

Transition énergétique : une « petite loi » qui ne demande qu'à grandir !

La Loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en août 2015 (LTECV) a établi un ensemble relativement cohérent d'objectifs désormais inscrits dans l'article L100-4 du Code de l'énergie. Elle est le fruit d'un processus engagé dès 2012 et marqué par un débat entre parties prenantes dans un format « Grenelle » puis d'une navette parlementaire qui se sont étalés sur plus de trois ans

Cette loi a doté la France de deux instruments de programmation de sa politique énergie-climat s'appuyant en principe sur un même scénario de consommation d'énergie : l'un de long terme sur le climat qui vise l'horizon 2050 : la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) avec des budgets carbone sur les 15 ans à venir ; l'autre de moyen terme (à 10 ans) sur la production d'énergie : la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dont le projet de révision tout juste publié vise l'horizon 2028.

À l'époque de la promulgation de la LTECV, l'Association négaWatt avait, aux côtés de beaucoup d'autres observateurs, pointé le manque de moyens concrets dans de nombreux domaines pour une mise en œuvre effective de la loi à la hauteur des objectifs affichés et des ambitions de la France qui s'apprêtait à accueillir la COP 21.

Quatre ans plus tard, force est de constater que cette mise en garde n'a pas été suivie d'effet et que la France se retrouve très en retard sur la trajectoire qu'il conviendrait de suivre pour obtenir les résultats attendus.

C'est donc sur fond de renforcement de l'urgence d'une action politique vigoureuse que se sont inscrits en 2018 les exercices de révision de la SNBC et de la PPE imposés par la loi. Dans ce contexte, la volonté affichée par Nicolas Hulot - alors qu'il était au gouvernement - de pousser l'ambition jusqu'à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 a jeté les bases du projet de SNBC renforcée publié en décembre 2018 dont il faut, malgré une approche discutable sur certains points, souligner la cohérence globale. La PPE, publiée début mars, s'écarte si sensiblement de la LTECV et marque des reculs si inquiétants que le gouvernement juge nécessaire de changer certains des objectifs de la loi via un projet qui devrait être soumis prochainement au Conseil des Ministres.

Or la hiérarchie des normes autant que le bon sens voudraient que ce soit la PPE qui s'aligne sur la loi et non l'inverse : il y a donc lieu de s'interroger sur les intentions sous-jacentes à ce qui, si les modifications annoncées étaient effectives, s'apparenterait à une dangereuse fuite en avant de la part d'un État visiblement traversé par des contradictions difficile à surmonter.

Il serait inquiétant dans ce contexte que ce dernier choisisse de troquer une stratégie cohérente fondée sur la synergie entre sobriété, efficacité, énergies renouvelables et recours aux vecteurs les plus pertinents (électricité mais aussi gaz) en remplacement des énergies fossiles dans tous les secteurs et pour tous les usages, contre une pseudo-vision limitée à un mantra « tout électrique bas carbone » qui entrainerait la France dans une impasse aussi ruineuse que dangereuse.

Le constat de la défaillance passée doit à l'inverse être l'occasion de renforcer l'effort en l'inscrivant dans une vision systémique cohérente.

Ce qui est prévu par le projet de loi

Neutralité carbone : un objectif indispensable qui doit être précisé et complété

Apparue lors de la COP 21 et donc arrivée dans le débat public postérieurement à la LTECV, la « neutralité carbone » est un objectif incontournable des scénarios 2°C et plus encore 1,5°C du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), les moins pessimistes quant à la modification des conditions de vie sur Terre. Reprise à juste titre par Nicolas Hulot lors de son passage au ministère de la Transition écologique et solidaire, l'heure est désormais venue de l'inscrire dans le marbre de la loi.

S'il ne fait aucun doute que cet objectif, s'il fait bien référence à la notion de « zéro émissions nettes » scientifiquement plus rigoureuse et politiquement plus claire, est plus ambitieux que le « facteur 4 » de la LTECV, l'absence de définition précise et reconnue au niveau international peut ouvrir la porte à de fausses solutions telles que la capture et stockage technologique de carbone, dont la faisabilité, la durabilité et l'acceptabilité sont loin d'être établies.

Concrètement, le recours à ce type de solution constituerait de fait, dans l'état actuel des choses, une échappatoire à une réduction effective des émissions de gaz à effet de serre (GES) qui reste dans tous les cas indispensable.

C'est pourquoi il est absolument nécessaire que l'introduction souhaitable de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 soit assortie du maintien d'un objectif de réduction des émissions qui devrait être augmenté afin de tenir compte des travaux du GIEC les plus récents en passant d'un facteur 4 à un facteur 8.

Nucléaire : simple reculade ou vrai renoncement ?

L'introduction en 2012 d'un objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique français à 50 % contre 75 à 80 % à l'époque a été le déclencheur d'un processus politique conduisant à l'adoption d'une loi de portée beaucoup plus générale en août 2015. Moins de quatre ans plus tard, c'est la prétendue nécessité de repousser de dix ans cet objectif qui a été le déclencheur d'un processus de révision du Code de l'énergie *via* l'introduction du projet de loi relatif à l'énergie et au climat.

Faire et défaire la loi semble sur ce sujet plus facile qu'agir. L'inaction est en effet au cœur de ce glissement absurde : aucun effort de fermeture des réacteurs, ni même d'explicitation du rythme et des modalités d'une trajectoire de fermeture, n'est venu des gouvernements qui se sont succédé. Mais si l'inaction passée motive le gouvernement actuel à reporter l'échéance, rien ne justifie qu'il la repousse aussi loin que 2035. Au contraire, les scénarios dont il dispose, produits notamment par le Réseau de transport d'électricité (RTE), montrent que la réduction à 50 % pourrait être atteinte avant 2030 sans recourir, comme il se l'est imposé, à de nouveaux moyens de production à base d'énergie fossile.

