dans la pratique décisionnelle de la Commission et dans les régimes mis en œuvre par plusieurs États membres. La France dispose notamment d'une expérience pionnière en matière de soutien à l'effacement et au stockage.

Développer des soutiens à des installations dont le rôle principal est d'apporter de la flexibilité au système suppose des règles de conception particulières : en effet, la logique couramment employée pour les régimes de soutien aux installations renouvelables fatales (éolien, photovoltaïque, etc.) qui consiste à sécuriser le prix de vente de l'électricité

²⁰ *Articles 19 sexies et septies du règlement 2019/943, depuis ses modifications par le règlement 2024/1747 Electricity Market Design.*

de manière relativement indépendante de l'équilibre offre-demande, n'a pas de sens s'agissant d'installations dont la principale valeur pour le système réside dans la capacité à choisir leur profil de production, et à être disponibles aux heures de plus forte tension du système.

Symétriquement, prétendre soutenir les installations renouvelables par des aides adossées à la seule puissance installée, indépendamment du profil de production, laissant la vente de l'électricité entièrement exposée au marché, comme le suggèrent les dernières publications des autorités allemandes²¹, atténuerait l'incitation à réduire sa production sur les heures de prix négatifs par rapport à un régime de CfD avec absence de soutien aux heures de prix négatifs ou adossé sur le productible, et renchérirait le coût global de la transition en faisant porter davantage de risque sur les projets (risque prix et risque volume intégral). En éliminant le lien entre coûts complets des installations soutenues et coûts pour le consommateur qui découle du cadre issu d'*Electricity Market Design*, cette approche présente également le risque d'une désresponsabilisation des États membres vis-à-vis de la compétitivité de leurs choix de bouquet énergétique, et d'une distorsion de concurrence intra-européenne induite par des États membres qui surdévelopperaient par ce type de soutiens publics des actifs renouvelables non-dispatchables afin de faire tendre vers des valeurs négatives ou nulles les prix sur leurs zones la plupart des heures, au bénéfice de leurs consommateurs professionnels capables de limiter leurs soutirages en dehors de ces heures, et laissant le soin aux États membres voisins d'assurer l'équilibre ultime du système commun par leurs installations pilotables sur l'ensemble de l'année.

Ce constat a conduit plusieurs États membres à mettre en place des régimes spécifiques pour le déploiement d'installations contribuant à la flexibilité du système électrique :

²¹ *Optionen für das zukünftige Strommarktdesign*, 2 août 2024, BMWK.

- la France, via l'appel d'offres de long terme du mécanisme de capacité et via l'appel d'offres effacement, régulièrement amplifié depuis sa création en 2019, mais aussi;
- la Pologne à travers un des compartiments de son mécanisme de capacité, et à présent;
- l'Allemagne qui, dans le cadre de sa *Kraftwerkstrategie*, a annoncé son souhait de soutenir via un régime capacitaire le déploiement d'installations thermiques pilotables, qui auraient vocation à utiliser des combustibles décarbonés à terme.

Quoi qu'on pense de la sincérité des annonces de déploiement d'installations thermiques pilotables à combustibles fossiles, certainement être converties dans un futur plus ou moins lointain à des combustibles non fossiles, toujours est-il que ces différents régimes présentent des traits communs, qui suggèrent qu'il soit possible d'aller au-delà de l'harmonisation inscrite dans *Electricity Market Design* (article 19 *nonies* de 2019/943/UE). Il serait ainsi possible de prévoir une harmonisation des cadres de soutien aux installations nouvelles contribuant à la flexibilité du système électrique dans le cadre du *European Energy Security Act*.

Proposition n° 5

Dans le *European Energy Security Act*, harmoniser les cadres de soutien aux installations nouvelles contribuant à la sécurité d'approvisionnement, dans la continuité de l'harmonisation des soutiens aux énergies bas carbone incluse dans le règlement *Electricity Market Design*. Cette harmonisation devrait prévoir :

- une définition homogène de la capacité disponible d'une installation, entendue comme la présence sur le marché et la capacité effective à produire ou réduire la

- consommation sur certaines heures désignées *ex ante* par les gestionnaires de réseaux de transport, sur le mode de la définition de la capacité dans les mécanismes français ou polonais ;
- que les soutiens à des flexibilités ne puissent être octroyés que selon une prime fixe ou variable proportionnelle à cette disponibilité, dont le montant est défini dans le cadre d'une procédure concurrentielle transparente, non discriminatoire, reposant sur des critères objectifs ;
 - que les soutiens à des services de flexibilité ne puissent être octroyés qu'à des installations décarbonées, c'est-à-dire satisfaisant un seuil maximal en intensité carbone (gCO_2/kWh) sur le cycle de vie, avec une possibilité d'allotissement distinct pour l'effacement diffus, les autres formes d'effacement, le stockage stationnaire, et les productions flexibles, s'il est démontré que cet allotissement n'affecte pas le caractère concurrentiel de la procédure sur chacun des lots.

Nous verrons dans la 3^e note consacrée aux enjeux de marché que cette définition homogène de la notion de « capacité disponible » est par ailleurs nécessaire si l'on souhaite achever de manière appropriée et efficiente l'intégration des marchés européens, en assurant un financement adéquat des installations selon un parc adapté que le marché de l'énergie seul ne peut assurer. Ceci repose sur la mise en place de marchés de capacités nationaux couplés, dont la conception suppose pour commencer une définition harmonisée de la notion de capacité. Le cas échéant, ces marchés peuvent alors servir de support à cette harmonisation des régimes de soutien aux dispositifs et installations à même de contribuer à la flexibilité du système électrique.

L'harmonisation des marchés de capacités pourrait aller jusqu'à répliquer le cadre issu du règlement *Electricity Market Design*, en généralisant l'usage de contrats de complément de rémunération bidirectionnels reposant non sur le prix de l'énergie mais sur celui de la capacité de production ou d'effacement. De cette manière, les consommateurs bénéficieraient d'un prix de la capacité également stabilisé par l'effet des mécanismes de soutien.

Proposition n° 6

Dans le *European Energy Security Act*, harmoniser les aides à l'effacement et au stockage dans l'Union par la généralisation des compléments de rémunération bidirectionnels assis sur des capacités de production disponible à la demande ou d'effacement.

1.5. TROISIÈME HARMONISATION : ENGAGER UNE MISE EN COHÉRENCE POUR LES AUTRES VECTEURS ÉNERGÉTIQUES : GAZ ET LIQUIDES RENOUVELABLES ET BAS CARBONE AFIN DE CRÉER UN MARCHÉ EUROPÉEN LIQUIDE DE CERTIFICATS D'INCORPORATION

Bien que l'effort d'harmonisation des soutiens publics à la production dans l'Union européenne soit déjà bien avancé pour l'électricité, rien de comparable n'existe encore pour les gaz renouvelables et bas carbone, ni pour les liquides renouvelables et bas carbone. C'est d'autant plus problématique que ces vecteurs joueront un rôle crucial dans la réussite de la transition, en particulier pour les secteurs difficiles à décarboner (mobilités lourdes, industrie, etc.) et marginalement pour le maintien d'une production électrique flexible bas carbone.

Pour les vecteurs énergétiques bas carbone non électriques, il existe une variété plus importante de régimes de soutien, mais une tendance à deux niveaux se dégage des évolutions récentes. Certains États membres maintiennent des soutiens sous forme de tarifs d'achat ou de compléments de rémunération pour le biométhane, en particulier pour les plus petites installations qui contribuent à l'économie rurale. Parallèlement, dans chaque État membre, des systèmes d'obligation de certificats d'incorporation se structurent au travers d'une mécanique d'ores et déjà bien harmonisée au niveau européen (voir l'annexe 6 sur le fonctionnement des certificats d'incorporation).

Proposition n° 7

Dans le cadre du *European Energy Security Act*, prévoir une disposition venant harmoniser les cadres de soutien aux vecteurs énergétiques non électriques bas carbone (gazeux et liquides), en clarifiant que ceux-ci reposent en règle générale sur l'échange de certificats d'incorporation, en réservant les mesures de soutien direct des prix aux seules petites installations, et en prévoyant la libre circulation et la reconnaissance mutuelle des certificats d'incorporation dans l'ensemble du marché européen.

Ces derniers devraient alors respecter des critères de conception, tels qu'un octroi selon une procédure concurrentielle, transparente, non-discriminatoire, reposant sur des critères objectifs, une incitation pour les installations soutenues à participer efficacement aux marchés, reprenant les critères généraux de conception déjà prévus en électricité.

Il est légitime, et conforme au principe de compétence des États membres pour définir leurs bouquets énergétiques et leur structure d'approvisionnement, que ceux-ci disposent de la liberté de définir la structure du mandat d'incorporation, c'est-à-dire le nombre et le type de certificats exigés des metteurs en marché d'un produit énergétique donné, ainsi que les modalités de comptabilisation des certificats (coefficient multiplicateur, plafonds, etc.).

Toutefois, il pourrait être envisagé d'harmoniser plusieurs aspects dont :

- **les règles générales d'acceptation des certificats** (notamment en clarifiant si les certificats générés par une incorporation dans un État membre tiers sont mutuellement reconnus pour les mandats d'incorporation d'un autre État membre, et en prévoyant le cas échéant des règles prévenant un double comptage pour les cibles de la troisième directive renouvelables)²² ;
- **les règles applicables pour la définition de l'assiette de l'obligation d'incorporation** (afin de limiter les distorsions de concurrence liées à des exonérations de certains produits énergétiques d'obligation d'incorporation aux seuls secteurs les plus sensibles et exposés à fuites de carbone, comme l'agriculture ou la pêche) ;
- **le montant des pénalités dues en cas de non-respect de l'obligation** (qui en pratique implique un prix plafond pour les certificats d'incorporation).

Si ces points peuvent paraître arcanes ou anecdotiques à première vue, en pratique néanmoins, les flux financiers impliqués par ces mécanismes sont déjà de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an dans

²² *Sur un plan strictement juridique, l'arrêt Alands Vindkrafts tend à suggérer qu'il est possible de restreindre l'éligibilité aux certificats générés sur le sol du même pays : toutefois, cela ne va pas dans le sens de l'intégration du marché commun pour des biens dont la libre circulation à l'échelle de l'Union est bien établie, et par surcroît, pourrait être analysé différemment dans une lecture dérivée de la directive Services 2006/123/CE. Dans la mesure où il existe un débat juridique et où cette question présente à l'évidence une sensibilité politique, il paraît légitime que ce débat soit tranché à un niveau politique, étant entendu que la logique économique conduirait plutôt à admettre un book and claim d'incorporations certifiées dans des États membres tiers.*

les principaux États membres. Qui plus est, ils iront croissants à mesure que les mandats s'accroîtront, lors de la décennie qui s'annonce. Cela rendra les distorsions éventuelles de plus en plus problématiques. Par exemple, les flux de biocarburants ont été l'objet de distorsions au cours de la crise énergétique, liées aux hétérogénéités de montant des pénalités des différents régimes en Europe de l'Ouest.

À l'inverse, homogénéiser ces régimes permettra à terme de faire émerger un marché unique des différentes classes de certificats d'incorporation à l'échelle européenne (par type de produit énergétique bas carbone incorporable dans chacun des vecteurs énergétiques liquides ou gazeux, et sous condition de respect des critères de durabilité). Cela constituera un moyen essentiel pour faciliter le financement de long terme des actifs de production de ces produits qui sont essentiels pour les secteurs difficiles à décarboner par électrification.

Contrairement aux régimes de soutien explicites en électricité, la plupart de ces instruments « à certificats » sont extra-budgétaires. Jusqu'à présent, ils n'ont pas été considérés comme des aides d'État en droit de l'Union (car ils n'impliquent pas de ressources publiques). En conséquence, une harmonisation de ces régimes ne peut pas découler de la construction graduelle de la pratique décisionnelle de la Commission au titre de sa compétence en matière d'aides d'État. C'est la raison pour laquelle ce travail d'harmonisation est d'autant plus crucial.

Dans la troisième note, nous verrons que cet exercice d'intégration européenne des marchés nationaux de certificats d'incorporation d'énergie renouvelable pour les vecteurs autres que l'électricité présente une cohérence avec la correction de certaines failles fondamentales du marché des garanties d'origine en électricité afin de le transformer en un véritable outil de traçabilité et de soutien à l'émergence d'un système électrique bas carbone stable.

a. Troisième défi : la standardisation des régimes de soutien et leur intégration européenne

Enfin, un dernier point porte sur l'encadrement des régimes de soutien relevant de la catégorie des aides d'État, au sens des articles 107 et 108 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces derniers font l'objet d'une procédure souvent longue et délicate de notification préalable et d'accord préalable par la Commission – une procédure qui conditionne leur mise en œuvre par les États membres.

Seuls sont exemptés de cette obligation les régimes d'aide respectant les critères du *Règlement Général d'Exemption par Catégories* (RGEC) n° 651/2014. Pour les installations de production d'énergie, celui-ci ne permet d'exempter que les aides au fonctionnement en faveur de la promotion de l'électricité produite à partir de sources renouvelables dans la limite de 30 millions d'euros par entreprise et par projet et de 300 millions d'euros par an sur l'ensemble des régimes concernés dans un État membre donné, et 30 millions d'euros par entreprise et par projet d'investissement pour les aides à l'investissement (art. 3). Outre ces seuils, les aides concernées doivent être considérées comme transparentes (art. 5), incitatives (art. 6), et sont assorties d'une obligation de publicité des informations (art. 9), ainsi qu'à des règles spécifiques de conception (art. 36 et 41 pour les aides à l'investissement, et art. 42 et 43 pour les aides au fonctionnement). Ces règles spécifiques reprennent de près les critères de conception inscrits dans la directive renouvelables 2018/2001/UE et le règlement *Electricity Market Design*, que nous avons évoqués plus haut (octroi selon une procédure concurrentielle, participation aux marchés, critères de sélection reposant à au moins 70 % sur un critère prix). **Enfin, de manière discriminatoire, ce règlement exclut de toute exemption au titre des aides à la protection de l'environnement les mesures d'aide d'État en faveur de la production d'énergie nucléaire (art. 1(6)).**

Proposition n° 8

Revoir en profondeur l'architecture du règlement général d'exemption par catégories dans une optique de neutralité technologique, et cela pendant la mandature qui débute. Cette révision permettrait de supprimer certaines redondances avec d'autres textes européens de droit sectoriel, d'automatiser les exemptions de notification pour les régimes d'aide nationaux calquant ceux mis en œuvre par la Commission (en application de la proposition 7 de la première note) et cela sans seuil de montant, et en réévaluant à la hausse les seuils de montants permettant de bénéficier du régime d'exemption dans les autres cas.

Dix ans après sa première publication, l'architecture du *règlement général d'exemption par catégories* appelle à être revue en profondeur, en tirant pleinement les conséquences du choix de neutralité technologique inscrit dans le règlement *Electricity Market Design* pour les critères de conception des régimes de soutien reposant sur le prix. **Dans ce cadre, il est légitime de défendre une pleine égalité de traitement, dans le règlement, entre l'ensemble des technologies durables au sens de la taxonomie européenne, et en particulier entre production d'énergie nucléaire et l'ensemble des autres formes d'énergie bas carbone, notamment renouvelables.**

Dans le même mouvement, nous avons proposé dans la première note qu'en cas d'écart significatif entre l'ensemble des contributions agrégées des États membres et les objectifs communs de l'Union inscrits dans la directive renouvelables, la Commission puisse de manière directe engager des appels d'offres à son niveau et sur budget commun, en prolongeant la plateforme déjà inscrite dans le cadre actuel de Gouvernance.

Nous avons également vu que les règles de conception des régimes d'aide à la production d'énergie bas carbone ont été largement harmonisées dans le droit sectoriel, et proposé qu'un nouveau pas soit fait dans la direction d'une homogénéisation des régimes de soutien nationaux servant une plus grande lisibilité des cadres d'aide aux projets de production énergétique dans l'Union. Les règles spécifiques de conception (art. 36 et 41 pour les aides à l'investissement, et art. 42 et 43 pour les aides au fonctionnement) inscrites dans le *Règlement Général d'Exemption par Catégories* sont ainsi aujourd'hui redondantes avec des principes déjà codifiés dans le droit sectoriel.

Dans un esprit de simplification et d'accélération des procédures, il pourrait être envisagé **d'automatiser l'exemption de notification pour tout régime national qui calquerait à l'identique les dispositifs d'appels d'offres bas carbone conduits au niveau européen par la Commission** (si la Commission l'a jugé non distortif et l'a mis en œuvre, cela ne peut être distortif lorsque cela est mis en œuvre par un État membre), sans aucun seuil de montant.

En complément, les seuils de montants du Chapitre I, qui reflètent le dimensionnement des régimes de soutien aux renouvelables d'il y a plus de dix ans, mériteraient d'être très substantiellement relevés (par exemple un seuil unique à 1 milliard d'euros par régime par an pour les aides au fonctionnement), en tenant compte du retour d'expérience du passage à l'échelle des projets de production énergétique bas carbone en Europe au cours de la décennie passée.

1.6. FACILITER L'ACCÈS AU FINANCEMENT POUR LES PROJETS DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE CONTRIBUANT À LA DÉCARBONATION DE L'UNION

Aujourd'hui, près de 30 ans après le premier paquet Électricité (1996) qui avait ouvert la libéralisation des systèmes énergétiques, l'Europe dispose d'un cadre mature pour le financement des projets de la transition énergétique, et plus généralement pour la finance durable. Ce cadre a été étoffé grâce à plusieurs textes majeurs de standardisation au cours de la mandature passée : directive européenne *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD) 2022/2464, règlement Taxonomie 2020/852 et ses actes délégués, etc.

Ceux-ci permettent aujourd'hui aux investisseurs de disposer d'un cadre homogène d'identification et de certification du caractère « durable » des produits financiers et d'éligibilité à cette qualification des projets d'investissement dans des actifs matériels. Ce cadre, fruit de longs débats, s'inscrit par son ambition (sinon par sa mise en œuvre) dans la logique de neutralité technologique qui est le fil conducteur de ce rapport, ce qui doit particulièrement à la mobilisation des autorités françaises.

a. Neutralité technologique et financeurs publics

Dans le cadre de finance durable construit pendant les dernières décennies par l'Union européenne, les projets d'investissement dans la transition énergétique, peuvent accéder aux financements dans des conditions dirigées par les choix de politique monétaire. C'est particulièrement le cas des projets de transformation d'énergie.

À l'heure à laquelle la hausse des taux renchérit substantiellement le coût du financement sans risque, et donc en restreint les conditions

d'accès, un débat légitime s'ouvre sur l'adéquation de la politique monétaire commune au défi climatique.

D'une part, il apparaît de plus en plus nécessaire de prendre en compte le caractère « durable » des actifs dans la politique d'assouplissement quantitatif et d'intervention directe dans les marchés de la Banque centrale européenne. D'autre part, il convient de mieux prendre en compte les effets des politiques climatiques dans la politique de taux en elle-même. Ce sujet dépasse le champ du présent rapport.

S'agissant des financeurs publics, la Banque Européenne d'Investissement (BEI) joue aujourd'hui un rôle important dans certains domaines. Conformément à sa vocation historique de déploiement des infrastructures facilitant l'intégration du marché commun européen (article 309 du Traité, article 18 du Protocole n° 5 annexé au Traité), et à son effort pionnier dans le développement de la finance durable elle intervient :

- en remédiant aux déficits d'investissement persistants qui demeurent malgré les politiques existantes ;
- en ciblant les infrastructures qui seront nécessaires à long terme, en tenant compte de la dimension importante de l'innovation et de la montée en puissance des technologies à faible intensité de carbone ;
- en soutenant de nouveaux investissements portés par le marché dans le secteur de l'énergie, en particulier pour les types d'infrastructures relativement nouveaux (mises aux enchères, participation active de la demande, stockage).

L'action de la BEI en soutien à la décarbonation pourrait être encore accrue dans la perspective de la nouvelle mandature européenne, notamment à l'occasion de la prochaine version de cette politique de prêt.

Proposition n° 9

Aligner la politique réelle de prêt de la BEI et les lignes directrices de politique de prêt de la BEI établies en 2019 pour ouvrir pleinement l'éligibilité des projets en lien avec l'énergie nucléaire. De manière plus générale, reconstruire le cadre de politique de prêt de la BEI autour du concept de neutralité technologique dans un objectif de décarbonation. Cette évolution passerait par un soutien indiscriminé à la transformation d'énergie bas carbone, les projets nucléaires s'inscrivant alors dans ce nouveau cadre et non plus dans le cadre dévolu aux autres projets de centrales thermiques. Ce nouveau cadre pourrait en outre considérer les PIIEC du secteur de l'énergie comme étant alignés par principe avec la politique de prêt de la BEI, cela de manière à sécuriser les prêts pour ces projets d'intérêt commun.

La question tout d'abord de l'éligibilité des projets nucléaires a été un combat constant de certains États membres souhaitant recourir à cette énergie – notamment la France – au cours de la dernière mandature.

Les nouveaux projets de production nucléaire sont difficiles à appréhender par des financeurs privés. Cela s'explique par l'intensité capitalistique qu'ils impliquent, les risques d'exécution qui y sont associés et, jusqu'à *Electricity Market Design*, les incertitudes sur le format final des cadres de soutien éventuels. Il s'agit bien d'une différence de degré et non de nature avec les autres grands projets de production décarbonée (éolien en mer, etc.). Ces derniers peuvent eux aussi présenter des risques d'exécution et des intensités capitalistiques élevées, si l'on admet que le cadre de sûreté et de maîtrise des risques ainsi que les enjeux post-exploitation apportent en Europe une sécurité *a priori* aux financeurs sur ces aspects propres à la production nucléaire.