Le choix retenu par le gouvernement dans la PPE est au contraire de limiter à 14 le nombre de fermetures de réacteurs d'ici à 2035 et d'acter ainsi la prolongation à au moins 50 ans des 44 réacteurs restants. Au lieu d'une logique de substitution du nucléaire par les renouvelables au fil de leur développement, sa stratégie table sur l'addition de leurs productions sans autre débouché que l'exportation, au prix de risques, techniques et économiques, et dans tous les cas de surcoûts significatifs. Par ailleurs, la recherche d'un minimum de cohérence de la politique énergétique exigerait en toute rigueur que le plafonnement de la production nucléaire ne soit pas indexé à l'ensemble de la production électrique, exportations comprises, mais, comme c'est déjà le cas pour le développement des renouvelables, à la consommation intérieure.

L'absence de mécanisme de pilotage traduisant l'objectif de 50 % en trajectoire concrète participe évidemment de cette fuite en avant. Il est à la fois nécessaire de donner de la visibilité en fixant de manière plus stricte et plus fine l'évolution du parc, par exemple *via* un plafond dégressif dans le temps de capacité nucléaire restant en service, et d'introduire un certain degré de flexibilité vis-à-vis du rythme en principe décennal des décisions de prolongation ou de fermeture de chaque réacteur dans le cadre de leur réexamen périodique de sûreté.

Ainsi, les modifications à apporter au Code de l'énergie devraient porter sur trois éléments complémentaires :

1. l'objectif de 50 %, pertinent pour donner un cadre de moyen terme, ne doit pas être reporté dans tous les cas au-delà de 2030 et un travail sérieux de scénarisation doit permettre de le situer entre 2025 et 2030 ;
2. il doit par ailleurs être exprimé sous la forme d'un plafonnement de la production nucléaire totale à un niveau correspondant à 50 % de la consommation intérieure (toutes deux exprimées en TWh) ;
3. enfin un mécanisme de pilotage de la trajectoire permettant d'atteindre cet objectif doit être introduit sous la forme d'un plafonnement de la capacité nucléaire en fonctionnement qui soit dégressif dans le temps (exprimé en GW) et assorti d'un dispositif offrant à l'intérieur de ce cadre la flexibilité d'ajustement nécessaire.

Économies d'énergie : renforcer l'ambition plutôt que baisser la garde

La première version du projet de loi qui a circulé envisageait la révision de l'objectif de réduction de la consommation de 17 % en 2030 contre 20 % dans la LTECV, ce qui revient à augmenter le rythme de réduction en fin de période, entre 2030 et 2050. Or ce sont toujours les premiers efforts de réduction qui sont les plus rentables et les plus faciles à obtenir techniquement et économiquement : c'est donc précisément vers 2030 que les politiques d'économie d'énergie pourront donner tous leurs effets.

C'est pourquoi la loi en projet ne devrait non seulement pas se contenter de maintenir l'objectif actuel, mais devrait le porter à 22 %, rendant ainsi plus plausible l'atteinte de 50 % de réduction de la consommation en 2050.

Énergies fossiles : une accélération bienvenue de leur disparition progressive

Le projet de loi prévoit de porter la réduction de la consommation primaire d'énergies fossiles de -30 % à -40 % en 2030, ce qui est à la fois très utile et atteignable dès lors que les moyens nécessaires sont mis sur la table. Pour mémoire, le scénario négaWatt estime possible une division par 2, soit -50 %, entre 2012 et 2030, de cette consommation.

Ce résultat qui concerne très majoritairement les transports peut être atteint en misant prioritairement sur une politique vigoureuse d'économies d'énergie dans ce secteur et sur un déploiement plus rapide des énergies renouvelables, notamment le biométhane qui peut facilement remplacer les carburants pétroliers dans le transport routier à longue distance. En effet, l'électrification d'une partie des véhicules légers et plus largement d'une partie de l'économie a évidemment une carte à jouer, mais il serait risqué et contreproductif de ne compter que sur elle au prétexte que la production française est décarbonée.

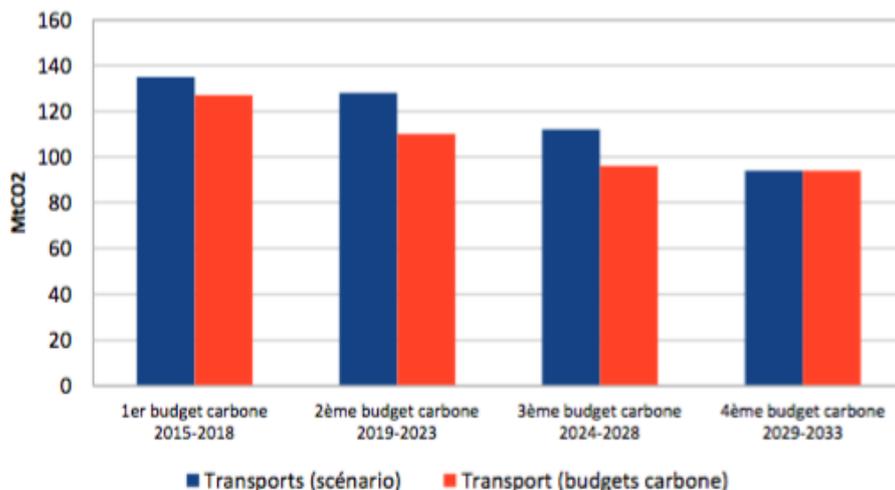
Ce qui n'est pas dans le projet de loi

Mobilité : questionner aussi nos modes de déplacement

Si l'on ne peut qu'approuver que la SNBC se donne pour objectif la neutralité carbone à l'horizon 2050, certaines orientations de la trajectoire retenue pour l'atteindre posent question.

C'est en particulier le cas dans le secteur de la mobilité, où l'effort repose de manière majoritaire sur l'efficacité énergétique des véhicules et le basculement vers des motorisations électriques (ou gaz pour une partie des poids lourds), sans questionner notre manière actuelle de nous déplacer. L'évolution du trafic routier (quasi-stagnation pour les personnes, +12 % pour les marchandises d'ici 2050) envisagée dans la SNBC n'est pourtant pas une fatalité : le développement du télétravail, l'augmentation du taux de remplissage des véhicules (voitures comme poids lourds), une réorganisation de notre urbanisme, un report modal vers des modes alternatifs, etc. sont autant de moyens insuffisamment explorés dans cet exercice, alors que leurs impacts peuvent être significatifs.

Le résultat est sans appel : les émissions de GES du scénario de la SNBC dépassent les budgets carbone pour les transports au moins jusqu'en 2028.



*Émissions de GES du scénario de la SNBC2 et évolution des budgets carbone pour les transports.
Source : MTES*

Pour inverser cette tendance, la SNBC doit être beaucoup plus ambitieuse en envisageant une réduction significative du trafic routier, et la future loi d'orientation des mobilités doit mettre en place les outils et mesures permettant d'y parvenir.

Énergies renouvelables : copie à revoir en profondeur

Éolien offshore : une PPE qui ne décoiffe vraiment pas

La France est particulièrement en retard par rapport à ses voisins européens dans le déploiement de l'éolien maritime, alors qu'elle possède le second gisement d'Europe. Les avantages de cette filière sont pourtant nombreux : facteur de charge élevé grâce à des vents plus constants et à la possibilité d'installer des machines plus hautes et plus puissantes, maintenance facilitée, faible impact visuel et environnemental, etc.

La PPE ne prévoit pour 2028 que 1,2 à 1,7 GW qui viendraient s'ajouter aux 3,5 GW dont la mise en service est prévue d'ici 2023 dans le cadre des appels d'offre déjà lancés : c'est trop peu pour envisager l'émergence d'une vraie filière industrielle pour laquelle la France ne manque pas d'atouts ni d'acteurs. **Pour donner à ces derniers une visibilité à la hauteur de leurs capacités, c'est au moins un doublement qu'il faudrait envisager, soit 7 GW au moins en 2028.**

Biométhane : un coup de frein qui pourrait tuer la filière dans l'œuf

Pour être conforme à la LTECV, la PPE aurait dû mettre en place des mécanismes de soutien permettant de porter la production de biométhane à 34 TWh en 2028, mais c'est tout le contraire qui se prépare : alors que la petite loi ne modifie pas la LTECV sur ce point, la nouvelle PPE révisé *de facto* cet objectif à la baisse en modifiant les mécanismes existants dans un sens qui vont le rendre clairement inatteignable.

Ainsi la PPE joue sur les imprécisions de la LTECV quant à la manière d'évaluer le verdissement du réseau gazier dont l'objectif en 2028 a été fixé à 10 % de gaz vert. Alors que jusqu'à présent cet indicateur avait été compris comme un taux d'incorporation de gaz renouvelable, il est calculé selon la PPE comme étant le rapport entre la production de biogaz et la consommation de gaz naturel. Or, 60 % seulement du biogaz serait injecté dans le réseau de gaz naturel, les 10 % se transformant ainsi en 6 % de taux d'incorporation.

En outre, le recours systématique - à partir d'un certain volume annuel de production - à des appels d'offres en lieu et place des tarifs d'achat actuellement en vigueur induirait une compétition et une pression à la baisse trop forte pour une filière complexe tout juste en émergence. Il aurait des conséquences négatives considérables en termes de qualité des projets, notamment vis-à-vis de l'évolution des pratiques agricoles vers l'agroécologie et des impacts socio-économiques (revenus complémentaires pour les agriculteurs et plus largement le monde rural, développement d'une filière industrielle nationale, etc.).

La petite lorgnette d'une approche exclusivement budgétaire du développement de la filière biométhane ne prend en compte ni ses externalités positives pourtant nombreuses, ni la dimension de stratégie industrielle qui la sous-tend.

Photovoltaïque : les territoires et les citoyens ne sortent toujours pas de l'ombre

Malgré une participation assidue de l'ensemble des acteurs de la filière (industrie, artisans, agriculteurs, collectivités locales, citoyens) et la production de plus de 30 propositions d'évolution du dispositif de soutien, le groupe de travail mis en place en 2018 par Sébastien Lecornu n'a pas débouché sur des mesures concrètes et pertinentes pour la filière. La campagne de communication *Place au soleil* et le projet *Villes et départements solaires* adressée aux collectivités locales, sans clause financière, ne peuvent évidemment pas suffire.

Pendant ce temps, les collectivités locales obligées de définir leur propre stratégie énergétique à travers un Plan Climat Air Énergie Territorial, les petites et moyennes entreprises et les agriculteurs qui disposent de grandes toitures et voient dans le photovoltaïque une source complémentaire de revenus, et les citoyens qui sont prêts à investir pour participer concrètement et activement à la transition énergétique butent sur un dispositif qui n'est pas fait pour eux, surtout s'ils habitent au-dessus d'une ligne Valence-Bordeaux.

Des mesures de bon sens comme l'alignement du seuil des appels d'offres sur les 500 kW des autres filières ou la modulation territoriale des tarifs d'achat en fonction de l'ensoleillement permettraient au photovoltaïque de jouer pleinement le rôle moteur qui lui revient dans la décentralisation et la démocratisation de la transition énergétique.