Il convient de rappeler qu'il n'existe à ce jour aucun blocage juridique à l'octroi par la BEI de prêts à des projets en lien avec l'énergie nucléaire. L'alinéa 25 de la politique de prêt de 2019 indique ainsi que *« la politique de la Banque en matière de soutien aux projets relatifs à la production d'électricité nucléaire et au cycle de vie du combustible nucléaire demeure pleinement applicable et inchangée par rapport à la version précédente de la politique approuvée par le Conseil d'administration en 2013 »*. Ce texte affirme clairement un principe de neutralité technologique, rappelant que *« la Banque adopte une approche technologiquement neutre conforme à l'objectif de décarbonisation de l'UE et aux objectifs visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en énergie et la compétitivité, de manière durable écologiquement, rentable, efficace, sûre et acceptable du point de vue social, qui permette des solutions technologiques diversifiées, en tenant compte du bouquet énergétique national, des préférences, du potentiel et des caractéristiques de chaque État membre »* (alinéa 138, alinéa 34).

La politique de prêt de 2019 de la BEI prévoit une éligibilité de principe des projets nucléaires, renvoyant aux *« mêmes critères d'instruction que ceux habituellement appliqués aux centrales thermiques de grande dimension [...] [complétés] de lignes directrices supplémentaires, afférentes à l'évaluation des projets nucléaires, de manière à prendre en considération certains aspects spécifiques des activités nucléaires »* (alinéa 142, alinéa 35). Ces mêmes lignes directrices rappellent d'ailleurs qu'au cours de la période 2007-2012, la Banque a octroyé environ 1 milliard d'euros à trois projets concernant des installations d'enrichissement de l'uranium, ce qui établit un précédent clair. L'éligibilité demeure toutefois conditionnée, outre des critères techniques et juridiques, à *« un avis favorable de la Commission, conformément aux articles 41 à 43 du traité Euratom »*.

Le blocage de facto constaté au financement de projets liés à l'énergie nucléaire par la BEI depuis une dizaine d'années est donc au premier ordre de nature politique. C'est donc au niveau politique

qu'il appartient de poursuivre les efforts visant à assurer le caractère effectif de la neutralité technologique de la politique de prêt de la BEI.

Le nouveau cadre de politique de prêt technologiquement neutre de la BEI devrait être construit autour des points suivants, afin de servir les objectifs climatiques de l'Union :

- **traiter de manière analogue, au sein d'un chapitre unique dédié à la production décarbonée d'électricité** – devenue depuis quelques années en tout état de cause la seule forme de production électrique soutenue par la BEI – **l'ensemble des productions d'électricité bas carbone, qu'il s'agisse d'installations renouvelables ou nucléaires**. Il n'y a en effet plus aucune raison de traiter les installations nucléaires par référence au cadre pour les autres centrales thermiques, puisque celles-ci ne sont plus éligibles à des prêts de la BEI. Les enjeux propres à la filière nucléaire (maîtrise des risques, gestion des enjeux post-exploitation) seraient de toute façon traités par l'obligation de disposer des autorisations requises auprès des autorités environnementales et de sûreté, condition qui s'appliquerait de manière analogue à tous les projets, tandis que les enjeux liés aux incidences sur l'environnement seraient appréciés dans le cadre de l'évaluation des impacts environnementaux, là encore dans un cadre unifié en droit européen. L'analyse économique des projets tiendrait quant à elle compte de manière explicite des coûts directs comme indirects des projets mais aussi de leurs contributions à l'atténuation du changement climatique et de leurs apports au développement économique et industriel de l'Union (accès à une électricité décarbonée compétitive, etc.);
- **supprimer toute référence aux articles 41 et 43 du Traité Euratom**, dès lors qu'il n'y aurait plus lieu d'avoir un traitement particulier des projets nucléaires au titre de la politique de prêt, et que rien dans le Traité Euratom ne conditionne l'octroi de prêts par la BEI à

un avis de la Commission dans ces articles, ni d'ailleurs ne prévoit d'avis positif ou négatif conforme de la Commission au porteur de projet sur les projets d'investissements dans ces articles, qui portent sur un rapportage purement indicatif des investissements dans le champ du nucléaire civil, et un processus de « discussion » avec les États membres accueillant ces projets. **Ceci libèrera les décisions de prêt, qui sont les décisions techniques d'une banque, normalement sans portée politique, d'une contrainte politique qui n'aurait jamais dû intervenir.** Le rôle pionnier de la BEI – par rapport aux autres institutions financières multilatérales – en soutien à la décarbonation en sortira affirmé, comme ce fut le cas lorsque la BEI fut la première à sortir des investissements dans les énergies fossiles ;

- **octroyer *a priori* aux Projets d'intérêt commun (PIIEC) la reconnaissance par les services de la BEI d'un degré élevé d'alignement sur la politique de prêt de la BEI dans le secteur de l'énergie, sécurisant ainsi leur éligibilité potentielle à des prêts, comme c'est d'ores et déjà le cas pour les infrastructures de réseau²³.** Cette proposition s'inscrit dans la continuité de la proposition 1 de cette note consistant à permettre aux projets d'installations de production d'énergie décarbonée de solliciter une qualification de PIIEC auprès de la Commission européenne, de manière totalement neutre technologiquement et vectoriellement.

²³ *Politique de Prêt de la BEI, 2019, Annexe IV, 2.*

**b. Créer un fonds de sécurité
énergétique européen**

Proposition n° 10

Créer sur le modèle du fonds InvestEU un **fonds de sécurité énergétique européen** dans le cadre du *European Energy Security Act*, consistant en une ligne de garantie pérenne de l'Union (contrairement au dispositif pour la reprise et la résilience de NextGenerationEU), doublée d'une poche d'intervention en fonds propres de la BEI, les deux étant dédiées aux investissements clés dans la transition du système énergétique (décarbonation et sécurisation des approvisionnements), en particulier les Projets d'intérêt commun (PIC).

Complémentairement à sa politique de prêts, la BEI joue un rôle clé dans la mise en œuvre du programme InvestEU, qui prolonge et étend le Fonds européen pour les investissements stratégiques (FEIS)²⁴.

²⁴ Issu du règlement 2015/1017/UE.

Le fonds InvestEU

Le fonds InvestEU soutient les investissements privés et publics dans quatre domaines d'action :

- les infrastructures durables (dont les infrastructures énergétiques);
- la recherche, l'innovation et la numérisation ;
- les PME ;
- l'investissement social et les compétences.

Ce soutien s'effectue au moyen d'une ligne de garantie budgétaire de l'Union, dotée de 26,2 milliards d'euros (dont 9,9 milliards d'euros pour les infrastructures durables). En pratique, InvestEU est coordonné avec le dispositif pour la reprise et la résilience (FRR), qui est l'instrument de mise à disposition de prêts et de subventions pour soutenir les réformes et les investissements entrepris par les États membres dans le cadre de la relance post-Covid. Les États membres ont la faculté d'investir une partie de leurs fonds de la FRR par un compartiment « États membres » au sein d'InvestEU pour des produits financiers spécifiques proposés par un ou plusieurs partenaires chargés d'InvestEU (dont la BEI).

Au regard des besoins massifs d'investissement dans la transition énergétique de l'Union, la question de savoir si les moyens qui y sont spécifiquement dévolus dans InvestEU sont à l'échelle du défi des prochaines décennies mérite d'être posée.

La création, au-delà du cadre de reprise et de résilience, d'une ligne pérenne de garantie de l'Union, et d'une poche d'intervention en fonds propres de la BEI dédiée aux investissements clés dans la transition du système énergétique pourrait constituer un des leviers financiers d'un *European Energy Security Act*. Cet outil financier devrait être coordonné avec la politique énergie-climat de l'Union.

La mise en œuvre pratique de ce Fonds de sécurité énergétique européen reposerait sur des règles propres d'octroi de la garantie de l'Union inscrites dans un article ad hoc du *European Energy Security Act*. Contrairement aux dispositions de l'article 9(2)(b) du règlement relatif au FEIS²⁵, qui traite de manière distincte les énergies renouvelables, les règles de ce fonds reposerait sur une grille de stricte neutralité technologique et de contribution à la réduction des émissions de l'Union ou au maintien de systèmes décarbonés contribuant à la sécurité d'approvisionnement collective.

Il serait enfin légitime de prévoir que les projets d'intérêt commun labellisés dans le cadre du dispositif prévu dans l'*European Energy Security Act* soient éligibles à cette garantie.

c. Soutiens directs de l'Union : élargir le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE) aux installations de production décarbonée, sous forme d'un Mécanisme pour la Sécurité Énergétique de l'Europe

Proposition n° 11

Élargir le mécanisme pour l'interconnexion de l'Europe aux installations de production bas carbone, sous forme d'un mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe. Ce mécanisme constituerait la partie subventionnelle du *European Energy Security Act*. Il s'appuierait sur le régime d'appel d'offres pan-européen proposé aux recommandations 6 et 7 de la première note (réforme et extension de la plateforme pour les renouvelables), complété par la possibilité d'octroi d'aides directes à l'investissement pour les PIIEC dans le domaine de l'énergie.

²⁵ (2015/1017/UE).

En matière de réseaux énergétiques, les financements offerts par la Banque européenne d'investissement se coordonnent aujourd'hui avec des subventions octroyées dans le cadre du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (*Connecting Europe Facility*, CEF). Le CEF est un instrument de financement des réseaux de transport énergétiques relevant des règlements RTE-E et RTE-T²⁶. Ce mécanisme sert aujourd'hui exclusivement à apporter des subventions directes de niveau européen, à partir de crédits issus du cadre financier pluriannuel (CFP) 2021-2027, à des projets d'infrastructures de réseaux de transport et d'infrastructures de réseaux énergétiques.

Cependant, le CEF ne contribue pas au déploiement de l'outil européen de production énergétique non-fossile bas carbone, ce dernier étant renvoyé exclusivement à des soutiens nationaux. L'Union paraît avoir peu à peu admis en creux, dans les révisions du règlement RTE-E, que le fait de n'y intégrer que les réseaux et aucune activité de production était limitant : ceci a conduit à inclure dans les dernières révisions des possibilités de financement de projets dans le domaine des énergies renouvelables. **La possibilité de financement est alors indexée à la condition que ces projets soient « transfrontières ».** **Ce faisant, ils contribuent à une meilleure interconnexion des systèmes nationaux, ce qui demeure un cas limité et « connexe » au développement des réseaux européens.**

Le régime d'appel d'offres pan-européen, dont nous avons suggéré la création dans les propositions 6 et 7 de la première note²⁷, pourrait constituer un premier pilier d'un mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe (*European Energy Security Facility*), doté de crédits dans le prochain cadre financier pluriannuel. Il serait complété par un second pilier consistant en la possibilité d'octroyer, sur le même mode que dans le CEF actuel, des aides directes à l'investissement

²⁶ Article 17 du règlement 2021/1153/UE établissant le mécanisme pour l'interconnexion en Europe.

²⁷ Institut Montaigne, *L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme – Quel nouveau cadre pour atteindre la neutralité carbone ?*, novembre 2024.

sous forme de subventions pour les projets de production énergétique qui seraient qualifiés en Projet d'intérêt commun dans le processus décrit plus haut.

La création d'un Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe constituerait la partie subventionnelle du volet financier du *European Energy Security Act*. Elle permettrait de disposer d'une ligne unique de financement pan-européen, qu'il s'agisse des outils de production et de transport, distribution et stockage. Cette ligne de financement serait conçue de manière neutre technologiquement et neutre entre vecteurs énergétiques, et rendrait ainsi visible et quantifiable la contribution directe de l'Union au déploiement des infrastructures stratégiques pour sa sécurité énergétique.

2 **Modèle économique des réseaux et infrastructures : actifs échoués et actifs en développement**

2.1. INTRODUCTION : PRINCIPES DE FINANCEMENT ET DE RÉGULATION DES RÉSEAUX.

La réussite de la transition énergétique implique un effort sans précédent de transformation des réseaux énergétiques européens. Nous présenterons dans la présente section les défis financiers et opérationnels majeurs auxquels ils seront confrontés dans les prochaines années. Nous verrons que le cadre actuel de financement et de tarification des réseaux électriques et gaziers, mais aussi du réseau hydrogène pour lequel un cadre vient récemment d'être posé en droit européen dans le cadre du Paquet Gaz, ne leur permettra pas de relever aisément ces défis sans adaptation ou sans mise en œuvre de mécanismes complémentaires.

Les infrastructures de réseaux de transport et de distribution jouent un rôle clé dans le succès de la transition : **leur dimensionnement adéquat est une condition clé de l'intégration des nouvelles capacités de production non-fossile bas carbone. Bien les dimensionner est aussi essentiel au regard** de la façon dont la consommation sera susceptible d'évoluer au fil de la transition, au plan quantitatif comme au plan de sa distribution spatiale et saisonnière. Garantir une interconnexion des infrastructures suffisante est un pré-requis au fonctionnement efficient des marchés européens de l'énergie comme de la sécurité d'approvisionnement. Déployer ces infrastructures au meilleur coût pour la collectivité suppose plusieurs conditions :

- une planification centralisée du tracé cible de l'infrastructure et de son calendrier de déploiement, qui est naturellement l'objet des autorités publiques en lien avec les gestionnaires de l'infrastructure ;
- la mise en place d'un cadre réglementaire permettant aux usagers de disposer d'un maximum de visibilité sur les futurs tarifs d'utilisation du réseau et de sécurité vis-à-vis du calendrier de déploiement de l'infrastructure ;
- l'intégration, dans ce cadre réglementaire, d'incitations économiques à la performance pour le gestionnaire de l'infrastructure (maîtrise des coûts et des délais) ;
- compte tenu de l'intensité capitalistique de ces projets, un accès au capital aussi ouvert que possible pour le déploiement effectif de l'infrastructure, minimisant le recours aux finances publiques, permettant d'atteindre un coût du capital compétitif en tirant parti du caractère régulé des recettes de l'infrastructure.

Pour chacune de ces conditions, un point d'équilibre doit être trouvé, à la fois vis-à-vis des autres conditions, et vis-à-vis d'objectifs relevant d'autres politiques publiques.

En premier lieu, la planification centralisée du tracé cible doit assumer une part de flexibilité, qui repose sur une réévaluation périodique du dimensionnement adéquat et de la correspondance entre la cartographie des besoins et le tracé. Cette réévaluation gagne à s'appuyer sur une large concertation des acteurs du réseau (utilisateurs, financeurs, parties prenantes locales) et une méthodologie économique transparente.

En second lieu, la mise en œuvre d'une régulation assurant la couverture des coûts de l'infrastructure (sur un format de base d'actifs régulée et d'une couverture des coûts d'exploitation encourus) suppose de trouver un équilibre dans la répartition des coûts entre consommateur présent et consommateur futur. Il convient également de préserver des incitations à la performance, aussi bien en matière de coûts en capital qu'en matière de charges d'exploitation du gestionnaire.

En troisième lieu, **la recherche d'un accès au capital aussi ouvert et compétitif que possible** et d'une régulation apportant une sécurité sur la rémunération des capitaux engagés dans l'infrastructure **doit s'équilibrer avec la préservation d'éléments de souveraineté** quant à l'exploitation effective du réseau et à sa gestion courante, et avec le maintien d'incitations à la performance pour celui-ci.

Les choix européens pour la régulation des infrastructures de réseaux s'inscrivent dans un compromis avec d'autres enjeux, propres à l'Union européenne. Parmi ceux-ci, mentionnons l'équilibre entre compétences de l'Union et compétences des États membres. La recherche d'une parfaite neutralité concurrentielle de l'infrastructure, tant vis-à-vis de ses usagers futurs que vis-à-vis des différentes parties susceptibles de contribuer à son déploiement (notamment exploitants des autres infrastructures énergétiques régulées – comme les réseaux électriques et gaziers) constitue un autre enjeu. Il procède de l'importance accordée aux aspects concurrentiels dans le Traité sur le Fonctionnement de l'Union (TFUE) en tant que compétence propre de la Commission, et

de la préoccupation de certains États membres vis-à-vis du pouvoir de marché dont peuvent disposer certains énergéticiens intégrés d'autres États membres.

Le cadre européen repose ainsi sur un strict parallèle entre les infrastructures de transport électriques et gazières, selon une logique de découplage (*unbundling*) vertical, inscrite dans les paquets électricité et gaz successifs (1996, 2003, 2009, 2019-2024) qui ont organisé l'ouverture à la concurrence et la formation d'un marché de plus en plus intégré à l'échelle européenne de l'électricité et du gaz selon un modèle en couches). Des règles strictes d'indépendance et de neutralité des segments transport et distribution étaient prévues, au regard de leur statut de goulet d'étranglement concurrentiel²⁸ :

- un segment de la production électrique ou de la production et de l'importation gaz naturel ouvert à la concurrence ;
- des infrastructures de transport et de distribution en monopole (légal ou *de facto*) sur leurs zones de desserte (souvent nationales), rémunérées par un tarif fixé par une autorité administrative indépendante pour assurer la stricte couverture des coûts encourus sous des hypothèses raisonnables d'efficience économique (rémunération de la base d'actifs régulée et couverture des charges d'exploitation), appliqué de manière neutre concurrentiellement et péréquée géographiquement à tous les usagers (producteurs ou consommateurs) sur la zone de desserte ;
- un segment de la fourniture, au sens du service de livraison à des clients finaux, également ouvert à la concurrence.

Ce choix de conception s'explique pour l'électricité et le gaz naturel par l'existence antérieure de monopoles nationaux ou régionaux verticalement intégrés. Sauf à assurer une telle séparation, les acteurs verticalement intégrés auraient pu conserver la faculté d'exclure les concurrents

²⁸ Nous préférons ici cette notion de goulet d'étranglement (*bottleneck*) documentée dans la jurisprudence concurrentielle, à la notion assez française de monopole naturel.

à l'amont ou à l'aval à travers les modalités d'accès au réseau. Cela constituerait un goulet d'étranglement concurrentiel dans l'accès à une infrastructure essentielle dès lors qu'on considère que sa duplication n'est ni réalisable pour les concurrents (barrière à l'entrée) ni souhaitable pour la collectivité (monopole naturel, et gains à un déploiement centralisé et coordonné du réseau pour limiter les redondances et en optimiser le dimensionnement). Établir des règles neutres et transparentes d'accès aux tiers était ainsi nécessaire pour assurer l'ouverture à la concurrence, dont il était supposé qu'elle permettrait des gains d'efficacité sur les segments de la production comme de la fourniture.

Pour l'électricité et le gaz, l'approche « de référence » des textes est ainsi celle de dissociation de la propriété (*ownership unbundling*, OU), dans laquelle le gestionnaire de réseau est indépendant, au plan capitalistique comme de sa gouvernance, de toute activité de production ou fourniture. Compte tenu des contraintes très fortes que cela aurait induit pour les acteurs existants, deux autres régimes ont été inclus : le modèle *Independent Transmission Operator* (ITO), dans lequel le gestionnaire de réseau peut demeurer détenu au plan capitalistique par une entreprise verticalement intégrée mais se voit alors assorti de très fortes garanties d'indépendance, sous un contrôle étroit du régulateur (séparation comptable, gouvernance distincte, restriction des mobilités RH), et le modèle *Independent System Operator* (ISO), qui en est une variante où la détention capitalistique du réseau en lui-même (l'actif réel) relève de tiers, et où sa gestion opérationnelle est l'objet d'une entité représentant les mêmes garanties d'indépendance vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée que dans le modèle ITO.

Ainsi neutralisé sur un plan concurrentiel par un régime de séparation (*unbundling*), le réseau est alors régulé économiquement par un tarif reposant sur les coûts : régulièrement le régulateur indépendant identifie pour la période à venir les coûts qu'encourra le gestionnaire de réseau, à la fois sous forme de charges d'exploitation (Opex), et sous forme de coûts en capital (Capex), comprenant les nouvelles immobilisations

dans la base d'actifs régulée, et sur cette base d'actifs des dotations aux amortissements et une rémunération de la valeur nette comptable.

Les coûts sont alors répartis entre l'ensemble des usagers du réseau selon des règles objectives, transparentes et non-discriminatoires, qui visent à assurer que chaque usager supporte une part des coûts représentative des coûts encourus au titre de son alimentation. Cette tarification respecte un *principe du timbre-poste*, au sens où elle est indépendante de la distance parcourue par l'électricité entre le producteur d'une part et le consommateur final pour alimenter un site, et dans la plupart des cas une *péréquation*, au sens où elle applique un tarif uniforme sur l'ensemble de la zone de desserte du gestionnaire de réseau.

Dans la plupart des cas, le tarif se répartit en fonction de la puissance souscrite et des volumes soutirés par les usagers, en tenant compte d'une horosaisonnalité : au premier ordre, le tarif supporté par les consommateurs dans leurs factures évolue comme le quotient entre les coûts encourus par le gestionnaire de réseau pour l'année, et les volumes transportés ou distribués par le réseau pour la même année. En fin de période, le régulateur constate les éventuels écarts légitimes avec le programme d'investissement et l'appréciation des coûts retenue en début de période, et peut réaliser des ajustements en conséquence sur la période suivante, visant à assurer la couverture des coûts et une sécurisation financière du gestionnaire de réseau, qui du fait de l'*unbundling* ne peut avoir d'autres ressources que le tarif, tout en maintenant une incitation à la performance opérationnelle.

La mécanique prévue par ce cadre fonctionne très bien dans un régime *quasi-statique*, où les évolutions du réseau quant à sa géographie, à la taille de sa base d'actifs, et à son volume de trafic sont incrémentales, et où aucune rigidité externe ne s'applique pour son accès au financement. Cependant, elle résiste plus difficilement à des chocs, qu'il s'agisse de déployer très rapidement un réseau électrique, de le renforcer massivement, d'accompagner l'évolution spatiale et quantitative

des usages du réseau gazier ou des réseaux d'hydrocarbures liquides tout en maintenant une desserte cohérente avec les besoins du système énergétique européen et de sa sécurité d'approvisionnement à long terme, ou de déployer ex nihilo de nouvelles infrastructures de réseaux, notamment dihydrogène.