Conclusion

Entre une PPE pas à la hauteur et des renoncements dans le projet de loi énergie, il ne faudrait pas que la France qui avait commencé à trouver la voie d'un certain équilibre bienvenu replonge dans ses travers et dans la croyance au mythe d'un nucléaire compétitif et sans risque.

S'il ne fait aucun doute que l'électricité a une place éminente à occuper dans la transition énergétique, y compris à travers l'électrification de certains usages, un avenir 100 % électrique n'a aucune crédibilité technique, économique ou environnementale.

Comme l'a démontré le scénario négaWatt, seule la complémentarité des sources renouvelables et des vecteurs, notamment électricité, gaz et chaleur, associée dans une logique systémique et globale à une baisse plus que jamais indispensable de la consommation grâce à des efforts de sobriété et d'efficacité, est en mesure de répondre aux enjeux d'un système énergétique authentiquement durable et favorable à l'emploi, à l'économie, à la balance commerciale et aux finances publiques profitables.

L'heure n'est pas aux atermoiements devant l'ampleur de la tâche, elle est au contraire au courage politique pour accélérer le mouvement comme les jeunes français et leurs alter ego européens commencent à le réclamer de plus en plus fort.

Annexes

Vers le « zéro émissions nettes »

Neutralité carbone, émissions nettes : rappels et définitions

La neutralité carbone désigne une situation où la totalité des gaz à effet de serre émis sont réabsorbés. Il serait plus exact de parler de « zéro émissions nettes », car le gaz carbonique n'est pas le seul en jeu.

Les émissions nettes sont la différence entre les émissions brutes et les puits.

En 1990, la France émettait 540 millions de tonnes équivalent CO₂ : ce sont les émissions brutes (elles intègrent d'autres gaz que le CO₂, comme le CH₄ et le N₂O, qui sont comptabilisés en équivalent CO₂ sur la base de leur pouvoir de réchauffement global : PRG).

De son côté le secteur des « terres » - le poste UTCATF pour « l'utilisation des terres, le changement d'affectation des terres et la forêt » de la comptabilité nationale et internationale des gaz à effet de serre - absorbe du CO₂ dans le sol ou dans la biomasse. La forêt constitue un important puits de carbone (environ 65 MteqCO₂ absorbés en 2013), la biomasse en forêt ne cessant d'augmenter. La partie « utilisation des terres et leur changement d'affectation » constitue en revanche une source d'émissions nettes. Certaines pratiques contribuent à oxyder la matière organique contenue dans les sols et donc à émettre du CO₂ : c'est le cas de l'artificialisation des terres agricoles, de la conversion de prairies en terres arables, ou du labour. À l'inverse, d'autres contribuent à accumuler plus de matière organique : agroforesterie, maintien des prairies, non labour. Mais actuellement les premières (33 MteqCO₂) l'emportent sur les secondes (13 MteqCO₂) et le solde est de 21 MteqCO₂ émises.

	Utilisation des terres	Changement d'affectation des terres
Stockage de CO₂ (puits)	Agroforesterie, couverts végétaux	Conversion en forêt
Déstockage de CO₂ (sources)	Labour	Artificialisation, conversion de prairies en terres labourables

Selon les conventions comptables, le poste UTCATF est représenté en valeur nette, c'est-à-dire la différence entre les absorptions (puits bruts) et les émissions (sources) de GES du poste UTCATF. Le puit net est positif si les émissions sont inférieures au puit brut (c'est le cas en France, avec 46 MteqCO₂ en 2013). Il serait négatif dans le cas contraire.

Les émissions nettes sont au final la différence entre les émissions brutes des secteurs autres que l'UTCATF, et le poste UTCATF. Celles-ci sont pour l'année 2015 de 458 - 41 = 417 MteqCO₂.

Emissions brutes 2015 (hors UTCATF)	CO ₂ , Mt	Hors CO ₂ , MteqCO ₂	Total, MteqCO ₂
Transport, bâtiment, énergie, industrie, déchets	335	35	370
Agriculture	12	77	89
TOTAL	347	112	459

Tableau simplifié des émissions de gaz à effet de serre par type de gaz et par secteur

Des puits de carbone de 83 MteqCO₂ en 2050 ?

Le projet de la SNBC prévoit d'augmenter les puits de carbone à une valeur de 83 MteqCO₂.

Le puits forestier diminuerait sous l'effet du changement climatique et d'une augmentation importante des prélèvements, ces derniers permettant de stocker massivement du carbone dans les produits bois.

Le poste « utilisation des terres et leur changement d'affectation » deviendrait quant à lui un puits net et non une source.

S'y ajoute en outre la technologie de capture et stockage du carbone (CCS), qui compte pour 14 MtCO₂ environ.

	Forêts	Produits bois	Autres terres	CCS	Total
MteqCO ₂	-35	-20	-14	-14	-83

Il existe de fortes incertitudes sur ces puits de carbone, à commencer par la valeur actuelle. On ne sait pas très bien mesurer les flux de carbone dans les écosystèmes agricoles et forestiers, le calcul de la valeur des puits fait appel à de nombreuses hypothèses, car il s'agit de systèmes vivants. Il est facile d'estimer les émissions de CO₂ liées à la combustion des énergies fossiles car on sait mesurer les quantités consommées et leur contenu carbone est connu ; ce n'est pas le cas des variations des quantités de matière organique dans les sols ou la biomasse.

Il existe d'ailleurs deux formats de comptabilité, l'un au titre du rapportage réalisé par les États à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), l'autre au titre du protocole de Kyoto. Ils diffèrent en termes de finalité, de périmètre et de méthodologie.

Il existe également des controverses :

- sur la faisabilité et sur la durabilité des technologies de capture et stockage de carbone. Le risque est de réduire les ambitions sur les émissions au profit de technologies qui n'ont pas fait leurs preuves.
- sur l'importance du puits de carbone forestier, et du compromis entre les stratégies de substitutions et les stratégies de séquestration

Le facteur 4 ne permettra pas d'atteindre le « zéro émissions nettes », il doit être révisé

Le facteur 4 inscrit dans la Loi sur la Transition énergétique adoptée en 2015 conduisait à des émissions brutes de 135 MteqCO₂, soit une réduction de 406 MteqCO₂ d'ici 2050 par rapport à 1990, ou de 323 MteqCO₂ par rapport à 2015.

Il n'existe aucun scénario qui envisage un puits de carbone de 136 MteqCO₂. Il est donc clair que l'inscription dans la loi d'un objectif zéro émissions nettes imposera *de facto* une réduction supplémentaire des GES par rapport à la LTECV. Il est tout aussi clair que le facteur 4 est dépassé et qu'il faudra aller plus loin.

La seule réduction des émissions sera insuffisante pour atteindre le « zéro émissions nettes »

Si les puits de carbone restaient au niveau actuel, il faudrait ramener les émissions totales de GES à 41 MteqCO₂.

Or les émissions de GES en agriculture peuvent être très difficilement réduites d'un facteur supérieur à 2 ou 2,5, soit un niveau résiduel d'au moins 35 MteqCO₂. Il ne resterait donc plus que 6 MteqCO₂ pour l'ensemble des autres secteurs. Soit un facteur de réduction 60, ce qui paraît

improbable : il faudrait supprimer totalement les émissions de CO₂ fossile (incluant le CO₂ hors énergie comme la fabrication de ciment et de chaux) et diviser par 6 les autres postes (gaz fluorés, émissions du traitement des déchets).

Emissions brutes 2050 (hors UTCATF)	Total, MteqCO ₂
Transport, bâtiment, énergie	6
Industrie, déchets	
Agriculture	35
TOTAL = puits	41

Il est nécessaire de viser le facteur 8 pour les émissions et en même temps d'augmenter les puits de carbone

Les conditions d'atteinte de la neutralité carbone vont donc se situer dans un intervalle entre une option « maximisation des économies de GES » et une option « maximisation des puits de carbone ».

Les hypothèses concernant le poste UTCATF se situent dans une fourchette large de 50 à 100 MteqCO₂, selon les différents (et rares) travaux prospectifs. Si on considère un niveau résiduel d'émissions du secteur agricole de 35 MteqCO₂, le curseur pour les émissions hors agriculture varierait donc entre 15 et 65 MteqCO₂, soit un facteur de réduction de 6 à 25.

C'est donc bien dans le positionnement de ces trois curseurs que se place le débat :

- les émissions résiduelles agricoles : entre 30 et 50 MteqCO₂,
- le niveau des puits de carbone : entre 50 et 100 MteqCO₂,
- les émissions résiduelles hors agriculture : entre 5 et 20 % des émissions actuelles de ces secteurs.

Un facteur 8 conduirait à des émissions de 65 MteqCO₂ en 2050, soit par exemple 40 à 45 pour l'agriculture et 20 à 25 pour les autres secteurs. Il ne serait pas nécessaire de prendre des paris trop risqués (comme les technologies CCS) sur les puits de carbone.

Le biométhane n'est pas dans les tuyaux de la PPE

Selon la LTECV, les énergies renouvelables doivent représenter « 10 % de la consommation de gaz ». En 2015, l'idée que le vecteur gaz pouvait être en partie d'origine renouvelable, au même titre que l'électricité, était alors nouvelle, et la notion de taux d'incorporation de ressource renouvelable s'appliquait désormais à tout vecteur énergétique, et pas seulement à l'électricité et aux carburants. L'idée a d'ailleurs fait son chemin puisqu'il existe des scénarios, à commencer par le scénario négaWatt, où la totalité du gaz consommé serait d'origine renouvelable. Il faut souligner l'intérêt du biométhane pour substituer les produits pétroliers dans les transports, aux côtés de l'électricité.

Des objectifs de gaz renouvelable *de facto* divisés par 4 par rapport à la LTECV

La PPE définit des objectifs pour 2028 « cohérents avec une part de 7 à 10 % de la consommation de gaz en 2030 », ce qui n'est donc pas conforme ni à la LTECV, ni même au texte de la « petite loi » qui ne mentionne pas une modulation de l'objectif de 10 %.

Le scénario A de la PPE concernant le biométhane prévoit une production de 24 TWh de biogaz, correspondant à 7 % de la consommation de gaz en 2030. Or les quantités injectées ne sont que de 14 TWh, les autres 10 TWh étant destinés principalement à la cogénération. La PPE interprète

donc la loi, car il semblait évident pour tous les acteurs de la filière que ces 10 % correspondaient bien à un taux d'incorporation, c'est-à-dire à la part de gaz renouvelable dans le gaz distribué. Les 14 TWh ne représentent que 4 % de la consommation de gaz.

La PPE considère que le biométhane « requiert un soutien public conséquent » compte tenu de l'écart entre le coût de production (95-100 €/MWh actuellement) et le prix moyen d'approvisionnement en gaz naturel (18 €/MWh). D'où une approche budgétaire de la filière, consistant à fixer une enveloppe globale de soutien public sur la filière, et de jouer sur une combinaison entre la quantité d'énergie produite et le coût unitaire.

L'objectif de 7 % n'est atteignable que si « les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées ». Cette trajectoire vise 60 €/MWh PCs en 2028 : si les objectifs ne sont pas atteints, les volumes seront réduits d'autant, le tarif d'achat maximal étant par ailleurs plafonné à 80 € en 2028 quel que soit le volume.