2.2. LE DÉFI DE LA TRANSFORMATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET DE LEUR FINANCEMENT

a. Le renforcement des réseaux électriques :
un préalable indispensable à la décarbonation

Le rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) publié en 2023²⁹, a mis en avant l'enjeu crucial que représente la transformation des réseaux électriques. À l'échelle mondiale, les investissements dans les réseaux, restés globalement stables à environ 300 milliards de dollars par an, n'ont pas suivi la trajectoire de croissance très rapide des investissements dans la production décarbonée.

Cet état de fait entraîne un risque important que les réseaux deviennent le « maillon faible » de la transition et soient le facteur limitant dans la capacité à atteindre la neutralité carbone en se servant des énergies fossiles. Ceci conduit l'Agence à conclure quant à la nécessité de doubler d'ici 2030 les investissements annuels dans les réseaux à 600 milliards de dollars à l'échelle mondiale. Les réseaux européens n'y font pas exception.

Ce constat a d'ailleurs été largement documenté à l'échelle européenne, dans les suites de la préparation des PNIEC qui a permis de disposer de jeux de trajectoires et d'hypothèses consolidées sur lesquelles dimensionner le développement des réseaux. La Commission a dès novembre

²⁹ IEA (2023), *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, IEA, Paris.

2023 apporté de premiers éléments d'analyse dans la Communication Le chaînon manquant des réseaux – Un plan d'action de l'UE pour les réseaux (COM(2023) 757), soulignant que « *Le plan décennal de développement du réseau (ou TYNDP, pour «Ten-Year Network Development Plan») du Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport d'Électricité (REGRT-E) montre qu'au cours des sept prochaines années, l'infrastructure de transport transfrontière devrait doubler, avec une capacité supplémentaire de 23 GW d'ici à 2025 et de 64 GW d'ici à 2030* », ce qui porte « *à 584 milliards d'euros les investissements nécessaires pour les réseaux électriques au cours de cette décennie.* »

Les réponses de la Commission portées dans cette communication apportent de premiers éléments. Ceux-ci sont construits dans une logique incrémentale par rapport aux mécanismes actuels, en matière de planification coordonnée par le Réseau Européen des Gestionnaires de Réseaux de Transport en Electricité (REGRT-E, ou ENTSO-E en anglais) d'autorisation d'investissements anticipatifs, de meilleure mobilisation des outils financiers existant dans le règlement RTE-E, notamment de désignation des projets d'intérêt commun et de mobilisation du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe, mais aussi au niveau de la BEI, de facilitation des octrois de permis.

b. Renforcer les réseaux électriques pose des difficultés de péréquation intertemporelle

Les réponses apportées par la Commission jusqu'à présent ne paraissent pas, à ce stade, avoir pleinement éteint les difficultés rencontrées par les gestionnaires de réseaux pour faire face à l'ampleur des investissements à réaliser, partout en Europe. Ce constat s'applique même dans des États membres qui ont la chance de disposer de gestionnaires de réseaux présents nationalement et d'un réseau aujourd'hui adéquatement dimensionné et entretenu, comme la France.

Au-delà des enjeux de financement public européen via les instruments du règlement RTE-E et des questions de délivrance des autorisations, sur lesquelles des propositions transversales à l'ensemble de la transformation du système énergétique peuvent être portées (nous l'avons vu plus haut), **la question des investissements anticipatifs pose une problématique nouvelle pour les réseaux électriques et la conception économique de leur cadre de programmation et de régulation.**

Les dispositions applicables à la construction des tarifs réseaux³⁰ n'interdisent pas d'y intégrer des investissements anticipatoires, pour peu qu'ils soutiennent des objectifs stratégiques du gestionnaire et correspondent à ceux d'un opérateur efficace, ce qui relève *in fine* de l'appréciation du régulateur. **Mais encore faut-il pour ce faire que ces investissements correspondent à des projets et des éléments de réseau clairement identifiés, dont on sache déterminer un calendrier de réalisation et un budget estimatif qui puisse être approuvé par le régulateur.**

Dans la situation actuelle, les gestionnaires de réseaux doivent anticiper des investissements futurs très importants à moyen et long termes, potentiellement en avance de phase sur la préparation d'un programme de travaux et d'une évaluation granulaire des coûts. Ils doivent réaliser dès les périodes présente et prochaine de régulation – et de tarification – des immobilisations très importantes, bien supérieures au rythme antérieur correspondant à l'évolution incrémentale et au renouvellement très progressif des éléments de réseau les plus anciens.

³⁰ L'article 18(1) du règlement 2019/943/UE pose le principe selon lequel « Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts, sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. Ces redevances ne comprennent pas de coûts non liés soutenant d'autres objectifs stratégiques. » Le point 4(b) du même article permet explicitement de tenir compte, dans la fixation du tarif, des « paiements effectivement réalisés et reçus, ainsi que [d]es paiements attendus pour les périodes futures, estimés sur la base des périodes précédentes ».

Ces immobilisations seraient alors supportées dans le tarif réseau par une base d'utilisateurs qui, elle, n'aurait pas cru en volume de consommation dans la même proportion, puisque le développement du réseau est une condition préalable au développement des usages électriques, conduisant à une augmentation temporairement importante du tarif, à un rythme plus élevé que l'inflation.

On se place ainsi dans une situation de « poule et d'œuf », où le développement du réseau est indispensable pour poursuivre le développement des systèmes électriques et l'électrification nécessaire pour atteindre la neutralité carbone, mais où ce développement induirait, dans le cadre tarifaire actuel, une hausse substantielle des factures d'électricité. Or cette hausse ralentirait la croissance espérée des usages (du fait de l'élasticité des consommations). Les perspectives de hausse importante des tarifs réseaux, et les signaux adverses pour la décarbonation qu'ils peuvent impliquer s'ils ne sont pas davantage lissés que ne le permet le cadre tarifaire actuel, constituent un sujet émergent dans le débat public de certains États membres, notamment ceux qui poursuivent des trajectoires très rapides d'intégration des énergies renouvelables et d'électrification des usages³¹.

Cet effet se trouve par ailleurs renforcé par les contraintes financières propres des gestionnaires de réseaux. Si ceux-ci sont en France dans des situations bilancieller saines, adossées à des actionnaires publics responsables, cette situation n'est pas universelle dans l'Union. L'ampleur des investissements à venir implique pour les gestionnaires de réseaux soit d'augmenter leur capital, soit de recourir à l'endettement. Dans de nombreux États membres, la structure du capital des gestionnaires de réseaux est contrainte par des exigences légales. C'est le cas en France où l'article L. 111-42 du Code de l'énergie prescrit des capitaux intégralement publics pour RTE. L'article L. 111-56 assujettit quant à lui Enedis

³¹ *Grid Overload: The Impact of the Electricity Grid on the Dutch Energy Transition, Aurora Energy, Mars 2024.*

au régime de gouvernance des sociétés à participation publique, par des exigences de nature politique, du fait de la sensibilité légitime conférée à la détention du capital d'entreprises aussi essentielles à la continuité de fonctionnement des États et à leur souveraineté.

Dans des cas où les États membres concernés ou les autres organismes de droit public compétents seraient déjà soumis à de très fortes contraintes budgétaires, ceci peut conduire à limiter le champ des participants possibles à une augmentation de capital, surtout si ce capital doit être astreint à des attentes de rendement faible.

Dans le même temps, sans disposer de fonds propres revus à la hausse, l'endettement des gestionnaires de réseaux est contraint par le respect de ratios bilanciels, et ne peut croître indéfiniment. Ces contraintes de financement sont d'autant plus marquées dans une période de taux sans risque plus élevés comme celle qui s'est ouverte début 2021.

À titre illustratif, cette situation a conduit les gestionnaires des réseaux allemands à voir les autorités publiques intervenir de manière de plus en plus forte dans leur capital : acquisition de 20 % du capital de 50 Hertz par la KfW en 2018, travaux sur une montée au capital des actifs allemands de TenneT par l'État fédéral³², avec comme ambition officieuse de consolider les quatre gestionnaires de réseaux de transport nationaux en une seule entité à terme³³. Parallèlement à ces opérations délicates, la BNetzA a entrepris de rendre l'apport de capital dans les gestionnaires de réseaux plus attractif, relevant en juin 2023 le coût moyen pondéré du capital dans les nouveaux investissements – distinct du rendement régulé pour la base d'actifs existante – à 7,09 % après impôts, soit une hausse de 40 % par rapport à sa valeur antérieure. Cette approche permet d'assurer l'attractivité du financement des réseaux en particulier pour les nouveaux investissements, tout en limitant l'impact sur l'ensemble des usagers, et elle suit de près les approches également

³² *Investment of 111 billion euros required for expansion of electricity grid operator, Handelsblatt/CEW, 14 mars 2023.*

³³ *Berlin will mit Fusion von Strom-Highways Ausbau forciieren, Bloomberg, 28 février 2023.*

envisagées en France par la CRE tant pour le TURPE 6 que pour l'ATRD en distinguant anciens et nouveaux actifs. Elle déroge cependant à l'approche historique – et plus cohérente sur un plan économique – qui traitait comme un bloc solidaire l'ensemble de la base d'actifs, exposée à un rendement régulé unique. Elle doit en cela être vue comme un artifice de présentation qui revient en réalité à inscrire une trajectoire de hausse progressive de ce rendement, convergeant vers la valeur retenue pour les nouveaux investissements.

Il apparaît ainsi que les réseaux électriques européens sont aujourd'hui face à une problématique qui est celle de leur capacité d'assurer une **péréquation intertemporelle** entre d'une part les coûts et les usagers d'aujourd'hui, et d'autre part les usagers du réseau futur, afin d'assurer une forme d'équité. Cette capacité renvoie à la question du portage financier de cette péréquation intertemporelle.

c. Enjeux locaux de mise à jour des zones de formation des prix, face aux congestions

Au-delà de la question de la péréquation intertemporelle dans le financement des réseaux et des enjeux capitalistiques des gestionnaires, le sujet de l'intégration d'une part plus importante de signaux locaux dans la construction des tarifs de réseau, voire dans la construction des signaux de marché de l'électricité eux-mêmes, commence à émerger en Europe. Cette proposition est régulièrement portée par des parties prenantes allemandes et apparaît dans les dernières publications du BMWK sur l'évolution du cadre de marché national³⁴. La tentation d'une dépéréquation partielle du tarif réseau électrique s'explique par la situation singulière du réseau allemand. Il n'exprime qu'un seul prix de marché de l'électricité (il n'existe qu'une seule zone allemande de formation du prix Spot, dite bidding zone),

³⁴ *Optionen für das zukünftige Strommarktdesign, 2 août 2024, BMWK.*

malgré l'existence de congestions importantes au sein du réseau allemand entre le nord, région de forte production renouvelable et le sud du pays, région de plus forte consommation.

Sur un plan purement théorique, les *bidding zones* sont censées être délimitées comme les plus grandes surfaces au sein desquelles il n'existe pas de congestions réseaux significatives. Les écarts de prix entre deux *bidding zones* expriment alors le coût de la congestion, et permettent de rémunérer les interconnexions entre celles-ci. En Allemagne, une segmentation en deux de la bidding zone nationale est jugée impraticable politiquement, notamment car elle conduirait à des prix de l'électricité substantiellement plus hauts dans le sud du pays, et plus bas dans le nord, au détriment de la compétitivité pour la base industrielle du pays, plutôt située dans la moitié sud. Ce sujet est rendu encore plus sensible par les difficultés structurelles de compétitivité énergétique auxquelles fait face l'industrie allemande et européenne depuis 2022, dans un contexte de renforcement des tensions industrielles et commerciales entre les États-Unis et la Chine.

Dans le même temps, le renforcement massif du réseau qui serait requis pour abolir les congestions s'avère délicat à réaliser, notamment du fait de contraintes d'acceptabilité locale. Ceci conduit les gestionnaires de réseaux à passer des charges de congestion et de réallocation des capacités très significatives dans les tarifs réseaux : en 2023, ces coûts se sont élevés en Allemagne à 2,35 milliards d'euros, représentant près de 60 % de l'ensemble des coûts de congestion à l'échelle de l'Union. Les effets de cette situation singulière se portent au-delà des frontières nationales, notamment du fait de l'existence de *loop flows*, c'est-à-dire des flux d'électricité produits dans le nord de l'Allemagne, qui transitent par les systèmes des États membres voisins (au premier ordre Benelux, Pologne et République Tchèque) avant de revenir dans le sud de l'Allemagne, renchérissant les coûts réseaux des États voisins. Cet état de fait avait conduit à des négociations intenses dans le cadre du Paquet Énergie propre, qui ont conduit à la mise en place à l'article 14 du règlement

2019/943 d'un cadre très lourd procéduralement de révision des *bidding zones*. Ce cadre, d'une mise en œuvre laborieuse et qui permet en pratique d'échapper à une redéfinition des zones par des plans d'action (article 15), n'a à ce jour pas réduit le problème de fond, à savoir l'existence de congestions internes au système allemand.

Dans ce contexte, une déperéquation du tarif réseau à travers l'introduction de signaux tarifaires locaux dans sa construction présente certains risques. En particulier, si cette déperéquation n'est introduite que pour le tarif d'injection, donc seulement pour rendre plus coûteuse l'implantation dans des zones de forte production, mais pas pour le tarif de soutirage, afin de ne pas pénaliser la consommation dans les zones de forte consommation, il y aurait un risque de transfert indirect via les régimes de soutien renouvelables du budget de l'État aux porteurs de projet renouvelables s'implantant en zone de forte production, puis via une réduction des charges de congestion et de *redispatching* (en partie portées par cette déperéquation) aux consommateurs industriels.

D'un point de vue français, l'introduction de signaux locaux va à l'encontre de la construction tarifaire électrique mise en œuvre à partir de la fin des années 1970. Cette dernière avait fait le choix d'une pleine peréquation nationale au service de la cohésion nationale et de l'aménagement des territoires, dans une logique de solidarité qui trouve ses fondements sur un plan constitutionnel. **Il appartiendra dans cette perspective à la Commission d'exercer un regard vigilant sur les incidences en termes de concurrence intra-européenne de tout mécanisme de déperéquation tarifaire ou d'introduction de signaux locaux dans la construction tarifaire. Le cadre de marché construit en Europe apporte une réponse simple au problème simple des congestions : celui d'une redéfinition des zones de dépôt des offres, qui doit demeurer la solution de référence sous l'autorité de l'ACER et des autorités de régulation nationales dans le cadre de l'article 14 du règlement 2019/943/UE, éventuellement révisé pour le rendre plus immédiatement applicable.**

2.3. RÉGULATION DES RÉSEAUX GAZIERS À L'HEURE DE LA DÉCARBONATION

Les infrastructures gazières européennes ont été, au cours des trois dernières années, au cœur de la crise énergétique qu'a connue l'Union dans le contexte de l'invasion de l'Ukraine. Face au tarissement des approvisionnements par gazoduc depuis la Russie, les flux au sein du marché européen se sont réorganisés dans un sens Ouest-Est, depuis les terminaux GNL français et espagnols. Dans le même temps, des efforts importants étaient réalisés pour connecter au système européen en urgence de nouveaux terminaux flottants (France, Allemagne), décongestionner certains points clés du réseau, ouvrir des interconnexions nouvelles et assurer une disponibilité maximale et un remplissage élevé des stockages géologiques. Ces efforts ont été menés à bien avec succès, témoignant de la résilience du système gazier européen et de sa capacité à préserver la sécurité d'approvisionnement en volume (le maintien de la sécurité d'approvisionnement en prix fut plus discutable à la fin de l'été 2022...).

Sur un plan économique, à moyen-long terme, les infrastructures gazières seront amenées à connaître des évolutions très importantes, qui là encore, peuvent réinterroger le modèle tarifaire reposant sur la couverture des coûts encourus dans la même période qui prévaut actuellement. En effet, les volumes de consommation de gaz seront vraisemblablement amenés à se réduire en volume absolu, notamment du fait de la décarbonation par électrification ou bascule sur des réseaux de chaleur de certains usages (résidentiel, tertiaire, industrie, etc.) Leur distribution spatiale est également amenée à évoluer, la consommation de gaz future devant *a priori* se concentrer sur un nombre réduit de points de livraison, pour des usages peu substituables et très efficaces de gaz renouvelables et bas carbone (usages industriels, chauffage collectif, etc.).

Les trois scénarios de production/consommation étudiés par le régulateur français (Commission de régulation de l'énergie, CRE) dans son étude sur les réseaux gaziers français aux horizons 2030 et 2050³⁵, rendue en avril 2024, s'appuient sur des scénarios existants documentés (Ademe, gestionnaires de réseaux) pour représenter chacun des évolutions différenciées mais qui s'inscrivent tous les trois dans l'objectif de neutralité carbone. Ces scénarios projettent un volume de consommation de gaz compris entre 165 et 320TWh en 2050, à comparer avec une consommation de 474TWh en 2021, soit une réduction comprise entre 30 et 65 %.

**a. L'emballlement tarifaire, ou l'autoentretien
du déclin de la consommation de gaz**

Dans le même temps, il n'est pas certain *a priori* que les coûts supportés par le tarif réseau puissent se réduire dans la même proportion : si le nombre de points de livraison devrait se réduire progressivement, rien ne garantit que cette trajectoire suive la même tendance que celle des volumes livrés, et rien ne garantit que la structure de coûts du réseau suive celle du nombre de points de livraison ou des volumes livrés. Celle-ci est en effet dépendante au premier ordre de la géométrie du réseau à entretenir et dans lequel assurer les investissements de renouvellement nécessaires.

Dans la mesure où les nouvelles productions de gaz renouvelable et non-fossile bas carbone (biométhane) seront en partie situées dans des territoires ruraux, et tendanciellement éloignés des nœuds du réseau de transport, et où des usagers isolés de gaz en réseau de distribution qui choisiraient de sortir du gaz tardivement dans la période continueront à devoir être alimentés sur presque tous les éléments de réseau, en l'absence d'une politique coordonnée de démantèlement des

³⁵ *Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone, CRE, Avril 2023.*

éléments de réseau les plus coûteux, il paraît probable que la structure de coûts du réseau décroisse nettement plus lentement que la base de consommation. La CRE a ainsi conclu que le réseau de transport de gaz actuel restera d'ici 2050 en très grande partie nécessaire même en cas de baisse prononcée de la consommation, pour compenser les écarts géographiques et temporels entre consommation et production, et pour continuer à assurer le transit entre les États membres voisins de la France.

À ceci s'ajoute le coût des investissements nouveaux devant être réalisés pour accueillir les productions de gaz renouvelable et non-fossile bas carbone : dans le cas français, la CRE les évalue selon les scénarios entre 6 et 9,7 milliards d'euros d'ici 2050 en fonction des scénarios, soit un effort d'investissement entre 200 et 300 millions d'euros par an qui reste raisonnable au regard des coûts d'investissements actuels (1,3 milliard d'euros par an).

Cette situation place les tarifs de réseaux de gaz naturel, dans la plupart des États membres, sur une trajectoire haussière à un rythme plus rapide que l'inflation. Ceci peut avoir pour effet, dans certaines géographies, de conduire les coûts d'approvisionnement du gaz naturel à croître plus rapidement que les coûts d'approvisionnement en électricité, et donc à conduire, pour le même usage (par exemple chaleur domestique), la solution électrique de référence à devenir plus compétitive que la solution gazière de référence. En l'absence d'autres rigidités et dans une hypothèse d'information parfaite et de rationalité des agents, les consommateurs devraient, lorsque cet écart de factures futures actualisé excède le coût d'investissement dans la bascule vers une solution électrique de référence (pompe à chaleur, dans le cas d'espèce), prendre la décision de passer à la solution électrique.

On voit ainsi que dans certaines circonstances peut exister un phénomène par lequel la baisse des consommations gazières s'auto-entretient, à travers son effet inflationniste sur le niveau des tarifs gaziers.

Ceci conduit à rendre difficilement contrôlable la trajectoire de consommation gazière comme la trajectoire du tarif, et peut conduire à des difficultés économiques pour certains opérateurs voire certains consommateurs.

Parallèle avec la transformation du réseau ferré français dans l'entre-deux guerres

Le phénomène auquel est confronté aujourd'hui le réseau de distribution gazier n'est pas entièrement sans précédent sur des infrastructures de réseaux. On peut à titre d'exemple citer le cas du réseau ferroviaire français. À son apogée avant la Première Guerre mondiale, celui-ci disposait d'un dense maillage national, sur près de 70 000 kilomètres de lignes, qui continua de se déployer jusqu'en 1928 sur le réseau d'intérêt local, ce dernier atteignant alors 20 291 kilomètres. Après le premier conflit mondial, la baisse significative du trafic de passagers, et le développement d'un fret routier de plus en plus compétitif, mirent en péril l'équilibre économique des opérateurs ferroviaires. Dès juin 1921, une nouvelle convention ferroviaire vint assurer une coordination centralisée du réseau par un Conseil Supérieur des Chemins de Fer, et la mise en œuvre d'un fonds commun de péréquation entre lignes excédentaires et déficitaires, assurant un équilibre par un terme tarifaire dédié. Cette tentative de péréquation ne parvint pas parfaitement à résoudre les difficultés additionnelles liées à l'effet de la crise économique de 1929, ressentis en France à partir de 1931. Ceci conduisit en 1933 à mettre en place un contrôle plus strict de la gestion des lignes et de leurs programmes d'investissement, parallèle à de premiers efforts de coordination réglementée via le décret-loi du 19 avril 1934, qui tenta de mettre en place une réglementation du fret routier afin d'en limiter la concurrence au fret ferroviaire.

À partir de 1937, un cadre stable finit par s'imposer pour accompagner cette transformation inéluctable du réseau, reposant sur la nationalisation des principales entreprises du secteur et leur consolidation au sein de la SNCF, qui engagea une première vague importante de fermeture des lignes déficitaires (9 546 kilomètres entre 1937 et 1939). Elle développa avec l'État un cadre d'analyse technico-économique de la pertinence du maintien des lignes permettant d'objectiver les décisions de maintien et de fermeture des dessertes ; parallèlement, les lignes d'intérêt local, le plus souvent hors du périmètre nationalisé, furent laissées à se résorber graduellement au gré des effets économiques (trajectoires de coûts et concurrence avec le transport routier), dans un mouvement de fermeture ligne à ligne de leurs opérateurs. Cette évolution graduelle et pilotée a permis de dédensifier progressivement le réseau ferré, mais également de permettre sa réorganisation infrastructurelle dans la deuxième moitié du XX^e siècle pour apporter de nouveaux services répondant aux nouveaux besoins de la société française (RER, TGV, etc.).

b. Gérer le risque d'emballement tarifaire du réseau gazier

À l'échelle d'acteurs gaziers de grande taille, les travaux de la CRE suggèrent que le risque d'emballement tarifaire est maîtrisé, bien que la baisse plus forte qu'attendue des consommations et sa persistance au-delà du choc de prix de 2022 conduise à des trajectoires plus accentuées que celles envisagées avant la crise ukrainienne. Cependant, ce risque peut être substantiel à l'échelle de gestionnaires de réseaux locaux et plus éclatés, comme cela est le cas hors de France.

Dès lors, la question de se doter des moyens de coordonner l'évolution du maillage du réseau se pose, de façon à en piloter la trajectoire de coûts, et notamment de coûts fixes, de manière coordonnée à celle des volumes de trafic. L'approche la plus strictement économique supposerait de déperéquer le tarif gazier, pour exprimer aux consommateurs raccordés aux éléments de réseau les plus coûteux à maintenir en alimentation la valeur pour la collectivité d'une sortie du gaz dans ces secteurs. Cette approche est à la fois très complexe à mettre en œuvre, puisqu'elle suppose de trouver une règle objective de détermination de cette valeur, socialement périlleuse et potentiellement porteuse de distorsions de concurrence, entre clients professionnels raccordés à des secteurs distincts, ou entre États membres selon la méthodologie retenue. Elle constituerait enfin une rupture profonde avec la logique française de cohésion territoriale et de solidarité nationale qui a fondé historiquement la construction tarifaire.

La seule autre voie consiste à se doter d'instruments pour piloter la trajectoire de coûts du réseau en ayant les moyens d'organiser des démantèlements graduels des éléments de réseau les plus coûteux, sans renoncer à la péréquation d'ensemble. Ceci conduit la CRE à recommander *« de mener dès à présent un exercice de coordination locale, en priorité dans les zones avec des projets de développement de réseaux de chaleur »*. À plus long terme et en fonction de la baisse effective de la consommation, elle considère qu'il *« semble plus pertinent dans une stricte logique d'optimisation du réseau à maintenir localement, de tendre vers une sortie de l'usage gaz à la maille locale, plutôt que d'interdire des usages spécifiques à la maille nationale »*.

Dit autrement, plutôt que d'assigner un abandon du chauffage domestique au gaz à une date donnée (ou plus généralement des dates de fin pour certains usages) dans la programmation énergie-climat, il est préférable de se doter, en lien avec les territoires et les populations concernés, d'une méthodologie d'identification périodique et d'un calendrier graduel de démantèlement de l'accès au gaz dans les territoires où

le bilan socio-économique est le plus défavorable à son maintien. Ce calendrier pourrait être inscrit dans la planification périodique du réseau, avec des outils d'accompagnement social et économique des effets de ces retraits d'élément du réseau, d'un cadre de gouvernance entre gestionnaire de réseau et autorité de régulation pour suivre cet exercice, et des instruments permettant de porter les effets de ces politiques dans le tarif.

En synthèse, là encore, l'enjeu porte sur une question de péréquation intertemporelle, entre usagers du réseau actuel et usagers futurs, face à une trajectoire de coûts en évolution découplée de la trajectoire d'usage au cours de la transition énergétique.

Cette évolution est cependant dans un sens inversé par rapport au réseau électrique, puisqu'il s'agit de traiter le cas d'espèce d'une réduction plus rapide des usages que des coûts, et non d'une croissance par anticipation des coûts, préalable à une hausse des usages. L'enjeu porte dans les deux cas sur le financement de cette péréquation intertemporelle, et le portage de la péréquation spatiale des coûts du réseau à travers l'évolution de sa géographie.

2.4. LES NOUVELLES INFRASTRUCTURES LINÉAIRES : DÉPLOIEMENT ET MAÎTRISE DES RISQUES PROJET

Pour l'hydrogène, un cadre spécifique vient d'être inscrit dans le Paquet Gaz. Les mêmes règles strictes de séparation entre production, transport et fourniture d'hydrogène sont prévues, avec les mêmes trois possibilités (OU, ITO, ISO), et une désignation par les États membres des Hydrogen Network Operators (HNO), équivalents des gestionnaires de réseaux électriques ou gaziers en monopole sur leur zone de desserte, avec une validation par l'autorité de régulation indépendante des plans de déploiement du réseau construits sur la base de projections d'offre et de demande.

**a. De la difficulté de financer la création
d'un réseau *ex nihilo***

Il n'existe pas avec l'hydrogène la même difficulté qu'avec l'électricité et le gaz, liée à des acteurs verticalement intégrés préexistants à la régulation. Le choix de régulation adopté au niveau européen fait également abstraction de la grande difficulté, pour un HNO commençant son activité à partir de zéro, d'identifier les meilleurs segments de tracé sur la base d'une consommation et d'une production qui n'existent pas encore. Ces dispositions d'indépendance et d'accès neutre des tiers à l'infrastructure s'appliqueront quasiment sans dérogation à partir de 2032. Pour la période antérieure – durant laquelle l'infrastructure européenne sera de toute façon à un stade très précoce de son développement – une légère flexibilité demeurera admise en laissant la possibilité d'un accès aux tiers sur des termes négociés de manière objective, transparente, et non discriminatoire.

À ces règles de découplage vertical s'ajoutent, cas spécifique pour l'hydrogène, des règles de découplage horizontal. Les textes du Paquet Gaz reconnaissent en effet que l'opération conjointe de réseaux gaz ou électricité d'une part, et hydrogène d'autre part, peut créer des synergies et doit être autorisée, mais imposent toutefois une séparation légale des entités assurant l'exploitation du réseau hydrogène vis-à-vis d'autres activités de réseau électrique ou gazier, et une séparation comptable, visant à pouvoir établir des tarifs distincts sans subventions croisées entre les différentes infrastructures.

Dans un tel cadre sans transfert entre réseaux matures et réseau hydrogène ni possibilité d'intégration avec les activités de production ou fourniture, la construction tarifaire pose un problème majeur lors du déploiement des usages de l'hydrogène. Notons d'ailleurs qu'à ce jour, il n'existe pas dans le secteur énergétique de cas comparable où une infrastructure desservant des usages nouveaux aurait été déployée de manière parfaitement dissociée dès le premier jour : aussi bien le réseau

électrique que gazier, partout dans le monde, mais aussi les réseaux d'hydrocarbures liquides, ont été toujours développés initialement dans une logique verticalement intégrée, souvent co-développée avec des projets d'usages énergétiques industriels en aval intégrés dans l'exercice d'ensemble de planification du système énergétique.

En effet, le modèle régulé retenu par le paquet gaz pour les infrastructures de transport d'hydrogène crée un problème de « mur tarifaire » sur les premières années. Les niveaux tarifaires résultant du mécanisme de fixation des tarifs régulés seront très élevés les premières années et ne permettent pas aux premiers utilisateurs de payer l'amortissement et la rémunération des investissements sur le réseau lors des premières années, même en ayant fait tous les efforts de minimisation des coûts de développement des infrastructures. Cet effet découle de fait du choix d'une séparation comptable entre hydrogène et gaz (l'hydrogène paie pour le réseau hydrogène), et du fait que des coûts d'investissement élevés générés par des investissements dimensionnés dans une logique « sans regret » sont couverts dans les premières années par des souscriptions encore très limitées au regard du dimensionnement optimal de l'infrastructure (basé sur des prévisions de charge à long terme cohérentes avec les perspectives à 2050 pour le système énergétique français et européen).

Ce problème est analogue au problème décrit plus haut pour le réseau électrique – mais se présente de manière plus aiguë, dans la mesure où le réseau hydrogène part d'un état initial où il n'a aucun utilisateur. Il est également analogue au problème potentiel décrit plus haut pour le réseau gazier sous certaines conditions : à mesure que les consommateurs de gaz naturel se décarbonent et s'électrifient (installations par exemple de pompes à chaleur pour le chauffage domestique), la base de consommation supportant le tarif réseau se réduit, tandis que les coûts fixes du réseau ne décroissent pas aussi vite. Ceci conduit à une augmentation de plus en plus forte du tarif réseau qui chasse de plus en plus les consommateurs de gaz naturel vers des usages électriques.

b. Solutions face au mur tarifaire de développement initial d'un réseau d'hydrogène

Deux principales approches sont prévues dans le paquet gaz pour résoudre le problème de mur tarifaire. La première approche repose sur un mécanisme de report intertemporel, qui peut passer par un compte d'amortissement, solution retenue dans le modèle de régulation allemand. La seconde passe par un financement direct par constitution d'encours de travaux par les États comme prévu dans le cas espagnol.

L'approche allemande approuvée par la Commission le 21 juin 2024 (SA.113565), qui découle des alinéa 28 q et 28 r de l'*Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) et met en œuvre ce régime de flexibilité intertemporelle, repose sur la constitution d'une entité légale portant un compte d'amortissement (*Amortisationskonto*), dont sont actionnaires les gestionnaires de réseaux de transport portant le développement du réseau principal hydrogène (*Kernnetz*), et le plafonnement du tarif réseau facturé aux usagers par les gestionnaires de réseaux sur les premières années de fonctionnement. Ce compte d'amortissement assure aux gestionnaires de réseaux, pour les premières années de fonctionnement du réseau hydrogène, un versement qui compense l'écart entre les recettes tarifaires au niveau plafonné, et les coûts régulés du réseau. En contrepartie, un incrément de tarif futur lui sera versé sur le moyen terme, une fois le réseau parvenu à maturité. Le compte d'amortissement est enfin financé par un prêt de la KfW, assorti d'une garantie partielle de l'écart en fin de période, si le réseau ne parvient jamais à maturité et donc ne parvient jamais à couvrir les investissements initialement engagés. Cette approche permet ainsi aux gestionnaires de réseaux de rendre « transparent » le risque de déploiement de l'infrastructure, qui produit des flux de trésorerie couvrant les coûts dès les premières années au niveau du tarif plafond. Elle permet d'enjamber le « mur tarifaire » des premières années par un plafonnement, et cela à un coût limité pour les pouvoirs publics³⁶. Par dérogation à cette approche de péréquation intertemporelle, les textes du Paquet Gaz envisagent également une

possibilité de report d'une part des coûts de développement du réseau hydrogène sur le tarif gazier, d'une manière encadrée.

c. Les risques liés au déploiement *ex nihilo* du réseau pour les porteurs de projet de production et de consommation

Une seconde difficulté, non identifiée dans le Paquet Gaz, concerne le risque de retard de construction. Pour pouvoir engager des décisions d'investissement, les usagers futurs du réseau hydrogène, tant producteurs que consommateurs, ont besoin d'une relative certitude quant au fait d'être raccordé dans les délais prévus et de pouvoir alors échanger l'hydrogène par le réseau avec leurs contreparties. En effet, les risques financiers en cas de non disponibilité du réseau lors de la mise en service de leurs installations de production ou de consommation sont considérables, à la fois du fait du risque de perdre ou devoir rembourser les aides d'État qui leur ont été accordées, et du fait des pénalités contractuelles qu'ils peuvent encourir avec leurs clients ou fournisseurs d'hydrogène. Dans le cadre actuel, si certains États membres ont pu trouver des solutions au mur tarifaire pour débloquer une décision d'investissement par les HNO (Allemagne, Espagne, *cf supra*), ces solutions ont toutes consisté à dérisquer le gestionnaire du réseau vis-à-vis du risque de montée en charge sur les premières années, mais ont ignoré la problématique posée aux usagers du réseau. Dans un cadre « *unbundlé* », les seules solutions à ce problème sont :

- soit de faire porter la responsabilité pour le dédommagement des clients lésés en cas de retard de mise en service sur le gestionnaire de réseau hydrogène, ce qui n'est en pratique souvent pas réalisable vu la petite taille des bilans de ceux-ci sur les premières années et suppose dans la plupart des cas une sécurisation par l'État des HNO

³⁶ Coût de la garantie publique estimé à 3 milliards d'euros par la Commission, pour un réseau de 9 700 kms d'un coût estimé de 19,7 milliards d'euros.

ou un report du coût de ces dédommagements dans le tarif réseau, avec éventuellement un report intertemporel ;

- soit d'apporter directement une garantie publique, par les autorités nationales (ou entités assimilées) ou le niveau européen aux usagers du réseau hydrogène sur les premières années, dans la mesure où ce risque est extrêmement difficile à appréhender par des assureurs privés. Cette garantie publique pourrait être incluse dans la garantie plus générale permettant de traiter l'enjeu de déploiement via un fonds de péréquation intertemporel.

d. La nature des opérateurs de réseau hydrogène constitue également une source d'incertitude

Enfin, dans le cadre européen, l'approche retenue pour la désignation des HNO va dans la plupart des États membres conduire à confier ce rôle à des filiales dédiées des exploitants antérieurs des réseaux gaziers, ce qui permet de tirer au maximum partie de l'expertise technique et des compétences propres de ceux-ci pour le développement et l'exploitation de ces réseaux.

Toutefois, dans de nombreux cas, la structure capitalistique de ces exploitants va demeurer contrainte, soit pour des raisons d'acceptabilité politique, soit du fait de contraintes légales sur la détention du capital des réseaux d'infrastructure énergétique (capitaux en majorité publics, etc.). Ceci est, dans les modèles OU ou ITO, de nature à rendre plus difficile pour ceux-ci d'accéder à des fonds propres à des conditions compétitives. Cela conduirait donc à renchérir le déploiement de l'infrastructure hydrogène, ou de mobiliser des ressources budgétaires publiques déjà très sollicitées par d'autres politiques publiques.

L'approche allemande du compte d'amortissement pour traiter le risque de déploiement présente cet avantage, dans le contexte allemand, de

déconsolider le passif associé dans une entité conjointe de l'ensemble des HNO. Cependant, cette approche ne se réplique pas trivialement État membre par État membre, notamment dans des contextes où les HNO seront un ou deux, ou dans des contextes où les autorités publiques n'auront pas les ressources pour traiter le problème par une subvention ou une avance remboursable non assimilée à un emprunt au plan comptable.

À nouveau, l'enjeu porte sur une question de **péréquation intertemporelle**, entre usagers actuels du réseau actuel et usagers futurs, face à une trajectoire de coûts en évolution découplée de la trajectoire d'usage au cours de la transition énergétique. À ce risque lié au déploiement du réseau se combine un second risque, propre à l'hydrogène en tant qu'infrastructure émergente à partir de zéro. Celui-ci est lié à l'incertitude, pour les usagers, de la temporalité du raccordement futur, et du portage par des HNO non encore identifiés et pour lesquels les codes réseaux et conventions de raccordement ne sont pas encore stabilisés des indemnités aux usagers lésés par des retards de raccordement.

2.5. RELEVER LES DÉFIS : FINANCEMENTS EUROPÉENS, CADRE TARIFAIRE ET DÉGROUPEMENT

De même que pour les installations de production, le déploiement des réseaux énergétiques en cohérence avec l'ambition climatique européenne devra pouvoir s'appuyer sur un cadre de financement homogène au niveau européen et mobilisant au mieux les acteurs qui ont déjà établi leur capacité à contribuer au déploiement des grandes infrastructures d'intérêt européen. À l'heure où certains États membres (Allemagne notamment) ont pris de l'avance en déployant avec leurs propres ressources de nouveaux réseaux à une échelle purement nationale, le déploiement d'outils de régulation tarifaire et de financement coordonné à l'échelle européenne paraît indispensable pour répondre de manière coordonnée au défi commun de financement de l'avenir des

réseaux existants et du déploiement des nouvelles infrastructures. Ces réponses se trouvent à la fois au plan de la structure des tarifs réseaux, du financement en fonds propres des gestionnaires de réseaux, du financement en dette, et d'instruments de garantie commune.

S'agissant des tarifs réseaux, l'enjeu de chacun des réseaux énergétiques est en réalité commun : celui de maintenir l'adéquation entre trajectoire réelle du trafic sur le réseau, et trajectoire de coûts supportés par les usagers du réseau à un instant donné, alors que les coûts supportés par le gestionnaire de réseau peuvent s'inscrire dans une trajectoire temporelle différente. À chaque fois, il s'agit, nous l'avons vu, d'un enjeu de péréquation intertemporelle, pour rétablir cette adéquation entre trafic et coûts, et assurer une transition lisse entre le régime actuel d'utilisation des réseaux, et celui qui prévaudra une fois la neutralité carbone atteinte dans vingt-cinq ans.

Proposition n° 12

Dans le *European Energy Security Act*, instaurer le principe d'un compte d'amortissement européen pour chacun des réseaux électriques, gazier et hydrogène afin d'apporter une solution au problème de péréquation intertemporelle découlant de l'évolution non concomitante des coûts supportés par les gestionnaires et de la demande volumétrique des vecteurs associés. La tenue de ce compte pourrait être assurée par la BEI, qui en assurerait le financement par un prêt, sécurisé par une garantie ultime de l'Union face à certains risques prédéterminés.

L'approche suggérée par le paquet Gaz pour l'hydrogène, et déployée pour le *Kernnetz* allemand offre un cadre déployable à l'échelle européenne, et qui peut être généralisé de manière élégante à l'ensemble

des réseaux d'infrastructure énergétique confrontés aux défis de la transition.

Le *European Energy Security Act* pourrait ainsi inclure le principe, pour chacun des trois vecteurs énergétiques (électricité, gaz, hydrogène) d'un compte d'amortissement européen, sous forme d'une entité légale à laquelle pourraient souscrire volontairement les gestionnaires de réseaux concernés, et dont la tenue pourrait être assurée, par exemple, par la Banque Européenne d'Investissement, par parallélisme avec le rôle joué par la KfW dans le cas allemand.

Les fournisseurs adhérents pourraient alors utiliser leur adhésion pour échanger d'une part des flux de trésorerie qu'ils s'engageraient à doter au compte d'amortissement sur une période donnée (période de cotisation), en échange d'une sécurisation de flux de trésorerie à leur bénéfice sur une autre période (période de sécurisation), le compte d'amortissement sécurisant sur cette seconde période l'écart entre les flux de trésorerie garantis et ceux obtenus par les tarifs régulés. Le niveau des flux versés par les gestionnaires adhérents au compte d'amortissement sur la période de cotisation, et le paramétrage des flux sur la période de sécurisation feraient l'objet d'une certification au moment de la souscription par l'ACER, sur avis motivé des autorités nationales de régulation, et, si besoin, de la Commission Européenne, confirmant que les trajectoires intégrées dans les modélisations sont cohérentes avec un PNIEC validé, et donc avec la trajectoire européenne de transition vers la neutralité carbone.

Le financement de chacun de ces comptes d'amortissement serait assuré par un prêt de la Banque Européenne d'Investissement, avec une garantie ultime de l'Union à celle-ci sur les risques adhérents dans une limite prédéterminée (par exemple 75 % de l'écart de financement en fin de période), permettant d'atténuer au maximum le coût de financement, sur le modèle allemand : cette garantie ultime de l'Union serait inscrite, de même que les garanties proposées

dans la section dédiée aux installations de production, par modification de l'art. 9 du règlement 2015/1017/CE.

Cette approche permet de foisonner les risques à l'échelle européenne, ce qui en réduit le niveau à une échelle d'ensemble. S'il est possible que certains États membres ou certains gestionnaires de réseaux manquent les trajectoires attendues, le risque porté à l'échelle d'un compte d'amortissement européen devient celui d'un échec collectif de la transition, étant entendu qu'au fil de la transition, il paraît raisonnable d'espérer que les États membres comme l'Union veillent, par leur action, à prévenir un tel échec collectif. Cela permet au dispositif d'offrir une certaine plasticité en ayant la capacité d'intégrer des gestionnaires de réseaux nationaux suivant des trajectoires légèrement différentes, notamment en termes de définition des périodes de cotisation et de sécurisation, et de profils de versement.

Dans le même temps, assurer la participation d'un large ensemble de gestionnaires de réseaux permet également de rendre déconsolidant le compte d'amortissement et donc d'éviter des effets bilanciaux sur les gestionnaires de réseaux, et le faire au niveau européen plutôt que par des régimes d'aides nationaux (qui peuvent exister par ailleurs, en complémentarité) permet de sécuriser l'absence de distorsion de concurrence ou d'effet sur le marché intérieur. Enfin, en permettant de sécuriser les flux de trésorerie des gestionnaires sur les périodes porteuses des enjeux les plus importants dans la transition, en échange de « surtarifs » dans des périodes moins risquées, cela leur permet en retour de se financer dans des conditions plus favorables, et *in fine* bénéficie aux consommateurs en assurant des tarifs plus modérés.