Pour simplifier, le scénario A fixe donc une enveloppe maximale de 60 €/MWh x 14 TWh = 840 M€ pour l'année 2028. Si les coûts de production ne diminuent pas au-dessous de 80 €, les volumes injectables seront donc de 840 / 80 = 11 TWh, soit 3 % de la consommation de gaz naturel.

En réalité il faut tenir compte de la trajectoire. C'est le coût budgétaire total lié au soutien du biométhane injecté qui est fixé à 7,9 Mds € par la PPE, dont 2,3 déjà engagés. Cette enveloppe, en supposant une diminution régulière des coûts de production vers 75-80 € d'ici 2028, conduirait plutôt à un volume injecté de 8 à 9 TWh.

Il est exclu, selon tous les connaisseurs de la filière, de disposer d'un volume de 14 TWh à 60 €/MWh en moyenne. La PPE oriente donc *de facto* les objectifs d'incorporation de gaz renouvelable à 2,5 %. C'est très loin des propositions certes très audacieuses des acteurs de la filière d'atteindre 30 % de gaz renouvelable en 2030, mais également très loin de la loi votée en 2015, dans son texte comme dans son esprit.

Une approche budgétaire inadéquate

L'approche budgétaire, revendiquée par la PPE et qui plafonne l'aide publique à 8 Mds d'euros sur la période, conduit en outre à diminuer encore ces volumes, qui selon les hypothèses de coût pourraient diminuer à 2,5 % de taux d'incorporation.

Elle ne comporte aucune dimension stratégique : toute filière naissante a besoin d'un cadre de développement qui doit être sécurisé si l'on considère qu'elle est prioritaire. Il serait difficile de se passer de la filière biométhane alors que la France a raté la totalité de ses objectifs énergétiques et climatiques.

Elle ne tient pas compte des externalités de la filière. Au moment où le rapport de la Commission Quinet conclu à une valeur tutélaire du carbone qui dépasserait les 500 €/t CO₂ en 2050, et atteindrait même 800 €, il est incompréhensible de ne pas soutenir une filière dont le niveau de soutien nécessaire est inférieur à cette valeur¹.

¹ Le gaz naturel émet 234 g CO₂/kWh, en valeur directe. Si on prend le contenu ACV, on peut faire l'hypothèse d'une économie de 173 g CO₂/kWh grâce à l'utilisation du biométhane (source : <https://www.grdf.fr/dossiers/biomethane-biogaz/etude-biomethane-gaz-a-effet-de-serre>).

En prenant un prix du gaz naturel fossile à 20 €/MWh (niveau historiquement bas), et un coût de production du biométhane à 100 €/MWh (fourchette haute), le surcoût est de 80 €/MWh ; divisé par 173 t/MWh on aboutit à 462 €/tCO₂ évitée.

Toutes ces hypothèses sont majorantes : le prix du gaz naturel fossile devrait augmenter, celui du biométhane diminuer, et le contenu carbone du gaz fossile pourrait augmenter si l'extraction se complique (gaz de schiste).

Des mécanismes inappropriés

La PPE prévoit de créer un mécanisme d'appels d'offres pour le biométhane, à raison de 700 GWh PCS chaque année. Soit 7 TWh qui seraient attribués selon ce mécanisme en 10 ans, ce qui laisserait entre 1 et 7 TWh pour le mécanisme des tarifs d'achat, selon les scénarios.

Tous les acteurs de la filière ont pointé les dangers de ces appels d'offres. Ce mécanisme va exclure les acteurs de territoire, c'est-à-dire les agriculteurs et collectivités locales qui ne peuvent pas disposer d'un panier diversifié de projets en développement et jouer sur un taux de réussite de 10 ou 20 %. Par définition, ces acteurs portent un projet unique, lié à leur territoire, pour eux c'est quitte ou double, et le mécanisme d'appels d'offres est dissuasif.

En outre le principe de l'appel d'offres restreint considérablement les possibilités d'évolution d'un projet, qui est retenu sur la base d'une description détaillée du modèle technico-économique. Or il est difficile de garantir la pérennité dans le temps des approvisionnements initiaux, et l'expérience montre que les installations de méthanisation peuvent et doivent s'adapter à des contextes qui évoluent.

La pression pour relever le taux d'incorporation des cultures énergétiques va donc considérablement augmenter. En effet, ce sera le moyen le plus simple de garantir un approvisionnement régulier. Si ce taux est relevé, cela cassera sans aucun doute le consensus autour du modèle de méthanisation que souhaitent développer les acteurs français.

Le nucléaire

Concernant le nucléaire, l'ensemble des réflexions se concentre depuis des années sur l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité et sur l'échéance d'atteinte de cet objectif, aux dépens des mesures nécessaires pour le mettre en œuvre.

Le recul de l'objectif de 50 % dans le projet de loi énergie-climat

La proposition introduite par le gouvernement dans la PPE acte le principe d'une impossibilité à atteindre l'objectif de réduction à 50 % à l'horizon 2025 comme le prévoit la loi TECV de 2015. Cette conclusion motive à son tour le changement de la loi, pour repousser cette échéance à l'horizon 2035. L'argument principal avancé par le gouvernement est la nécessité de ne pas recourir, pour compenser une fermeture supposée trop rapide des réacteurs, à une augmentation de la production d'électricité à base d'énergies fossiles.

Toutefois, la PPE ne consiste pas à un simple ajustement de la trajectoire de fermeture des réacteurs pour atteindre aussi vite que possible l'objectif en respectant ce critère. Elle acte au contraire le renoncement à mettre en œuvre résolument cette orientation, et s'aligne plutôt sur le choix imposé progressivement par EDF, faisant de la prolongation de fonctionnement au-delà du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (RPS) la règle, et la fermeture l'exception, malgré toutes les incertitudes sur la sûreté, la disponibilité des réacteurs et les coûts que cela comporte.