De manière très pratique, ce cadre permettrait ainsi, comme simple faculté dont les acteurs seraient libres d'user ou non :

- **à un gestionnaire de réseau électrique de souscrire au Compte d'Amortissement Européen pour les réseaux électriques, et**

sur avis préalable du régulateur national et accord de l'ACER d'obtenir, sur la décennie à venir (période de sécurisation) qui concentre les investissements les plus lourds dans le renforcement du réseau, notamment pour accompagner les raccordements des nouvelles productions décarbonées et la croissance de la consommation, **un flux de trésorerie garanti, sous forme d'un incrément de recettes au-dessus des recettes tarifaires sur la base du trafic réel** (tarif dont le niveau serait lissé en conséquence) **qui sécurise le financement de ces investissements. En échange, dans la période au-delà de la décennie 2025-2035, le gestionnaire de réseau contribuerait au compte d'amortissement par un incrément de tarif, assis sur les volumes d'électricité alors devenus plus importants sur le réseau** (ce qui donc le rendra absorbable par les usagers, pris individuellement).

- **À un gestionnaire de réseau gazier de souscrire au Compte d'Amortissement Européen pour les réseaux gaziers, afin d'obtenir, sur avis préalable du régulateur national et accord de l'ACER, la garantie de flux de trésorerie permettant en fin de période d'amortissement (post-2035, par exemple) de couvrir la fin d'amortissement de ses actifs existants, indépendamment des volumes de trafic sur le réseau gazier et donc des recettes tarifaires effectives sur cette fin de période.** En contrepartie, il cotiserait au Compte d'Amortissement sur le début de période via un incrément de tarif, assis sur les volumes relativement certains sur le début de période. **Cette approche pourrait être raffinée plus avant, par exemple afin de permettre de couvrir l'écart entre d'une part la trajectoire d'amortissement actuellement intégrée dans le tarif et le financement des éléments de réseau présentant un risque plus élevé sur leurs trajectoires de volumes d'usagers, et d'autre part une trajectoire d'amortissement accéléré de ces éléments de réseaux, incluant des investissements d'accompagnement dans la décarbonation des usagers raccordés.** Ceci ferait du Compte d'Amortissement un outil de financement des démarches de déraccordement dans les zones les plus

coûteuses du réseau et les plus en risque, sur le modèle envisagé par la CRE. Dans les deux cas, elle permettrait de dérisquer les gestionnaires de réseaux gaziers vis-à-vis du risque d'une trajectoire de décarbonation de l'Union qui verrait *in fine* le trafic sur le réseau gazier décroître plus vite qu'anticipé, tout en contenant le risque d'emballement tarifaire et d'actifs échoués en fin de période.

- À un gestionnaire de réseau hydrogène, où qu'il soit dans l'Union, de sécuriser le financement du réseau principal contribuant au backbone européen dans sa zone de desserte, par un mécanisme harmonisé à l'échelle de l'Union, évitant que celui-ci progresse plus vite dans certaines zones que dans d'autres, alors que l'intérêt principal du backbone réside précisément dans sa capacité à s'étirer sur l'ensemble du continent, des zones de consommation industrielle vers les zones présentant les conditions d'approvisionnement en électricité non-fossile bas carbone les plus compétitives, et dans sa capacité à mutualiser à grande échelle productions et soutirages d'hydrogène, facilitant la flexibilité des électrolyseurs et donc leur contribution au bon fonctionnement du système électrique³⁷.

Proposition n° 13

Prévoir, au sein du Fonds de sécurité énergétique européen dont nous proposons la création, un compartiment dédié au renforcement des fonds propres des gestionnaires de réseau, soit par une intervention directe dans leur capital, soit en fonds de fonds.

Nous avons proposé dans la section relative au financement de la transformation de l'outil de production décarboné de l'Union que, au-delà du cadre de reprise et de résilience, celle-ci bénéficie d'une ligne pérenne

³⁷ Bilan Prévisionnel 2023, RTE, 2023.

de garantie de l'Union, et d'une poche d'intervention en fonds propres de la BEI, un **Fonds de sécurité énergétique européen** qui serait dédié aux investissements clés dans sa transition, et notamment aux projets de production décarbonée recueillant une qualification en *Projet d'Intérêt Commun*, coordonnée avec la politique énergie-climat de l'Union. La mise en œuvre d'un tel outil financier constituerait une partie intégrante du *European Energy Security Act* décrit dans le présent chapitre.

Si l'investissement dans les réseaux, et en particulier dans des infrastructures habilitantes pour la transition, a été de longue date un axe important de l'action de la BEI, celle-ci s'est jusqu'à présent plutôt concentrée sur des projets spécifiques (interconnexions, etc.) davantage que sur des gestionnaires de réseaux en eux-mêmes, au niveau de la structure de tête.

S'agissant des réseaux énergétiques, le Fonds de sécurité énergétique européen pourrait être complété en prévoyant en son sein un compartiment dédié au renforcement des fonds propres des gestionnaires de réseaux, soit par intervention directe dans leur capital, soit en fonds de fonds. En théorie, ceux-ci devraient pouvoir attirer sur le marché des capitaux sans difficulté, pour peu que les rendements des bases d'actifs régulées prévus par les autorités de régulation dans les tarifs soient suffisamment attractifs. Nous avons vu qu'en pratique, des rigidités (légalles ou politiques) pouvaient exister, et que l'enjeu de sécurité et de souveraineté s'agissant de la détention du capital d'actifs stratégiques comme les réseaux d'infrastructures énergétiques justifiait l'existence de restrictions à l'entrée au capital des gestionnaires de réseaux. Dans ce cadre, permettre à un acteur public européen de jouer un rôle d'investisseur dans les gestionnaires de réseaux permettrait de disposer d'une option de plus, et d'atténuer le coût de ces contraintes pour les utilisateurs finaux. À terme, cela permettra également au niveau européen de se confronter plus directement à l'ensemble des contraintes propres à la gouvernance des gestionnaires de réseaux, d'y contribuer par des retours d'expérience croisée du point

de vue actionnarial, complémentaires de ceux déjà existants au plan opérationnel dans les REGRT, voire de développer une politique commune d'intégration ou de consolidation de gestionnaires de réseaux dans certains territoires de l'Union présentant des enjeux particuliers.

— Proposition n° 14

Le Mécanisme pour la sécurité énergétique européenne, double subventionnel du volet financier du *European Energy Security Act*, pourrait intégrer l'actuel Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe, en l'élargissant à l'ensemble des outils de production, transport, distribution et stockage d'énergie, de manière technologiquement et vectoriellement neutre. Le périmètre de ce nouveau mécanisme étant étendu, ses moyens alloués dans le cadre financier pluriannuel devraient l'être également.

Enfin, s'agissant de moyens subventionnels à l'échelle de l'Union, le Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe prévu par le règlement RTE-E prévoit déjà un cadre d'aide directe à des projets d'interconnexion ou de renforcement de réseau labellisés comme **Projets d'intérêt commun**. Nous avons proposé dans la section dédiée aux installations de production **la création d'un Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe, qui constituerait la partie subventionnelle du volet financier du *European Energy Security Act* décrit ici. Elle permettrait de disposer d'une ligne unique de financement pan-européen des outils de production et de transport, distribution et stockage, conçue de manière neutre technologiquement et neutre entre vecteurs énergétiques, rendant visible et quantifiable la contribution directe de l'Union au déploiement des infrastructures stratégiques pour sa sécurité énergétique.**

Sur ce cadre d'intérêt commun, pourraient alors venir en additionnalité les autres installations et projets du système énergétique de l'Union, et les contributions des financeurs publics comme privés. Celui-ci reprendrait ainsi le Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe qui existe déjà aujourd'hui pour les réseaux, en l'élargissant à l'ensemble des outils de production et de transport, distribution et stockage, de manière neutre technologiquement et neutre entre vecteurs énergétiques. Ceci impliquera donc de disposer de moyens largement amplifiés dans le cadre financier pluriannuel pour ce Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe, par rapport au Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe actuel.

3 Trouver les moyens des ambitions communes

3.1. RESSOURCES FINANCIÈRES ET PRINCIPES DE FINANCEMENT DE LA TRANSITION

L'ensemble des actions et des investissements publics inscrits dans cette note et la précédente ont un coût. Qu'il s'agisse de financer un régime d'appels d'offres européens assurant le bouclage des objectifs énergie-climat de l'Union en cas de déficience des États membres, de nantir un **Fonds européen de sécurité énergétique**, de disposer d'un fonds de garantie des Comptes d'Amortissement, de financer l'élargissement du Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe aux installations de production et de stockage dans un Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe, et plus généralement de le doter de moyens à la hauteur des besoins de financement de la transition.

Tout ceci nécessitera des moyens très significatifs, allant au-delà des capacités contributives des États membres comme du budget de l'Union dans son format actuel. Mettre en œuvre la transition en l'appuyant sur des processus concurrentiels est l'approche qui permettra d'atteindre la neutralité carbone au meilleur coût.

Ces considérations militent pour n'envisager de financement public que lorsqu'il est établi qu'une défaillance de marché peut être établie, et démontré qu'une intervention publique est nécessaire pour atteindre les objectifs poursuivis. Plus l'intervention est directe, et plus la charge de la preuve quant à l'existence de la défaillance de marché et la stricte nécessité de l'intervention publique doit être importante. C'est bien dans cet esprit que les mesures inscrites dans la présente note doivent être abordées.

Il convient prioritairement de simplifier les procédures administratives, ce qui est un effort sans regret. Puis, là où une intervention au titre des aides d'État se justifie³⁸, son fonctionnement doit être le plus standardisé, efficient, et compatible avec le marché possible. À ce titre, la neutralité technologique des financements publics doit être assurée. Ensuite, l'accès aux financements privés doit être facilité. En dernier recours, il convient de doter l'Union de moyens d'intervention publique européenne directe, sous forme de garanties (pour les réseaux), voire en fonds propres ou en subvention directe pour les projets dont la réalisation constitue un enjeu commun européen (régime de Projet d'Intérêt Commun). C'est bien dans une telle approche en cercles concentriques que doivent être lues les propositions de ce chapitre.

³⁸ *Notamment pour développer les moyens de production qui ne peuvent être réalisés par le seul jeu du marché au vu de leurs risques ou de l'écart entre leurs coûts et les prix exprimés par le marché.*

- a. De l'origine des fonds servant l'objectif de neutralité carbone pour l'énergie

Proposition n° 15

La transition de l'Union européenne vers un système énergétique bas carbone et non fossile n'a pas, par principe, à être entièrement ou principalement supporté par des prélèvements assis sur les consommations énergétiques. Outre les enjeux en termes de compétitivité pour l'Europe, choisir cette approche mènerait à un probable blocage du fait de l'unanimité requise pour légiférer à l'échelle européenne en matière de taxation.

Une telle approche vise à minimiser l'intervention publique aux points où elle est la plus cruciale pour libérer des contraintes clés de la transition. Elle requerra pourtant des volumes financiers très significatifs, allant au-delà des ressources actuellement consacrées (via la partie infrastructures vertes d'InvestEU, le Mécanisme pour l'Interconnexion de l'Europe, ou la plateforme du règlement Gouvernance). Disposer de telles ressources publiques européennes n'a pas, par principe, à être supporté par des prélèvements assis sur les consommations énergétiques. Il existe de nombreuses autres approches de conception de ressources de niveau européennes qui, sur le plan économique, pourraient être plus pertinentes ou moins distortives.

Ce débat dépasserait largement le cadre de la présente étude, mais signalons simplement que toute approche fiscale européenne commune pour gager ces différentes mesures impliquerait de s'inscrire dans une démarche d'unanimité en Conseil, qui paraît comme nous l'avons exposé dans la première note difficile à atteindre, pour ne pas dire irréaliste.

b. Structurer les prix des consommations énergétiques au service de la transition

Proposition n° 16

De manière générale, la structuration des prix des consommations énergétiques peut contribuer à la transition vers un système bas carbone non fossile, sans nécessairement augmenter les prélèvements moyens pour les consommateurs, à condition :

- de rendre les coûts complets des énergies les moins émettrices les plus stables possibles ;
- de ne pas sécuriser le coût complet des énergies les plus émettrices.

Si l'Union choisit politiquement d'asseoir la captation des ressources nécessaires à la transition sur les consommations énergétiques, celles-ci devraient provenir en priorité des énergies les plus émettrices, et ne pas affecter la compétitivité des énergies bas carbone.

S'il s'avérait nécessaire de gager les actions nouvelles sur des ressources européennes assises sur les consommations énergétiques, celles-ci devraient alors respecter certains principes de conception pour contribuer favorablement à la transition.

Faciliter la transition du point de vue des consommateurs implique d'assurer que le coût complet d'approvisionnement des énergies les moins émettrices, incluant le cas échéant les tarifs réseaux, et l'ensemble des briques fiscales ou contributives assises sur les consommations, soit aussi stable et prévisible que possible. Parallèlement, le coût complet des énergies les plus émettrices ne devrait quant à lui pas être sécurisé. Il serait donc potentiellement volatile.

Il faudrait ainsi que l'écart entre les deux soit suffisamment important et certain pour que son montant actualisé couvre les coûts d'investissement dans la bascule vers des énergies peu émettrices. Dit autrement : pour convaincre les consommateurs de passer d'un véhicule thermique à un véhicule électrique, avant de se poser la question des aides à l'acquisition, il est nécessaire de s'assurer que la facture d'électricité soit aussi stable et prévisible que possible, que le prix du carburant fossile ne bénéficie d'aucune mesure d'atténuation de sa volatilité, soit perçu comme étant sur une trajectoire de hausse durable, et que l'écart actualisé entre facture d'électricité et coût du carburant fossile couvre, sur la durée de vie du véhicule, l'écart de coût d'achat net entre véhicule électrique et véhicule thermique. Les aides à l'acquisition ont dans cette perspective vocation à correspondre au montant suffisant pour assurer que cet écart actualisé entre les deux coûts d'utilisation soit supérieur au coût net de bascule. Sur le plan économique, on peut défendre des montants d'aide différents pour différentes catégories sociales (déciles de revenus par exemple), afin de refléter les niveaux de risque – et donc les taux d'actualisation – différents de catégories plus ou moins précaires de la population.

Ainsi, pour doter l'Union de ressources qui facilitent la transition, si le choix politique est pris de les asseoir sur des consommations énergétiques, elles devront être par priorité assises sur les énergies les plus émettrices, et en aucun cas atteindre la compétitivité pour les consommateurs d'une transition vers des énergies non-fossile bas carbone. Elles ne devront pas non plus être construites d'une manière qui atténue les effets de la volatilité des cours sur les coûts totaux d'approvisionnement en énergie fossile des consommateurs.

Proposition n° 17

Proscrire, dans le *European Energy Security Act*, toute mesure instituée par les États membres et consistant en un versement aux consommateurs, aux metteurs en marché, ou à tout intermédiaire de la chaîne de valeur, assis sur les volumes mis en marché d'une énergie fossile, ou ayant des effets économiques équivalents.

Cette mesure vise à ne pas dilapider des ressources dans un sens directement opposé à la transition, telles que des mesures de soutien indiscriminées à la consommation des combustibles fossiles, même en temps de crise (telles que des réductions à la pompe). Si une intervention apparaît nécessaire, celle-ci doit être socialement ciblée et être conçue de manière à ne pas atténuer l'incitation à réduire la consommation de matières fossiles (relèvement de certaines aides sociales par exemple).

Selon ces principes, avant d'envisager une piste de conception d'une telle ressource commune, la priorité doit être de ne pas dilapider de ressources nationales dans un sens directement opposé à la transition.

La crise énergétique de 2022-2023 a durement mis à l'épreuve les ménages européens confrontés à une inflation importante, dirigée en bonne mesure par la composante énergétique de l'indice des prix à la consommation. Afin de répondre à une préoccupation très forte des citoyens quant à leur pouvoir d'achat, les États membres ont déployé différentes solutions d'aide. Parmi celles-ci, certains États membres, dont la France, ont déployé des aides directes à la consommation de produits fossiles, sous forme d'un rabais sur le prix unitaire mis à la consommation (réduction du prix du litre de carburant à la pompe), compensé par le budget national auprès des metteurs en marché. Au plan de la communication, ces aides ont largement été présentées comme résultant

d'un souhait de « garantir » aux ménages un prix des produits fossiles n'excédant pas certains seuils « psychologiques » (notamment le seuil de deux euros par litre de carburant³⁹).

Il s'agit donc très précisément de ce qu'il ne faut en aucun cas faire si l'on souhaite se donner une chance d'atteindre la neutralité carbone. En effet, ce type de mesures crée chez les consommateurs des anticipations à la baisse sur les prix des carburants, et des anticipations sur la mise en œuvre future de politiques publiques en atténuant la volatilité. Dès lors, elle rend durablement plus difficile la décision d'investissement dans un mode de consommation décarboné, préserve plus longtemps une dépendance aux énergies fossiles très préjudiciable à la sécurité énergétique de l'Union, et transfère directement de la dépense budgétaire sur un produit quasi-exclusivement importé. Les carburants liquides sont probablement le pire multiplicateur keynésien qui existe⁴⁰. Bien d'autres solutions auraient pu être envisagées, qu'il s'agisse d'aides forfaitaires, ciblées sur le carburant, sur les dépenses énergétiques, ou non-ciblées, ou de relèvements des aides sociales déjà existantes si le souhait était de cibler l'aide sur certaines catégories particulièrement vulnérables au choc inflationniste.

Avant de se concentrer sur ce qui pourrait être fait, on peut donc conclure sur ce qui ne devrait plus jamais être possible.

Il pourrait ainsi être envisagé, dans un *European Energy Security Act*, de proscrire de manière pérenne, dans le droit européen, toute mesure instituée par les États membres et consistant en un versement aux consommateurs, aux metteurs en marché, ou à tout intermédiaire de la chaîne de valeur, assis sur les volumes mis en marché

³⁹ Rappelons que moins de trois ans auparavant, de nombreux commentateurs exprimaient le dépassement d'un autre seuil « psychologique » à 1,5 euro par litre, comme un des facteurs déterminants de la crise des Gilets Jaunes, ce seuil étant jugé à l'époque insoutenable.

⁴⁰ On peut arguer que la mesure de réduction du prix à la pompe a été en partie équivalente à un versement direct du budget des États membres qui l'ont mise en œuvre, au budget des États producteurs de pétrole.

d'une énergie fossile, ou ayant des effets économiques équivalents.

Naturellement, certaines exemptions pourraient être ménagées pour des secteurs exposés à des fuites de carbone via la concurrence internationale (agriculture, pêche), mais de manière générale, c'est tout d'abord en s'abstenant à l'avenir de reproduire des dépenses aussi vaines que celles-ci qu'on pourra pour commencer se donner davantage de moyens d'action.

Proposition n° 18

Dans le cadre de la directive sur la taxation de l'énergie, instaurer une clause imposant aux États membres de hiérarchiser la fiscalité des différents vecteurs énergétiques en fonction de l'intensité carbone de ces derniers sur le cycle de vie.

Sans nécessairement chercher à augmenter la fiscalité de l'énergie de manière générale, celle-ci pourrait être structurée de manière plus efficiente au service de la décarbonation, en assurant dans la directive taxation une hiérarchisation suivant l'intensité carbone des différents vecteurs énergétiques.

Le cas de la France est à ce titre éloquent. L'accise sur le gaz – émetteur de gaz à effet de serre, fossile et importé – y est inférieure à l'accise sur l'électricité. Ce déséquilibre dessert l'électrification et favorise la consommation de gaz fossile alors même que l'électricité française est faiblement carbonée et que la France est le premier exportateur d'électricité en Europe. Le résultat est négatif sur le plan des objectifs climatiques, de la balance commerciale, et de la sécurité énergétique. Pourtant, les débats récents sur le projet de loi de finances pour 2025 montrent que ces arguments, pourtant élémentaires, peinent à trouver

de l'écho auprès des personnalités politiques en charge de l'élaboration du budget qui sont dans les faits peu sensibles aux enjeux des politiques sectorielles.

Un principe européen, applicable dans chaque État membre, de hiérarchisation de la fiscalité sur l'énergie à l'intensité carbone de ces énergies permettrait donc d'éviter ce genre de situation aberrante, tout en préservant la liberté fiscale des États membres en matière d'énergie. Ces derniers pourraient en effet choisir de plus ou moins taxer l'énergie, notamment selon la place qu'occupe l'industrie dans leur économie, mais ils devraient assurer une hiérarchisation des taxes cohérente avec leurs engagements climatiques.

c. Rôle potentiel du SEQE 2 dans
le financement de la transition

Proposition n° 19

Affecter une quote-part de l'extension du système d'échange de quotas d'émission aux transports et aux bâtiments (SEQE 2) au financement des outils proposés dans cette note (Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe, Fonds de sécurité énergétique européen et garantie de l'Union, appels d'offres paneuropéens de la plateforme, etc.). Cette extension pourrait éventuellement procéder d'un relèvement du prix plafond du SEQE 2, les secteurs concernés étant peu soumis au risque de fuite carbone.

Si des moyens nouveaux doivent être trouvés pour l'Union selon les principes de conception évoqués dans les propositions

précédentes, une piste pourrait alors être d'utiliser l'extension du Système d'Échange de Quotas d'Émissions (SEQE) aux secteurs bâtiment et transport (SEQE 2). Cette extension a été inscrite en 2023 dans la révision de la directive SEQE (2023/958/UE, 2023/959/UE) dans le cadre de *Fit for 55*, pour une mise en œuvre à partir de 2026. Elle conduit en pratique à assujettir la mise en marché de produits énergétiques pour ces secteurs à la présentation à la fin de chaque période de quotas d'émissions, dans un nombre correspondant aux émissions induites par l'utilisation des produits énergétiques vendus. Ces quotas sont alors mis aux enchères, selon un volume total représentant le volume maximal d'émissions souhaité sur ces secteurs pour la période considérée, et décroissant progressivement. On assure ainsi le respect de cibles d'émissions des secteurs du bâtiment et du transport, peu exposés à la concurrence internationale, et on exprime à travers le prix du quota le coût d'atteinte de cette cible. Afin de tenir compte des impacts sociaux de cette mesure, complémentairement à un dispositif d'accompagnement social des consommateurs européens (Fonds Social pour le Climat), le prix du quota SEQE 2 est plafonné à 45 euros par tonne émise (art. 30 *nonies* de la directive 2003/87/CE modifiée). Lorsqu'il dépasse durablement ce seuil, des quotas additionnels sont relâchés d'une réserve, réduisant l'effort de décarbonation pour maintenir le prix autour de ce niveau.