Pourtant, plusieurs des scénarios produits par RTE dans le cadre de son Bilan prévisionnel à l'horizon 2035 (Hertz, Ampère+) montrent que l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % peut être atteint dès 2030, en fermant une vingtaine de réacteurs avant cette date, sans besoin de nouvelle capacité thermique (c'est-à-dire en respectant le critère que s'est fixé le gouvernement). D'autres scénarios, comme le scénario négaWatt, montrent que cet objectif peut être atteint avant. Le scénario Watt de RTE le montre aussi, mais se traduit par une augmentation du recours à la production thermique, qui pourrait toutefois être mieux maîtrisée en lissant les fermetures de réacteurs (concentrées dans ce scénario, en application stricte de l'échéance du 4^{ème} RPS, sur quelques années).

Le choix porté par le gouvernement est donc bien celui d'un report de l'atteinte du 50 % bien plus tard que possible. Ce choix engage le parc nucléaire dans une perspective de prolongation massive très inquiétante du point de vue de la sûreté : même en imaginant que les 14 réacteurs appelés à fermer d'ici à 2035 dans la trajectoire fixée par la PPE soient les plus anciens du parc, les 44 réacteurs qui resteraient en exploitation à cette échéance atteindraient alors

pratiquement 50 années de fonctionnement, un âge qu'aucun réacteur dans le monde n'a encore atteint à ce jour. C'est donc pratiquement tout ce parc, avant 2035 ou dans les années qui suivent, qui devrait franchir non seulement le 4^{ème} RPS, qui reste à venir, mais également le 5^{ème}...

Ce choix engage également le système électrique dans une trajectoire de surcapacité qui représente un surcoût, et risque d'engendrer un besoin de subvention bien plus élevé que nécessaire pour un parc nucléaire prolongé et un parc de nouvelles capacités renouvelables ne se rémunérant pas suffisamment sur le marché. La PPE prévoit ainsi que la production nucléaire ne diminue que d'un dixième en dix ans (371 à 382 TWh en 2028 contre 416,8 TWh en 2018), mais que la production électrique totale augmente de près de 75 TWh (624 à 628 TWh en 2028, contre 546 TWh en 2018), alors même que la consommation électrique n'a aucune raison d'augmenter significativement d'ici là (même en cas de développement important de nouveaux usages comme le véhicule électrique) et que la France est déjà largement exportatrice d'électricité (60 TWh de solde exportateur net en 2018). À l'horizon 2035, le solde exportateur atteindrait environ 150 TWh, l'exportation mobilisant plus d'un quart de la production. Un tel niveau d'exportation, outre qu'il suppose qu'une telle évolution soit acceptée par les pays voisins, ne peut être atteint que si la production dont il résulte est d'une manière ou d'une autre subventionnée.

Le glissement proposé dans la loi, visant à porter à l'horizon 2035 au lieu de 2025 l'échéance d'atteinte de la réduction à 50 % de la part du nucléaire, ouvre donc la porte à une stratégie dangereuse et inutile de prolongation massive de fonctionnement des réacteurs, et d'addition des capacités nucléaire et renouvelable se déversant, à condition d'être financièrement soutenue, à l'exportation. Pour tenir compte du retard pris dans l'engagement de fermetures de réacteurs nucléaires sans permettre cette fuite en avant, la modification de la loi devrait se limiter à reporter l'échéance, au lieu de l'horizon 2025, à une atteinte du 50 % dès que possible et au plus tard en 2030.

Le périmètre sur lequel porte cette atteinte du 50 % devrait également être modifié. Le critère introduit dès 2012 et retenu en 2015 par la loi, fixant un pourcentage rapporté à l'ensemble de la production électrique, englobe donc à la fois la consommation et les exportations. Ainsi, les hypothèses relatives au solde exportateur, avec lesquelles on peut « jouer » plus facilement qu'avec celles sur la demande, deviennent un paramètre clé pour déterminer la trajectoire de production nucléaire. Il serait beaucoup plus clair de rapporter le critère à la seule consommation, en précisant dans la loi que le seuil de 50 % correspond à un niveau total de production nucléaire inférieur à la moitié du niveau de la consommation intérieure.

Ce critère de plafonnement est cohérent avec les objectifs fixés pour le développement des énergies renouvelables électriques, qui expriment le niveau plancher à atteindre pour leur production à différentes échéances sous forme de pourcentage de la consommation (40 % en 2030).

La maîtrise de la trajectoire de réduction du nucléaire

Une fois ce cadre posé, l'horizon temporel d'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire peut être déduit de manière rationnelle et transparente par comparaison des courbes prévisionnelles des trois éléments complémentaires que sont le niveau de consommation, la montée en puissance des renouvelables et la fermeture des réacteurs nucléaires les plus anciens et/ou les moins sûrs, en conservant bien entendu une certaine flexibilité pour pouvoir adopter la trajectoire à la réalité des évolutions constatées.

Au-delà de l'objectif global, la question cruciale est en effet celle de la trajectoire d'atteinte de cet objectif. Quelle que soit l'échéance retenue, différentes contraintes doivent être prises en compte, que les dispositifs actuellement en place ne permettent pas d'appréhender avec la granulométrie nécessaire :

- le dispositif des 4^{èmes} RPS n'intègre que les questions de sûreté et ne se préoccupe pas de la trajectoire électrique. En d'autres termes, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) ne peut pas et ne doit pas piloter ses décisions dans ce domaine par d'autres considérations que

la sûreté, et il faut donc que d'autres dispositions pilotent les autres aspects liés à la trajectoire énergétique, tels que les enjeux de sécurité électrique et d'émissions de gaz à effet de serre, comme à la trajectoire économique et financière associée ;

- le pas de temps de 10 ans introduit par le dispositif des RPS sur les décisions de prolongation ou de fermeture réacteur par réacteur, qui est aussi celui des décisions d'investissement (et des projections d'amortissement) pour EDF, ne permet pas de construire une trajectoire lissée de réduction de la capacité nucléaire (du fait notamment de la pyramide des âges très resserrée), si bien qu'une forme de flexibilité doit être introduite.