Aujourd'hui, les recettes de ce mécanisme sont essentiellement affectées à l'accompagnement social des consommateurs européens, ce qui paraît légitime s'agissant d'une mesure aussi politiquement sensible que l'introduction d'un prix du carbone y compris pour les ménages du continent.

Si une recette additionnelle devait être trouvée pour financer les investissements dans la sécurité énergétique de l'Union, une quote-part des recettes de quotas du Système d'Échange de Quotas d'Émissions pour les secteurs Bâtiment et Transport pourrait s'y voir dédiée. D'une part, le coût supporté par les consommateurs

envoi des signaux utiles, en renchérissant les énergies fossiles à due concurrence de leur pouvoir émissif, sans affecter la volatilité de leurs prix. D'autre part, les investissements ainsi consentis rendent plus stables et plus compétitifs les moyens d'approvisionnement bas carbone. Sur le long terme, les rentes générées par ces investissements demeureraient disponibles pour poursuivre l'action de l'Union et le déploiement d'infrastructures toujours mieux intégrées. L'approche la plus simple pour ce faire serait de relever le prix plafond de 45 euros inscrit à l'article 30 *nonies*, et de modifier l'article 30 *quinquies* de la même directive 2003/87/CE pour affecter aux finalités prévues ici (Mécanisme pour la sécurité énergétique de l'Europe, Fonds de sécurité énergétique européen et garantie de l'Union, appels d'offres paneuropéens de la plateforme, etc.) une quote-part correspondant à l'incrément de prix. Les émissions des secteurs bâtiment et transport représentant en 2021 de l'ordre de 1,1Mds de tonnes annuelles à l'échelle de l'Union, relever le prix plafond d'un euro par tonne affecterait de l'ordre d'un milliard d'euros à ces besoins sur les premières années, dans le cas où le prix des quotas serait limité par le plafond.

Par ailleurs, cette recette présente le double avantage de pouvoir être adoptée à la majorité qualifiée (et non à l'unanimité), n'étant pas de nature fiscale, d'être temporaire, puisque proportionnelle aux émissions de l'Union, et donc convergeant vers zéro quand la neutralité carbone sera atteinte, et enfin d'inciter les États membres à aller aussi vite que possible dans la transition, pour réduire leurs contributions à l'effort commun et maximiser les bénéfices qu'ils en retirent.

1 Cadre juridique européen en matière d'évaluation environnementale

L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DES PROJETS

La directive 2011/92/UE modifiée par 2014/52/UE, qui fait suite au cadre antérieur issu de 85/337/CEE, prévoit, pour une nomenclature de projets susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement, que ceux-ci soient soumis à une procédure de demande d'autorisation et à une évaluation en ce qui concerne leurs incidences sur l'environnement (article 2). La dépendance d'un projet à une procédure d'autorisation peut être soit automatique au vu de ses caractéristiques propres (pour les plus grandes installations), soit déterminée au cas par cas (pour les installations de taille inférieure excédant d'autres seuils, en tenant compte de leur nature spécifique et de leur localisation). La demande d'autorisation est instruite sur le fondement d'un rapport d'évaluation des incidences sur l'environnement, appelé communément étude d'impact (article 5), réalisé à la charge du maître d'ouvrage. La directive prévoit que la qualité de cette étude soit appréciée par une autorité compétente et indépendante du maître d'ouvrage, désignée à cet effet par les États membres. Enfin, ce cadre prévoit (article 6) que les autorités susceptibles d'être concernées par le projet, en raison de leurs responsabilités spécifiques en matière d'environnement ou de leurs compétences locales et régionales, aient la possibilité de donner leur avis sur les informations fournies par le maître d'ouvrage et sur la demande d'autorisation. Il prévoit également qu'à un stade précoce de la procédure d'autorisation, les informations principales relatives au projet soient communiquées au public, afin d'assurer sa participation effective aux procédures de décision. En pratique, ce cadre d'autorisation est celui qui sert de support à l'autorisation environnementale des installations de production ou de transport/distribution d'énergie.

La quasi-totalité des projets significatifs ayant trait au système énergétique sont soumis à ce cadre. C'est notamment le cas systématiquement des raffineries de pétrole brut, des centrales thermiques et autres installations de combustion dépassant 300 MW, des centrales nucléaires et installations de production de combustible, des installations de stockage, retraitement ou traitement/élimination de combustibles irradiés et de déchets radioactifs, des barrages au-delà de 10 hectomètres-cubes, des lignes aériennes de transport d'énergie électrique d'une tension de 220 kV ou plus et d'une longueur de plus de 15 kilomètres, des pipelines d'un diamètre supérieur à 800 millimètres et d'une longueur supérieure à 40 kilomètres pour le transport de gaz, de pétrole, de produits chimiques ou de dioxyde de carbone en vue d'un stockage géologique, et des sites de captage ou de stockage de dioxyde de carbone. Il est intéressant de noter que le cadre européen ne prévoit de soumettre à ces procédures les parcs éoliens (à terre ou en mer) qu'au cas par cas, et ne prévoit pas de soumettre dans le cas général ou au cas par cas les projets photovoltaïques ou de méthanisation.

Dans la plupart des États membres, dont la France, ce processus a conduit à mettre en œuvre une autorisation environnementale intégrée. Dans celle-ci, l'architecture générale du processus de délivrance de l'autorisation environnementale prévue dans cette directive sert dans le cas général à articuler la délivrance des autres procédures d'autorisation et diligences administratives préalables à la réalisation d'un projet donné. C'est le cas en France pour la majeure partie des projets susceptibles de conduire à des incidences sur l'environnement, au titre de l'autorisation environnementale prévue aux articles L. 181-1 et suivants du code de l'environnement. Pour autant, les conditions de déclenchement de ces procédures demeurent extrêmement variables et d'une grande hétérogénéité entre États membres : le cadre prévu par la directive 2011/92/UE modifiée permet tout à fait à un État membre qui le juge pertinent de soumettre des installations à une évaluation environnementale complète, incluant réalisation d'une étude d'impact, selon des seuils plus bas ou des catégories de projets définies par les

autorités nationales. Dans la plupart des cas, cette évaluation environnementale complète requiert une analyse approfondie des milieux sur 12 mois, l'appréciation de celle-ci par une autorité compétente, la participation du public – par exemple sous forme d'enquête publique, puis la délivrance d'une autorisation encadrant les conditions d'exploitation.

Dans le cas français, ces procédures ont été historiquement transposées lors de l'entrée en vigueur de la directive 85/337/CE, par adaptation successive du cadre antérieur des installations classées, issu de la loi de 1976. Il s'agit d'un exemple particulièrement frappant de surtransposition, au sens de soumission aux diligences d'évaluation environnementale de projets pour lesquels rien en droit européen ne l'impose : **la France est ainsi le seul État membre à soumettre à autorisation environnementale au cas par cas les projets photovoltaïques**, et un des rares à soumettre systématiquement les projets éoliens dès le premier mât. À l'inverse, en Espagne, les projets photovoltaïques ne sont pas soumis à une autorisation environnementale, et les projets éoliens ne le sont systématiquement qu'à partir de 50 mâts ou 30MW de puissance installée. Cela ne semble pas avoir conduit en 15 ans à une différence notable dans le niveau de protection de l'environnement entre ces deux États membres.

LA PROTECTION DES HABITATS D'ESPÈCES

Ce cadre procède de la directive 92/43/CEE, et prévoit (articles 12 à 15) l'institution par les États membres d'un système de protection stricte des espèces animales et végétales figurant à l'annexe IV (a) et (b), qui proscrie en règle générale la perturbation des habitats ou des espèces dans leurs aires de répartition naturelles. Par dérogation, les États membres peuvent autoriser la réalisation de projets ou d'activités qui les perturbent sous trois conditions cumulatives (article 16) :

- « *Qu'il n'existe pas une autre solution satisfaisante.* »;
- « *Que la dérogation ne nuise pas au maintien, dans un état de conservation favorable, des populations des espèces concernées dans leur aire de répartition naturelle.* »;
- pour un motif légitime, et notamment « *Dans l'intérêt de la santé et de la sécurité publiques, ou pour d'autres raisons impératives d'intérêt public majeur, y compris de nature sociale ou économique, et pour des motifs qui comporteraient des conséquences bénéfiques primordiales pour l'environnement.* »

Cette procédure est susceptible de concerner tout projet relatif au système énergétique, pour peu que son emplacement s'avère coïncider avec des habitats ou aires de présence d'espèces protégées : elle est *de facto* devenue quasi-systématique pour la plupart des projets d'une certaine ampleur, notamment pour les réseaux énergétiques ou les installations de production renouvelables. Ce cadre a été en outre complété par des textes propres à certaines espèces⁴¹, adoptés ultérieurement, mais reprenant la structure générale de la directive habitats, c'est-à-dire une interdiction générale d'atteinte aux espèces à laquelle il est possible de déroger pour certains motifs si l'absence d'alternative est établie.

La mise en œuvre de ce cadre a conduit à une relative variabilité dans le champ d'application, entre États membres tout d'abord : la France a ainsi fait le choix de définir ses propres listes d'espèces protégées pour l'application de cette procédure, selon un maillage qui lui est propre de listes nationales et de listes régionales, au-delà de la liste inscrite dans le cadre européen. La France a également fait le choix d'ajouter à ce régime de protection, qui ne touche en droit européen que la faune et la flore, les « sites d'intérêt géologique ». La plupart des États membres, dont la France, ont fait le choix d'en intégrer la délivrance, lorsqu'il y a lieu, dans le cadre procédural plus général de délivrance

⁴¹ Notamment la directive 2009/147/CE concernant la conservation des oiseaux sauvage.

de l'autorisation environnementale prise pour les fins de la directive 2011/92/UE relative à l'évaluation environnementale des projets, étant entendu qu'une procédure *ad hoc*, codifiée aux articles L. 411-1 et suivants du code de l'environnement, existe par ailleurs pour des projets, ouvrages, travaux ou activités qui ne relèveraient pas d'une autorisation environnementale pleine.

Cette variabilité se retrouve ensuite dans les modalités d'évaluation du respect des trois critères de délivrance ci-dessus, qui compte tenu de leur rédaction continue, malgré un intense développement jurisprudentiel, de présenter une latitude d'interprétation par les juridictions qui est difficile à anticiper par les pétitionnaires. L'appréciation de l'existence d'une *raison impérative d'intérêt public majeur* a en particulier conduit à une insécurité juridique significative pour les pétitionnaires, ce qui a conduit certains États membres, dont la France, à inscrire dans leur droit national une reconnaissance par défaut d'une telle raison pour certains projets répondant à des caractéristiques spécifiques – introduisant pour les porteurs de projet une sécurité utile, mais un nouveau jeu de critères et de seuils dans un système administratif qui en comportait déjà au titre de l'autorisation environnementale notamment⁴². En effet, le maintien de seuils et critères propres demeurait nécessaire pour sécuriser juridiquement le décret portant cette reconnaissance par défaut vis-à-vis de sa compatibilité à la directive, pour n'octroyer cette reconnaissance *a priori* qu'à des installations d'ampleur suffisante et contribuant à la réalisation d'objectifs de politique publique tels que les objectifs du PNIEC. Aller plus loin dans cette simplification doit ainsi être réalisé par le niveau européen.

⁴² Décret n° 2023-1366 du 28 décembre 2023 pris pour l'application, sur le territoire métropolitain continental, de l'article L. 211-2-1 du Code de l'énergie et de l'article 12 de la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023.

LA PRÉVENTION DES RISQUES

S'agissant des risques accidentels, ce cadre procède de la directive 2012/18/CE (dite Seveso 3) pour le cas général. Il prévoit la définition par les exploitants des installations manipulant des substances dangereuses au-delà de seuils définis dans la directive, d'une politique de prévention des accidents majeurs, détaillant les objectifs globaux et les principes d'action de l'exploitant, le rôle et la responsabilité de la direction, ainsi que l'engagement d'améliorer en permanence la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs et d'assurer un niveau de protection élevé. Sur le fondement de cette politique, les exploitants sont tenus d'élaborer un rapport de sécurité qui démontre que les dangers présentés par l'installation ont été identifiés, que des mesures pour les prévenir et limiter leurs conséquences, que la conception, l'exploitation et la maintenance de l'installation permettent d'en maîtriser les risques, et de présenter les plans d'urgence internes. Ce document, mis à jour tous les cinq ans, est porté à la connaissance des autorités compétentes de l'État membre. La directive prévoit enfin que le public soit informé des principaux éléments relatifs à la sécurité de ces installations, puisse participer aux décisions concernant la création de nouvelles installations ou à leurs modifications substantielles, et des dispositions spécifiques sur la maîtrise de l'urbanisation autour de ces sites. Il convient d'observer que le cadre issu de Seveso 3 n'assujettit pas formellement l'exploitation des installations relevant de son champ à un régime d'autorisation, mais prévoit la faculté d'interdire l'exploitation ou la mise en exploitation d'un établissement, d'une installation ou d'une zone de stockage, ou d'une quelconque partie de ceux-ci, si les mesures prises par l'exploitant pour la prévention et l'atténuation des conséquences des accidents majeurs sont nettement insuffisantes, ou si les notifications préalables, rapports de sécurité ou autres informations requises ne sont pas transmises en temps requis. Dans le contexte du système énergétique, ce cadre est particulièrement susceptible de concerner les principales installations thermiques et les sites de production, de

raffinage ou de stockage de combustibles fossiles comme renouvelables ou décarbonés.

Dans le cas des installations nucléaires⁴³, c'est un cadre spécifique qui s'applique, fixé dans la directive 2009/71/Euratom modifiée par 2014/87/Euratom. Ce cadre donne une latitude importante aux États membres et à leurs autorités indépendantes de sûreté pour établir leurs exigences propres en matière de sûreté des installations nucléaires, conformément au principe fondamental de responsabilité nationale des États membres sur la base duquel ont été développées les règles en matière de sûreté nucléaire au niveau international, telle qu'entérinée par la convention sur la sûreté nucléaire. Pour autant, il fixe des règles d'organisation communes : exploitation conditionnée à la délivrance d'une autorisation comportant une démonstration de sûreté, un processus de vérification périodique du bon niveau de sûreté de l'installation et de systèmes de gestion correspondant, et impliquant la préparation de plans d'urgence sur site ; mise à disposition des informations nécessaires en relation avec la sûreté nucléaire des installations nucléaires et la réglementation afférente pour le public et les travailleurs, réexamens périodiques de sûreté, réalisation d'inspections. La fixation du cadre de sûreté, la délivrance des autorisations et la réalisation des inspections et contrôles au cours du cycle d'exploitation sont enfin confiées à une autorité de sûreté dont les États membres sont tenus d'assurer l'indépendance effective.

La mise en œuvre de ces deux cadres, qui présentent des parallèles dans leurs objectifs et leurs approches structurelles, s'opère toutefois selon des principes distincts. Si les cadres de sûreté nucléaire européens présentent un niveau important d'harmonisation, issu d'années de

⁴³ Définies comme une centrale électronucléaire, une usine d'enrichissement, une usine de fabrication de combustible nucléaire, une installation de traitement, un réacteur de recherche, une installation d'entreposage de combustible usé, ou des installations d'entreposage de déchets radioactifs qui sont sur le même site et qui sont directement liées aux installations nucléaires énumérées précédemment.

coopération entre autorités indépendantes de sûreté, qui ont conduit à procéder selon une approche déterministe, au sens où les dispositions de conception retenues par l'exploitant sont justifiées notamment par l'étude d'un nombre limité d'accidents de dimensionnement et par l'application de règles et critères qui incluent des marges et des conservatismes ; complétée par la réalisation d'études probabilistes de sûreté, le cadre sevesiste présente quant à lui une plus grande variété de mise en œuvre, à la fois dans le niveau de détail des analyses à réaliser par les exploitants, et dans l'équilibre trouvé entre lecture déterministe et lecture probabiliste. Certains États membres se reposent principalement sur des approches déterministes (mise en œuvre d'équipements et distances d'isolement) simples à construire pour les exploitants mais pouvant conduire à des mesures plus coûteuses. D'autres, dont la France, s'appuient sur des études probabilistes plus complexes à réaliser et à expertiser, mais offrant une analyse « sur mesure » des risques et des moyens de sécurité.

S'agissant de la prévention des risques chroniques, le cadre européen découle de la directive relative aux émissions industrielles (directive IED, 2010/75/UE), qui réunit en un texte unique les sept textes antérieurs relatifs aux émissions industrielles et la directive IPPC qui la précédait. Les principes directeurs du cadre IED sont :

- le recours aux meilleures techniques disponibles (MTD) dans l'exploitation des activités concernées. Les MTD doivent être le fondement de la définition des valeurs limites d'émission (VLE) et des autres conditions de l'autorisation ;
- le réexamen périodique des conditions d'autorisation ;
- la remise du site dans un état au moins équivalent à celui décrit dans un « rapport de base » qui décrit l'état du sol et des eaux souterraines avant la mise en service.

Le cadre issu d'IED prévoit la mise en place d'une procédure d'autorisation, *a minima* pour les installations de combustion ou d'incinération

(art. 4). Il encadre le contenu minimal du dossier de demande d'autorisation (art. 12) ainsi que les conditions, le cas échéant, de l'autorisation (art. 14 sqq). Il prévoit en outre une coordination du cadre d'octroi des autorisations au titre d'IED avec celui plus général de l'évaluation environnementale (*cf supra*) (art. 5(3)), et des modalités propres pour la participation du public dans la procédure d'autorisation (art. 24). Les installations autorisées sont soumises à un plan de contrôle périodique (art. 23).

Certains États membres, dont la France, disposent en outre d'un cadre générique de prévention des risques et des nuisances liées à l'exploitation d'installations à enjeux environnementaux ou accidentels. Le régime français applicable, dans le cas général, est celui des installations classées (L. 511-1 C. Env.), dont le régime d'autorisation est aujourd'hui intégré dans le processus d'autorisation environnementale issu de la directive 2011/92/UE. Celui-ci conduit à soumettre à une procédure d'autorisation des projets bien en deçà des seuils de soumission à évaluation environnementale inscrits dans la directive ou issus du cadre Seveso, mais permet aux pétitionnaires d'inscrire ces démarches dans une procédure unique d'autorisation environnementale englobant l'ensemble des enjeux, aussi bien sur le plan des impacts environnementaux que de la maîtrise des risques, des impacts sur les habitats d'espèces, et, nous le verrons, sur les masses d'eaux.

Dans le cadre de cette procédure unique, c'est un dépôt de dossier unique dans un seul guichet administratif qui conduit à échanger avec un unique responsable au sein de l'administration, à réaliser une unique procédure de participation du public, et à délivrer *in fine* un unique acte administratif d'autorisation. Dans le cas des installations nucléaires de base, compte-tenu des spécificités du cadre propre à l'octroi du décret d'autorisation de création d'une installation nucléaire de base – qui d'une part est de niveau décret et d'autre part relève d'une instruction par l'ASN – ce processus de rationalisation, qui a été abouti par la loi n.2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées

à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes, a conduit à unifier l'ensemble des procédures dans deux procédures distinctes : une procédure d'autorisation environnementale d'une part, et le décret d'autorisation de création d'autre part. Il convient toutefois ici de signaler que s'agissant des canalisations de transport de matières dangereuses (et notamment de produits énergétiques), il n'existe pas dans le cas général de cadre européen harmonisé pour leur autorisation du point de vue des risques ou pour la réglementation et le contrôle de leurs conditions d'exploitation du point de vue des risques accidentels ou chroniques. Certains États membres, dont la France, ont fait le choix de se doter d'un cadre national propre, parallèle à l'autorisation environnementale de ces installations et équipements (L.555-1 C. Env.).

LA PROTECTION DE LA RESSOURCE EN EAU ET DES MILIEUX AQUATIQUES

La directive cadre sur l'eau (2000/60/CE) ne prévoit pas en soi de régime d'autorisation mais permet aux États membres, au titre des programmes de mesures qu'ils doivent instituer sur chacun de leurs bassins hydrographiques pour atteindre le bon état des masses d'eau, de soumettre à des régimes d'autorisation préalable certaines opérations impactant la qualité des masses d'eau, notamment les rejets au milieu. Certains États membres, dont la France, ont mis en œuvre un tel régime d'autorisation administrative préalable à la réalisation d'installations, ouvrages, travaux et aménagements impactant les masses d'eaux. Le régime correspondant en France (régime IOTA, art. L. 214-1 C. Env.) encadre toute *installation, ouvrage, travaux ou activités réalisés à des fins non domestiques par toute personne physique ou morale, publique ou privée, et entraînant des prélèvements sur les eaux superficielles ou souterraines, restitués ou non, une modification du niveau ou du mode d'écoulement des eaux, la destruction de frayères, de zones de croissance ou d'alimentation de la faune piscicole ou des déversements, écoulements, rejets ou dépôts*

directs ou indirects, chroniques ou épisodiques, même non polluants, ce qui va ainsi bien au-delà du champ pur de la directive cadre.

En pratique, la quasi-totalité des projets relatifs au système énergétique y sont assujettis, au moins au titre des excavations ou des travaux de terrassement et d'éventuel relevage à réaliser pendant les chantiers. Dans le cas français, ce régime est intégré dans la procédure d'autorisation environnementale qui découle de la directive 2011/92/UE.