Le projet de loi énergie-climat crée donc l'opportunité pour renforcer les mécanismes existants et développer des dispositifs offrant la visibilité et la flexibilité nécessaires à la mise en œuvre d'une trajectoire de fermeture des réacteurs. Il semble d'ailleurs nécessaire de bien distinguer ces deux enjeux, qui appellent potentiellement à deux mécanismes complémentaires et distincts, l'un sur la dégressivité du plafonnement et l'autre sur la flexibilité nécessaire à l'ajustement annuel.

Sur le premier point, un plafonnement à 63,2 GWe de la capacité nucléaire installée a déjà été introduit dans la LTECV de 2015. Il s'agirait de s'appuyer sur cette disposition pour introduire un mécanisme de plafonnement dégressif, crantant la réduction régulière du nucléaire au titre de la trajectoire énergétique, indépendamment des procédures relatives à la sûreté des réacteurs. La réduction à différentes échéances de la capacité nucléaire en service semble être le critère le plus pertinent, par sa simplicité et son opérationnalité, pour établir cette visibilité.

Une telle règle de plafonnement fixe plus clairement la trajectoire à tenir, mais ne résout pas la question de l'arbitrage réacteur par réacteur entre prolongation et fermeture, des investissements par anticipation associés, et de l'éventuelle indemnisation de coûts échoués qui peut en découler.

La vision technique du sujet pourrait consister à découper le parc nucléaire en trois :

- une partie destinée par anticipation à être fermée au plus tard à l'échéance du 4^{ème} RPS, et n'appelant donc pas de réinvestissements ;
- une partie réservée au contraire pour prolongation au-delà du 4^{ème} RPS, donnant la visibilité nécessaire pour engager les investissements et les amortir sur une durée suffisante ;
- et un volant intermédiaire, pour lequel l'échéance du 4^{ème} RPS ne marquerait pas une date d'arrêt fixe, quelques années de fonctionnement au-delà pouvant être autorisées, moyennant un niveau de renforcement adapté.

Une telle approche permettrait de dégager la flexibilité nécessaire tout en assurant une grande visibilité, mais elle implique de mettre en place un mécanisme de régulation étroit entre les acteurs – EDF, ASN et État – qui n'existe pas aujourd'hui et semble difficile à envisager sans une volonté politique forte. La perspective de la renationalisation du parc nucléaire pourrait changer les choses, mais il est évidemment difficile de se projeter dans cet éventuel futur cadre. L'alternative pourrait consister à introduire un mécanisme de flexibilité inspiré de celui que l'Allemagne avait mis en place dans la première étape de l'*Energiewende*, consistant à définir un volume cumulé de production du parc actuel jusqu'à sa fin de vie correspondant à la trajectoire retenue, puis à laisser à EDF le soin de répartir entre ses différents réacteurs des quotas de production correspondant à ce volume total.

Renforcer les politiques d'économies d'énergie

Le projet de Loi prévoit de réduire la consommation énergétique finale en 2030 de 17 % contre 20 % dans la LTECV. Or la consommation d'énergie finale n'a pratiquement pas évolué depuis l'année 2012 de référence. La consommation d'énergie finale tous usages et tous secteurs, DOM compris et corrigée des variations saisonnières, est passée de 157,53 Mtep en 2012 à 156,97 Mtep en 2017.

De ce fait l'objectif de -17 % en 2030 correspondrait à une réduction moyenne de -1,85 % par an de 2020 à 2030 puis de -2,50 % par an sur toute la période 2030-2050.

Un tel point de passage à 2030 est difficilement compatible avec l'objectif de 50 % en 2050. Le retenir contraindrait à accroître très fortement le rythme de réduction sur 2030-2050 (de -1,7 à 2,5 %/an soit 50 % d'augmentation !), alors même qu'en matière d'économies d'énergies on sait bien que les premiers pourcents de réduction sont les plus faciles à obtenir, tant techniquement qu'économiquement.

Le scénario négaWatt conclu à la faisabilité de diminuer la consommation d'énergie finale de 22,8 % pour les 10 premières années d'application réelle de la politique de transition énergétique.

Si la trajectoire prévue dans ce scénario est appliquée avec un décalage de trois ans, cela aboutit précisément à la division par 2 d'ici 2050, en répartissant raisonnablement les efforts à engager, avec :

- une période d'amorçage
- une période de plein déploiement des politiques d'économie d'énergie avec un taux de 2,5 % pendant une quinzaine d'années
- et une période de ralentissement au fur et à mesure où les gisements d'économie se tarissent.

	2012	2017	2020	2030	2040	2050
Consommation finale, toutes énergies tous usages (projection pour 2020)	1838	1832	1828			
Projet de loi						
Energie finale, TWh				1526		914
Taux annuel				1,79 %		2,53 %
Scénario nW démarrant en 2020						
Energie finale, TWh				1490	1153	914
Taux annuel moyen				2,02 %	2,53 %	2,30 %

Parvenir à une réduction de moitié de la consommation finale d'énergie en 2050, conformément à l'objectif réaffirmé dans la loi, correspondrait donc à réduire en moyenne de -2,21%/an, avec un point de passage 2030 à - 22 %. C'est *a minima* l'objectif qui devrait figurer dans la loi.