LA PROTECTION DES ESPACES NATURELS ET FORESTIERS

Le droit européen ne prévoit pas en soi de régime d'autorisation de défrichement, qui renvoie en pratique au cadre d'évaluation environnemental général – auquel sont soumises les opérations de défrichement ou de déforestation dépassant une certaine taille. Certains États membres disposent toutefois de cadres nationaux propres pour la protection de leurs espaces forestiers, sur une base juridique autonome, distincte d'objectifs purement environnementaux au sens de ceux poursuivis par la directive 2011/92/UE. C'est ainsi le cas de la France, qui soumet à autorisation préalable toute opération volontaire ayant pour effet de détruire l'état boisé d'un terrain et de mettre fin à sa destination forestière (art. L. 341-1 C. For.).

À ce régime s'ajoute, depuis la loi n. 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, un second régime inscrit aux articles L. 111-29 et suivants du code de l'urbanisme, visant la protection du foncier agricole, *de facto* assimilable à un régime d'autorisation préalable, propre aux installations photovoltaïques au sol – c'est-à-dire celles les plus compétitives et les plus susceptibles d'être construites à l'échelle nécessaire pour répondre aux besoins exprimés dans les trajectoires du PNIEC. Ce régime conditionne leur mise en œuvre à un avis favorable conforme de la commission départementale

de la préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers, sauf à ce que le projet soit situé dans une zone prédéterminée et respecte des conditions techniques fixées dans un document-cadre départemental, construit par les chambres départementales d'agriculture.

En pratique, ces dispositions nationales s'appliquent à un large champ de projets de production énergétique, en premier lieu photovoltaïques (via le régime dédié pour l'implantation sur terrain agricole) mais également tout autre projet requérant une forme de défrichement.

2 Simplifications introduites par le règlement d'urgence

Le champ des simplifications introduites dans le règlement d'urgence 2022/2577 du 22 décembre 2022 est de plusieurs natures.

Tout d'abord, il introduit pour la première fois **une définition homogène et englobante de la procédure d'octroi de permis**, entendue comme recouvrant tous les permis administratifs pertinents délivrés pour la construction, le rééquipement et l'exploitation des installations concernées, et intégrant toutes les étapes administratives depuis l'accusé de réception de la demande complète de permis par l'autorité compétente jusqu'à la notification de la décision finale sur l'issue de la procédure par l'autorité compétente. Il accorde, aux fins des directives habitat, oiseaux, et directive-cadre sur l'eau une **reconnaissance d'intérêt public supérieur et d'intérêt [relatif à] la santé et de la sécurité publiques aux projets visés** (art. 3). Ceci a une importance particulière en sécurisant juridiquement la validité de ce critère juridique pour l'octroi des dérogations prévues par ces directives, et tout particulièrement la dérogation espèces protégées : le pétitionnaire doit toujours

montrer l'absence d'alternative et d'atteinte au maintien des espèces dans leur statut de conservation sur leurs aires naturelles, mais dispose au moins par défaut de cette reconnaissance, qui ne peut dès lors être mise en cause devant les juridictions. Le cadre prévoit toutefois que les États membres puissent restreindre le bénéfice de cette reconnaissance *a priori* selon des caractéristiques techniques : nous avons vu que c'est ce que la France a mis en œuvre.

En second lieu, le texte impose aux États membres des **durées maximales pour les procédures d'octroi de permis, incluant une dérogation à la directive 2011/92/UE qui permet d'exempter certains projets d'évaluation environnementale, et un régime de silence valant accord sous un mois pour les permis des plus petites installations lorsque la capacité de raccordement au réseau le permet**. Ces dispositions s'appliquent en particulier à l'installation d'équipements d'énergie solaire et d'installations de stockage d'énergie colocalisées, y compris les installations solaires intégrées dans des bâtiments et les équipements d'énergie solaire en toiture (art. 4), ainsi qu'à l'installation de pompes à chaleur (hors exemption d'évaluation environnementale, art. 7). Ces dispositions n'ont pas été transposées pleinement en France, où aujourd'hui rien ne garantit le respect d'une durée maximale de trois mois ni ne prévoit qu'un régime de silence vaille accord tel que prévu dans ce texte.

En troisième lieu, le texte prévoit de manière générale que le **rééquipement (*repowering*) de centrales de production renouvelables existantes** voie ses autorisations accordées en moins de trois mois s'il n'exécède pas 15% de la puissance initiale. Le solaire photovoltaïque peut également se trouver dispensé au cas par cas d'évaluation environnementale s'il ne requiert pas de nouvelle consommation d'espace. Le cas échéant, l'évaluation environnementale ne porte alors que sur les incidences sur l'environnement de l'incrément de puissance installée, et non de l'ensemble du projet, comme le voudrait le cadre général de la directive 2011/92/UE.

Enfin et en quatrième lieu, le texte prévoit une exemption générale de l'évaluation des impacts environnementaux aux fins de la directive évaluation environnementale (2011/92/UE) ou des évaluations de la protection des espèces au titre de la directive habitats (92/43/CEE) et de la directive oiseaux (2009/147/CE), pour les projets situés dans des zones d'énergie renouvelables désignées par les États membres, et que ces zones ont fait l'objet d'une évaluation environnementale elles-mêmes au titre des plans programmes. Cette dernière disposition est d'une portée très importante : elle permet aux États membres d'identifier des zones d'accélération sur lesquelles sont réalisées les diligences environnementales par avance, dans une logique de permis enveloppe : une fois ces zones étudiées, les porteurs de projets peuvent y déployer très rapidement des installations, étant dispensés de la réalisation d'études d'impact, qui requièrent en général au moins un an, et bénéficient d'un risque juridique largement atténué, puisque des motifs contentieux classiques, tels que l'insuffisance de l'étude d'impact, ou des motivations de l'avis de l'autorité environnementale cesseraient de s'y appliquer. Dans l'absolu, la dispense d'évaluation environnementale implique également une dispense de participation du public, ce qui permettrait en pratique de rendre le processus d'autorisation dans ces zones purement déclaratif – même si naturellement en pratique des considérations d'acceptabilité locale rendent en général utile et nécessaire la réalisation de telles consultations.

La France a déployé dans la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables un cadre particulièrement sophistiqué d'identification de zones d'accélération des énergies renouvelables, introduites à l'article L. 141-5-3 du Code de l'énergie⁴⁴. Le processus d'élaboration de ces zones, qui découle d'une volonté expresse du Parlement de s'appuyer sur l'organisation décentralisée des institutions françaises, procède de manière ascendante, en

⁴⁴ *Les principales mesures de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables*, C. Le Bihan-Graf, P. Jérémie, EEI n° 5, mai 2023.

laissant l'initiative de les proposer aux communes, et en prévoyant un processus d'intégration dans les documents de planification d'aménagement du territoire de niveau supérieur : SCoT, PLU(i) au niveau des établissements publics de coopération intercommunale compétents, puis articulation avec le niveau régional (SRADDET, et examen de l'agrégat des zones par le comité régional de l'énergie). Un choix exprès a dans cet exercice été fait de ne pas lier la définition de ces zones à l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables inscrits dans le PNIEC. D'une part car rien ne permet *a priori* à une autorité publique de juger de la *juste* contribution d'un territoire donné à ces objectifs, qui est l'objet des signaux de marché et de la libre détermination par les développeurs, sur la base des caractéristiques physiques, des coûts de développement, et de la pertinence d'un territoire donné. D'autre part car s'il était légalement prévu que l'agrégat des zones soit suffisant à l'atteinte des objectifs PPE, cela rendrait le reste du territoire *de facto* proscrit aux projets renouvelables, puisqu'il ne serait alors plus possible d'y montrer l'absence d'alternative et le caractère nécessaire des projets pour l'atteinte d'objectifs d'intérêt public majeur, et donc d'octroyer à ceux-ci de dérogation espèce protégée.

L'expérience des prochaines années montrera si ce choix organisationnel laissant la main à l'initiative des collectivités locales aura porté ses fruits au-delà d'un relatif enthousiasme initial du Parlement et des associations de collectivités locales, en termes de volumes de zones identifiées et de gisements renouvelables placés sous ce régime. Toujours est-il que le dispositif de droit français ne va pas du tout jusqu'au bout des facilitations prévues dans le règlement d'urgence 2022/2577. En particulier, la dispense d'évaluation environnementale et d'étude faune-flore pour les projets implantés dans ces zones n'a pas été instituée en droit français, bien que celle-ci soit le cœur des simplifications que permet ce dispositif novateur, et que sa mise en œuvre en droit français ne requière en théorie que des actes de niveau réglementaire. Aujourd'hui, la définition de ces zones a pour principal impact d'y orienter le déploiement effectif des projets, dans la mesure où il est prévu d'octroyer une

bonification dans les critères de sélection des appels d'offres de soutien public aux projets qui s'y situent, et d'accorder certaines simplifications procédurales marginales, notamment sur la participation du public.

3 Comment fonctionne le régime de soutien à des installations de productions énergétiques au sein de l'Union ?

En matière de soutien à des installations de production énergétique au sein de l'Union, on distingue généralement deux types d'aide :

1. **les aides à l'investissement** : ces aides sont octroyées lors de la décision finale d'investissement dans une activité ou un projet donné. Elles peuvent prendre la forme d'une exonération ou réduction d'impôts, ou encore de subvention directes accordées lors de la décision d'investissement et assorties de conditions liées à la mise en service ;
2. **les aides au fonctionnement** : ces aides sont déterminées par la réalisation d'une activité donnée et ses principaux paramètres économiques. Elles se subdivisent en aides au fonctionnement directes et indirectes.

Les régimes d'aide indirects reposent souvent sur des mécanismes d'obligation de certificats imposés à certains acteurs de marché (consommateurs ou fournisseurs). Ces acteurs sont tenus d'acquérir des certificats, qui sont octroyés aux exploitants de l'activité ciblée pour soutien, en proportion de leur production dans ce domaine (comme dans les régimes de certificats verts)⁴⁵.

⁴⁵ On peut citer comme mécanismes de ce type, par exemple, le mécanisme de certificats de production de biométhane français.

Les mécanismes les plus classiques d'aides directes ont tout d'abord été historiquement des régimes de *tarifs d'achat*. Dans ce cadre les producteurs aidés bénéficient d'un contrat avec un acheteur obligé, qui est tenu de leur acheter leur production à un prix fixé administrativement. L'acheteur est alors compensé par les pouvoirs publics pour les charges encourues du fait de cette obligation d'achat.

Ce mécanisme a été largement utilisé pour soutenir la production d'électricité renouvelable, mais il est aujourd'hui principalement réservé aux petites installations, en raison de sa simplicité pour les porteurs de projet.

L'avantage de cette approche réside dans le maintien d'un risque lié au volume de production, incitant les projets à s'installer dans les zones offrant le meilleur potentiel, tout en offrant une grande visibilité sur les flux de trésorerie de l'installation, ce qui facilite les décisions d'investissement et la bancabilité des projets. **Cependant, elle présente plusieurs inconvénients : elle n'expose pas les porteurs de projet aux signaux de prix du marché Spot de l'électricité, ce qui peut les conduire à produire à des moments où leur production a une valeur négative pour la collectivité. De plus, le tarif étant fixé administrativement en fonction d'un taux de rendement cible pour une installation jugée « typique », il peut entraîner une surrémunération des projets les plus performants par rapport aux installations modélisées par les pouvoirs publics.**

Graduellement, cette approche a été complétée par des approches de *complément de rémunération*, par lesquelles le porteur de projet est titulaire d'un contrat d'écart compensatoire (CfD, *Contract for Difference*) avec une tierce partie publique. Le prix d'exercice (*strike price*) est déterminé lors d'enchères concurrentielles, qui sélectionnent les installations capables de produire un volume donné d'énergie renouvelable au coût le plus bas. Le porteur de projet vend ensuite toute sa production sur le marché au prix du marché, et la contrepartie publique compense la

différence entre le prix d'exercice et le prix de vente réalisé, par un versement financier proportionnel aux volumes vendus. Le prix de vente réalisé est déterminé sur la base d'un panier normatif de produits de marché défini *ex ante*.

Cette approche est aujourd'hui déployée pour la quasi-totalité des grands projets renouvelables électriques (éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque, petite hydroélectricité, etc.). Elle permet de faire porter au porteur de projet un risque sur le volume, incitant à se positionner sur les meilleurs sites en termes de productible, tout en le sensibilisant aux prix de marché. Cela permet de l'inciter à trouver les meilleurs sites également en termes de profil de production (ceux qui permettent de battre le « prix réalisé par la vente de l'électricité sur le marché »), et assure ainsi la pleine participation au marché de l'ensemble des volumes d'électricité produits.

Au-delà de cette description simple, il importe de signaler que ces mécanismes comportent une très grande variété qui découle des choix propres de politique publique des États membres. Cette diversité se manifeste tant dans les conditions de sélection dans l'appel d'offres, qui peuvent inclure des critères d'éligibilité ou de notation propres (critères de notation hors-prix visant à tenir compte d'enjeux environnementaux, d'acceptabilité locale, de politique industrielle, etc.), que concernant le format exact du complément de rémunération, qui peut être symétrique (l'installation renouvelable rend la valeur créée au-dessus du *strike price* lorsque les prix de marché sont plus hauts) ou asymétrique (elle la garde, mais va en théorie offrir en moyenne son électricité pour un *strike price* inférieur dans l'appel d'offres), comporter diverses clauses de plafonnement ou d'écrêtement des montants versés, etc. Cette variation importante s'observe à la fois entre États-membres, et entre mécanismes de soutien par filière au sein du même État-membre.

Ces deux classes de mécanismes constituent des régimes de soutien direct des prix. À ceux-ci il convient d'ajouter des *régimes de paiement capacitaire*, c'est-à-dire de paiement conditionné au maintien en disponibilité (et à un niveau minimum de participation au marché de l'énergie) d'installations, notamment pour celles contribuant à maintenir la sécurité d'approvisionnement. Ces régimes connaissent eux aussi le même distinguo entre régimes prévoyant le paiement d'une prime capacitaire fixe, et régimes prévoyant des paiements capacitaires « pour différence », avec une valorisation – lorsqu'un tel marché existe – de la disponibilité sur un « marché de capacité », et paiement d'un complément de rémunération, construit comme l'écart entre le prix de marché, et le prix d'exercice du régime de soutien, déterminé le plus souvent dans une procédure concurrentielle. Cette dernière approche est notamment celle qui a prévalu pour les aides à l'effacement en France inscrites dans le régime de l'appel d'offres effacement (SA.48490).

Ces différentes définitions sur un plan économique s'articulent avec la qualification en aides d'État sur un plan juridique, qui découle de quatre critères cumulatifs : être une aide publique (c'est-à-dire impliquant des ressources d'État), conférer un *avantage sélectif* à certaines entreprises ou productions, affecter la concurrence et affecter les échanges intra-européens. Les mécanismes qui relèvent de cette catégorie – c'est le cas *a priori* de tout mécanisme d'aide directe – sont alors soumis à une approbation préalable par la Commission Européenne au titre de ses compétences inscrites aux articles 107 et 108 du Traité.

4 Stabiliser les contrats de soutien aux énergies bas carbone

Il est essentiel de protéger les porteurs de projets contre la tentation des États membres de modifier, par voie législative, les termes des régimes de soutien en cours, ce qui peut bouleverser l'équilibre économique d'installations déjà construites ou ayant déjà passé leur décision finale d'investissement.

De telles modifications rétroactives sont particulièrement destructrices de valeur et nuisent gravement au déploiement à moindre coût de la transition. Elles ont non seulement des impacts économiques immédiats sur les projets engagés, mais elles augmentent également le risque perçu pour tous les futurs investissements dans les États membres concernés. Ce risque accru se traduit par une « prime de risque » dans le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des projets futurs, augmentant ainsi le coût global de financement de la transition. **La capacité d'une économie à se développer et à attirer les investissements se mesure *prima facie* aux garanties qu'elle apporte au respect strict du droit de propriété et de la pleine application des contrats : les contrats de soutien conclus dans le cadre des aides à la transformation de nos systèmes énergétiques n'y font pas exception.**

Au cours de la décennie 2010, l'Espagne, l'Italie, ou la République Tchèque ont remis en cause leurs cadres de soutien au photovoltaïque, initialement fondés sur des lois garantissant des « taux de rentabilité raisonnables » (Espagne), des « rendements équitables » (Italie), ou des durées de retour sur investissement (République Tchèque), et de textes réglementaires fixant en conséquence des tarifs d'achat. L'Italie et la République Tchèque ont réduit leurs tarifs d'achat rétroactivement, tandis que l'Espagne a procédé en deux temps, avec des révisions plus prudentes pour les aides les plus anciennes, antérieures à 2013.

Ces révisions ont donné lieu à un très dense contentieux arbitral au titre du Traité sur la Charte de l'Énergie⁴⁶. L'Espagne a ainsi été en 2013, 2016 et 2019 le pays le plus attaqué au monde devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements. En pratique, les effets des mesures envisagées ont été largement annulés par ces recours, ainsi que par ceux devant les juridictions nationales et européennes.

Les autorités françaises se sont également essayées à une modification rétroactive de contrats d'obligation d'achat assortis d'un tarif d'achat, par une révision rétroactive des tarifs d'achat photovoltaïques de 2006 et 2010 (communément appelés « S06 S10 ») prévue à l'article 181 du projet de loi de finances pour 2021. Après une bataille contentieuse qui, comme dans les cas précédents, s'est avérée être plus bénéfique pour les avocats spécialisés que pour les finances publiques, le gouvernement français a pris acte de la décision du Conseil d'État du 26 janvier 2023 et a décidé, mi-2023, de renoncer à la révision des contrats photovoltaïques concernés par les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 (S06-S10).

Ces précédents suggèrent que les contrats de soutien aux projets renouvelables bénéficient d'une protection suffisante, soit par des dispositions de droit national, soit par l'application du Traité sur la Charte de l'Énergie. Cependant, on pourra objecter à cela que l'échec des premières tentatives n'a pas découragé des États membres à renouveler l'expérience, et plus fondamentalement, que la sortie coordonnée des États membres de l'Union du Traité sur la Charte de l'Énergie atténue cette protection⁴⁷. La directive relative aux énergies renouvelables (2018/2001/UE) comporte à son article 6 une disposition qui tente un point d'équilibre, portant le principe selon lequel « *les États membres*

⁴⁶ *The Renewable Energy Saga from Charanne v. Spain to The PV Investors v. Spain: Trying to See the Wood for the Trees*, Maximilian Schmidl (University of Passau), *Kluwers Arbitration*, 1^{er} février 2021.

⁴⁷ *Il existe un débat juridique sur le maintien de l'applicabilité du Traité sur la Charte de l'Énergie aux projets décidés dans un État partie avant son retrait du Traité.*

veillent à ce que la révision du niveau et des conditions de l'aide accordée aux projets en matière d'énergie renouvelable n'ait pas d'incidence négative sur les droits conférés ni ne compromette la viabilité économique des projets bénéficiant déjà d'une aide», tout en reconnaissant que « Les États membres peuvent adapter le niveau de l'aide conformément à des critères objectifs, pour autant que ces critères aient été prévus au niveau de la conception originale du régime d'aide ».

Il paraît pertinent de prévoir un encadrement bien plus strict de l'application des contrats de droit public octroyés dans le cadre des mesures de soutien inscrites dans le PNIEC, et notamment prévenant toute modification rétroactive injustifiée. À cet égard, et en résonance avec la proposition n° 10 de la première note sur la réforme de la gouvernance énergie-climat européenne, le dispositif de l'article 6 de la directive 2018/2001 serait abrogé, et substitué, au sein du *European Energy Security Act* proposé ici, selon les dispositions qui suivent.

En pratique, les contrats de droit public pris au titre des mesures de soutien inscrites dans le PNIEC ne devraient pouvoir être modifiés rétroactivement d'une manière réduisant le niveau de l'aide que conformément à des critères objectifs prévus au niveau de la conception originale du régime d'aide, postérieurement à une procédure de consultation publique permettant à toutes les parties d'exprimer leurs positions, et sur accord motivé préalable de la Commission européenne, appréciant notamment les impacts de long terme sur le coût de financement de la transition.

De manière plus radicale, il pourrait être envisagé que ces contrats pris pour l'application de mesures d'aide inscrites dans les PNIEC approuvés par la Commission bénéficient, en cas de défaut d'un État membre à les honorer, d'une garantie apportée par le budget européen, celui-ci ayant ensuite la faculté de se retourner vers l'État membre en écart pour récupérer les sommes dues. Les États membres seraient ainsi privés d'un

« droit de remords » permettant de revenir ex post sur des aides déjà octroyées qui s'avèreraient mal calibrées. Cela impliquerait de leur part une plus grande responsabilité dans l'octroi et le dimensionnement des soutiens, dans la mesure où soit l'aide pouvait raisonnablement être déterminée comme disproportionnée lors de sa création, et alors la responsabilité en incombe à l'État membre et non au bénéficiaire, soit son caractère disproportionné résulte d'une évolution favorable des circonstances de marché au bénéfice des titulaires de l'aide, ce qui est la rémunération normale du risque pris (en compensation de cas où des circonstances adverses auraient dégradé leur retour sur investissement), qu'il est profondément illégitime de chercher à leur retirer.

Cette évolution constitue la 10^e proposition de la première note de notre série sur les priorités énergétiques pour la nouvelle mandature européenne⁴⁸.

5 Harmoniser les mécanismes de soutien aux énergies bas carbone en Europe

Les principes de fonctionnement des différents régimes de soutien à la production d'énergie bas carbone dans l'Union européenne présentent une variabilité encore significative entre États membres. Celle-ci résulte de manière légitime de la compétence propre des États membres en matière de développement des différentes filières dans leur bouquet énergétique et de leur autonomie budgétaire, mais aussi de la sédimentation de choix historiques d'organisation des régimes de soutien ou d'approches hétérogènes souvent antérieures aux derniers cycles

⁴⁸ Institut Montaigne, Note d'action « L'Europe de l'énergie à l'heure du pragmatisme – Quel nouveau cadre pour atteindre la neutralité carbone ? », novembre 2024.

d'harmonisation européenne dans le cadre du troisième paquet (2009) puis du paquet Energie Propre (2018-2019).

Face à ce constat, la Commission européenne s'est efforcée d'assurer une plus grande coordination et homogénéisation des régimes de soutien nationaux, au titre d'une part de ses compétences propres en matière d'aides d'État, et d'autre part à travers le droit sectoriel.

Au titre des aides d'État, les lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022⁴⁹ posent, dans la continuité des lignes directrices de 2014, des principes généraux, généralisés au-delà du cadre des énergies renouvelables aux « *projets de réduction et à l'élimination des émissions de gaz à effet de serre, y compris par un soutien aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique* », notamment d'octroi des aides par une procédure concurrentielle ouverte à tous les bénéficiaires admissibles (par. 103-104) au-dessus de certains seuils (par. 107), avec des possibilités encadrées d'allotissement dérogeant au principe de neutralité entre tous les bénéficiaires admissibles (par. 104), et reposant sur des critères de sélection objectifs, transparents, et non discriminatoires, au sein desquels les critères hors prix ne peuvent excéder 30 %. De même, les lignes directrices assument une préférence aux aides à l'investissement, réservant les aides au fonctionnement au cas où l'État membre démontre « *qu'il en résultera des décisions d'exploitation plus respectueuses de l'environnement* ». Enfin, le cadre des lignes directrices admet une latitude importante pour la forme des aides, « *notamment celles de subventions immédiates et de contrats concernant des paiements courants d'aide, tels que les contrats d'écart compensatoire (CfD)* » (par. 121).

Au-delà de ces principes généraux, la Commission a dégagé des principes constants dans sa pratique décisionnelle, s'agissant aussi bien des régimes renouvelables (par exemple dans les décisions SA. 50272,

⁴⁹ Communication 2022/C 80/01.

SA. 45274, SA. 45275, SA. 45276, SA. 47246, SA. 47247 et SA. 48007 pour la France, qui ont établi un cadre stable d'appréciation des aides aux énergies renouvelables préfigurant pour l'essentiel les ajouts introduits par les lignes directrices de 2022), que des régimes de soutien aux projets de nouveau nucléaire, pour lesquels les décisions *Hinkley Point C* (SA. 34947) puis *Dukovany II* (SA. 58207). Ces décisions permettent de dégager certains principes communs, et l'arrêt de la Cour de Justice du 22 sept. 2020 relative au cas *Hinkley Point C* a confirmé de manière indiscutable la pleine compatibilité au droit européen d'un soutien au développement de l'énergie nucléaire au motif de sa contribution à la lutte contre le changement climatique.⁵⁰

S'agissant du droit sectoriel, en matière d'aide aux projets de production d'énergie bas carbone, les principales dispositions déjà inscrites en matière de régimes d'aide aux productions d'énergie sont d'une part celles inscrites dans la directive énergies renouvelables (2018/2001) et d'autre part celles récemment ajoutées dans le règlement *Electricity Market Design* (2024/1747).

Le cadre de la directive énergies renouvelables prévoit que « *Les régimes d'aide accordés pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables sont conçus de manière à assurer une intégration optimale de ce type d'électricité sur le marché de l'électricité et à garantir que les producteurs d'électricité renouvelable répondent aux signaux de prix du marché et maximisent les revenus qu'ils tirent du marché* » (art. 4(3)), et prévoient de manière générale « *que les aides sont accordées pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables de manière ouverte, transparente, concurrentielle, non discriminatoire et efficace au regard des coûts* » (art. 4(4)). Certaines exemptions sont prévues, notamment pour assurer une diversification géographique, ainsi que pour les petites installations. Enfin, depuis la modification de la directive 2018/2001/UE par la directive 2024/1711/UE, il est prévu que s'agissant des « *régimes de soutien direct*

⁵⁰ Voir points 30 à 33, *Hinkley Point C*, 22 septembre 2020, C-594/18 P.

des prix, l'aide [soit] accordée sous la forme d'une prime de marché qui peut être, entre autres, variable ou fixe ». Cela consacre le principe général de contrats de complément de rémunération, additionnels à une participation des producteurs soutenus au marché de l'électricité, et non de régimes d'obligation d'achat qui voient leur production achetée *in toto* par un acheteur centralisé.

Le règlement *Electricity Market Design* (2024/1747/UE) est quant à lui venu introduire de manière plus précise, en créant un article 19 *quinquies* nouveau dans le règlement 2019/943/UE, l'obligation que « *Les régimes de soutien direct des prix pour les investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité pour produire de l'électricité à partir des sources énumérées au paragraphe 4 [c'est à dire l'ensemble des technologies bas carbone⁵¹] prennent la forme de contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets.* » Cette obligation s'applique de manière générale à tous les contrats relevant de régimes de soutien direct des prix pour les investissements dans la nouvelle production d'électricité conclus le 17 juillet 2027 : seules les petites installations et les démonstrateurs sont autorisés à y déroger.

Ce qu'implique le caractère bidirectionnel de ces contrats pour différence est que les flux financiers qui en découlent sont reliés aux consommateurs : lorsque les prix de marché dépassent le *strike price*, les recettes doivent être redistribuées à l'ensemble des consommateurs, et lorsqu'ils sont inférieurs, ce sont les consommateurs qui compensent les producteurs pour le manque à gagner. La solution proposée par la Commission permet⁵² ainsi d'utiliser les soutiens octroyés aux nouvelles installations comme un stabilisateur des factures des consommateurs, en faisant en sorte que la part de leur approvisionnement assurée par des installations nouvelles sous complément de rémunération soit à

⁵¹ *Hors du cas de l'hydroélectricité à lac de barrage, qui comporte des particularités économiques justifiant un traitement différencié.*

⁵² *L'article 19b du règlement Electricity Market Design au cœur de la réforme du marché intérieur de l'électricité, P. Jérémie, L. Rosenblieh, L. Boudinet, EEI n° 3, février 2023.*

prix fixe en pratique, par l'effet de ces flux bidirectionnels, tout en assurant la participation de l'ensemble des volumes au bon fonctionnement du marché Spot. Elle assure que les États membres soient incités à chercher le bouquet de nouvelles installations sous ce type de contrats le plus compétitif possible, puisque les consommateurs nationaux seront directement exposés au panier de *strike prices* des contrats existant dans leur marché local sur une part de leur approvisionnement : ceci invite à une grande responsabilité dans les choix technologiques pour la transition.

Outre cette obligation, le considérant 35 apporte en outre la possibilité claire d'avoir recours à cette classe de soutien pour les installations existantes, là encore dans une complète neutralité technologique : *« Lorsque les États membres décident de soutenir par des régimes de soutien direct des prix des investissements financés par des fonds publics dans de nouvelles installations de production d'électricité bas carbone à partir de combustibles non fossiles afin d'atteindre les objectifs de décarbonation de l'Union, ces régimes devraient être structurés en tant que contrats sur différence bidirectionnels ou de mécanismes équivalents ayant les mêmes effets de manière à inclure, outre une garantie de recettes, une limitation à la hausse des recettes qu'ils tirent du marché grâce aux actifs de production concernés. »* Les États membres ont ainsi la faculté d'assurer le même lien, par des contrats bidirectionnels, entre actifs existants et consommateurs, lorsqu'ils décident de soutenir des investissements dans ceux-ci.

Bien entendu, ni ce considérant, ni l'article 19 *quinquies* du règlement n'interdisent à aucun moment aux États membres de soutenir ces installations par tout autre moyen que des régimes de soutien direct des prix : si ceux-ci choisissent librement de ne pas passer par une approche de soutien aux prix mais par des aides à l'investissement ou tout autre schéma d'organisation des aides, cela demeure tout à fait possible dès lors que le régime s'inscrit dans les critères d'analyse de la Commission au titre des aides d'État.

Enfin, le règlement *Electricity Market Design* (2024/1747/UE) est venu intégrer de premiers ajouts relatifs à l'encadrement des soutiens à la flexibilité (art. 19 *nonies* du règlement 2019/943/UE) : ces dispositions sont de nature très générale et ne prescrivent pas une approche spécifique pour l'organisation économique de ces soutiens. On retiendra toutefois que ces dispositions incluent l'obligation de recourir à « *une procédure ouverte, transparente, concurrentielle, volontaire, non discriminatoire et efficace au regard des coûts* », de fixer « *un niveau minimal de participation aux marchés de l'électricité pour l'énergie activée, qui tient compte des particularités techniques de l'actif offrant la flexibilité* », et de se limiter « *aux nouveaux investissements dans les ressources de flexibilité d'origine non fossile telles que la participation active de la demande et le stockage de l'énergie* », à due concurrence de « *ce qui est nécessaire pour atteindre de manière efficace au regard des coûts l'objectif national indicatif* » en matière de flexibilité.

6 Fonctionnement des certificats d'incorporation d'énergies renouvelables ou bas carbone

Les certificats d'incorporation sont délivrés par une autorité de régulation aux acteurs qui montrent avoir incorporé, dans l'énergie mise en circulation, des produits énergétiques satisfaisant certaines caractéristiques, tenant soit à leur nature (biométhane dans le cadre des CPB français), soit à des propriétés (caractère renouvelable, respect d'une certaine intensité carbone, critères de durabilité de la biomasse, etc.). Les États membres peuvent imposer au fournisseurs de présenter, dans différents secteurs⁵³ et pour chaque période, une certaine quantité de

⁵³ *Gaz pour les bâtiments dans le cas des CPB en France, énergie pour les transports pour la TIRUERT française, ou encore les mécanismes SICBIOS en Espagne et BioKraftQuG ainsi que le système d'obligation sur le contenu carbone en Allemagne.*

certificats, proportionnelle aux volumes d'énergie mis à la vente sur cette période.

Les certificats d'incorporation peuvent être échangés entre les acteurs qui en ont incorporé plus ou moins dans leur bouquet et doivent satisfaire aux objectifs définis par la puissance publique. L'échange des certificats sur un marché permet de leur conférer un prix, qui représente le coût pour la collectivité de respecter les mandats d'incorporation d'une part d'énergie respectant certains critères dans un secteur ou pour un vecteur énergétique donné. Afin de prévenir certains enjeux particuliers – par exemple de concurrence avec des usages alimentaires ou industriels de la biomasse – l'éligibilité de certains certificats est ensuite plafonnée. Cela limite l'incorporation énergétique de produits à double-usage (graisses animales ou végétales, bioéthanol de première génération, etc.), tandis que pour promouvoir certains usages ou certaines filières, la valeur de certains certificats peut se voir assortie de coefficients multiplicatifs.

Les différents régimes de certificats présentent des traits communs. Tout d'abord ils répondent au même objectif juridique : respecter les cibles par secteur de réduction de l'intensité carbone de l'énergie ou de part renouvelable inscrites dans la troisième directive renouvelables (2023/2413/UE), c'est à dire les objectifs des articles 22 bis et 22 ter pour l'énergie à usage industriel, de l'article 23 pour l'énergie à usage de chaleur et de froid dans les bâtiments, et de l'article 25 pour le secteur des transports. **Ils reposent également sur une même logique économique :** à travers chacun de ces mécanismes, les États membres créent un instrument reposant sur le marché, qui permet de s'assurer du respect des mandats relativement sophistiqués issus des négociations de ces textes au meilleur coût pour la collectivité, en tenant compte de leurs préférences nationales propres pour les différentes filières qu'ils souhaitent favoriser. Les règles de comptabilité des contributions des différents produits aux cibles inscrites dans la directive sont fixées de manière précise dans celle-ci (article 27 pour les transports), et les

règles de certification des produits sont également fixées de manière précise au niveau européen (article 29, actes délégués de l'article 26), avec un très grand niveau d'harmonisation. **Enfin, ces mécanismes de certification portent sur des produits énergétiques hautement standardisés**, aussi bien s'agissant des caractéristiques des vecteurs énergétiques mis en marché (spécifications des carburants, du gaz en réseau, etc.), que des produits incorporés. L'ensemble de ces produits circulent librement au sein du marché intérieur européen, sont transportables via une logistique dédiée largement déployée à l'échelle de l'Union, et bénéficient même de règles fiscales finement harmonisées à travers le régime général d'accises (2008/118/CE).

Remerciements

Les auteurs remercient toutes les personnes auditionnées dans le cadre de ces recherches :

- **Benjamin Bailly**, directeur des Marchés et de L'Innovation, Voltalis
- **Yves Barlier**, directeur de la planification du réseau et des smart grids, Enedis
- **Rémi Borel**, chef du Pôle Société Civile et Débats, EDF direction des Affaires Publiques
- **Léa Boudinet**, conseillère énergie, Représentation permanente française auprès de l'Union européenne
- **Jean-Pierre Clamadieu**, président du Conseil d'Administration, ENGIE
- **Camille Defard**, cheffe du Centre Énergie, Institut Jacques Delors
- **Stéphane Dupuis**, *Managing Director*, Teneo
- **Marc-Antoine Eyl-Mazzega**, directeur du Centre énergie et climat, Institut français des relations internationales
- **Laurent Fayollas**, *Deputy Head of Ardan Infrastructure*
- **Claire Gaillard**, analyste réglementaire et stratégie, Voltalis
- **Pierre-Étienne Girardot**, directeur Stratégie, Fusions & Acquisitions, Orano
- **Nicolas Goldberg**, *Partner*, Columbus consulting – responsable du pôle énergie, Terra Nova
- **Joseph Hajjar**, directeur de programme Énergie et Climat, Secrétariat Général à la Planification Écologique
- **Aurélien Hamelle**, directeur stratégie et développement durable et membre du comité exécutif, TotalÉnergies
- **Ewelina Hartstein**, *Head of Unit, Communication and Outreach, Directorate-General for Energy, European Commission*
- **Hugues Hinterlang**, directeur des Affaires Publiques Européennes, Orano
- **Frédéric Jobert**, secrétaire général adjoint à la planification écologique

- **Marion Labatut**, directrice des Affaires Européennes, EDF
- **Mathias Laffont**, délégué général adjoint, Union française de l'électricité
- **Chloé Latour**, directrice stratégie et régulation, Réseau de Transport d'Électricité
- **Thomas-Olivier Léautier**, chef économiste, TotalÉnergies
- **Pierre Maurin**, directeur de projet stratégie et innovation, Veolia
- **Bruno Menu**, co-fondateur et COO, Granular Energy
- **Antoine Pellion**, secrétaire général à la planification écologique auprès du premier ministre
- **Eric Peltier**, directeur des études économiques et financières d'Enedis
- **Cyril Piquemal**, représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne
- **Xavier Ploquin**, directeur d'investissement, Meridiam et directeur de Cabinet de Monsieur Thierry Déau, PDG de Meridiam
- **Blaise Rapior**, directeur général adjoint, Vinci Autoroutes
- **Alexandre Raulot**, Direction de la Stratégie, EDF
- **Nathalie Schmitt**, directrice des Affaires Publiques Transition Énergétique et Technologies, Air Liquide
- **Alain Taccoen**, Direction des Affaires Européennes, EDF
- **Gilles Vermot Desroches**, directeur de la Citoyenneté et des Affaires Institutionnelles, Schneider Electric

Ils remercient tout particulièrement **Lola Carbonell**, ancienne chargée de projets au Programme Europe, pour son implication et accompagnement dès le début de ce projet et son précieux appui au travail de recherche.

Ils remercient également l'équipe de direction de l'Institut Montaigne ainsi que **Mathieu Duchâtel** – directeur des Études internationales, **Georgina Wright** – directrice adjointe des Études internationales, **Joseph Dellatte** – expert résident, Climat, énergie et environnement, **Énora Morin** – chargée de projets au Programme Europe,

Catherine Merle du Bourg – chargée de projets, Communication et relations presse et **Diane Zablit** – assistante chargée de projets au Programme Europe, pour leur implication, contributions et relectures attentives.



Institut Montaigne
59 rue La Boétie, 75008 Paris
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60
[*institutmontaigne.org*](http://institutmontaigne.org)

Imprimé en France
Dépôt légal : février 2025
ISSN : 1771-6756

ABB France	Dassault Systèmes	Jeantet Associés	RATP
AbbVie	Delair	Johnson & Johnson	Renault
Accenture	Deloitte	Jolt Capital	Ricol Lasteyrie
Accor	De Pardieu Brocas	Katalyse	Rivolier
Accuracy	Maffei	Kea	Roche
Actual Group	Domia Group	Kearney	Roche Diagnostics
Adeo	Edenred	KPMG S.A.	Rokos Capital
ADIT	EDF	Kyndryl	Management
Air Liquide	Edmond de	La Banque Postale	Rothschild & Co
Allianz	Rothschild	La Compagnie	RTE
Amazon	EDHEC Business	Fruitière	Safran
Amber Capital	School	LCH SA	Sanofi
Amundi	Ekimetrics France	Lenovo ISG	SAP France
Antidox	Engie	Linedata Services	Schneider Electric
Antin Infrastructure	EQT	Lloyds Europe	ServiceNow
Partners	ESL & Network	L'Oréal	Servier
ArchiMed	Eurogroup	LVMH - Moët-	SGS
Ardian	Consulting	Hennessy - Louis	SIER Constructeur
Arqus	FGS Global	Vuitton	SNCF
Arthur D. Little	Forvis Mazars	M.Charraire	SNCF Réseau
AstraZeneca	Getlink	MACSF	Sodexo
August Debouzy	Gide Loyrette Nouel	Média-Participations	SPVIE
AXA	Gigalis	Mediobanca	SUEZ
AXA IARD	Google	Mercer	Synergie
A&O Shearman	Groupama	Meridian	Teneo
Bain & Company	Groupe Bel	Microsoft France	The Boston
France	Groupe M6	Mitsubishi France	Consulting Group
Baker & McKenzie	Groupe Orange	S.A.S	Tilder
BearingPoint	Hameur et Cie	Moelis & Company	Tofane
Bessé	Henner	Moody's France	TotalÉnergies
BNP Paribas	Hitachi Energy	Morgan Stanley	TP ICAP
Bolloré	France	Natixis	Transformation
Bouygues	Hogan Lovells	Natural Grass	Factory
Bristol Myers Squibb	Howden	Naval Group	Unicancer
Brousse Vergez	HSBC Continental	Nestlé	Veolia
Brunswick	Europe	OCIRP	Verian
Capgemini	IBM France	ODDO BHF	Verlingue
Capital Group	IFPASS	Ondra Partners	VINCI
CAREIT	Incyte Biosciences	Optigestion	Vivendi
Carrefour	France	Orano	Vodafone Group
Chubb	Inkarn	PAI Partners	Wavestone
CIS	Institut Mérieux	Pelham Media	Wendel
Clariane	International SOS	Pergamon	White & Case
Clifford Chance	Interparfums	Polytane	Willis Towers Watson
CNP Assurances	Intuitive Surgical	Publicis	France
Cohen Amir-Aslani	Ionis Education	PwC France &	Zurich
Conseil supérieur du	Group	Maghreb	
notariat	iQo	Qualisocial	
D'Angelin & Co.Ltd	ISRP	Raise	

L'énergie est au cœur des préoccupations de la nouvelle Commission européenne. Si la mandature précédente a vu se succéder les crises, elle a également permis de définir une ambition commune : celle de la neutralité carbone en 2050, avec des étapes intermédiaires à moyen terme : la réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 en 2030, et sa déclinaison par politiques sectorielles regroupées dans le paquet législatif « *Fit for 55* ».

Au-delà des enjeux de réforme de la gouvernance énergie-climat européenne, au cœur de la première note d'action de cette série, **atteindre la neutralité carbone en 2050 et remplacer les 70% d'énergie produite par les combustibles fossiles requiert un déploiement massif, rapide et coordonné des infrastructures** (transformation, transport, distribution et stockage) **dédiées aux énergies bas carbone**. Les réseaux constituent notamment un élément essentiel de la décarbonation. Sans adaptation de ceux-ci, l'Union se verra confrontée à des goulets d'étranglement freinant la transition et induisant des surcoûts délétères pour les consommateurs et son industrie.

Cette note propose des solutions, sous la forme d'un **European Energy Security Act (EESA)**, pour l'accélération des déploiements capacitaires. L'EESA permettrait de répondre à l'impérieuse nécessité de simplification administrative, via une harmonisation et une unification des processus administratifs sous un cadre homogène comportant des limites claires de délai, en confiant à la Commission le rôle de « force de rappel » quant à l'absence de surtransposition. Couvrant l'ensemble des vecteurs énergétiques de la transition (électricité, carburants liquides et gazeux, chaleur bas carbone), il viserait à **sécuriser leur financement et leur modèle économique** via une standardisation et une systématisation des mécanismes de soutien existants, et un rôle accru de la BEI pour financer l'ensemble des énergies bas carbone, via un mécanisme capitalisant sur le succès d'InvestEU mobilisant la garantie européenne pour libérer l'investissement privé. Il se donne enfin un **instrument nouveau de financement européen des réseaux**, à même de répondre au défi que représentent leurs besoins considérables pour réussir la transition.

Cette note est la deuxième d'une série de trois notes d'action que l'Institut Montaigne propose pour nourrir le débat sur l'énergie en Europe. La première note, publiée en novembre 2024, s'est penchée sur les questions de gouvernance. Une troisième note sera consacrée aux marchés de l'énergie et à la nécessaire flexibilité du système électrique européen pour s'adapter à ce déploiement massif des énergies renouvelables.

10 €

ISSN : 1771-6756

NAC2502-01