



PAR RAPPORT À LA PERSPECTIVE D'AVOIR 15,6 MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES (LA MOITIÉ DU PARC DE VÉHICULES PARTICULIERS) EN 2035, DIRIEZ-VOUS QUE C'EST :

possible souhaitable

L'AVIS DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Le plan Climat vise la fin de la vente des voitures particulières neuves émettant des gaz à effet de serre à l'horizon 2040. Le gouvernement a mis en place d'importants dispositifs de soutien au véhicule électrique (prime à l'acquisition, taxe sur les véhicules thermiques, prime à la conversion pour les vieux véhicules de 2018 à 2022, mise en place de zones de circulation restreinte), qui ont encore été renforcés en 2018. C'est donc non seulement souhaitable du point de vue climat mais également possible à la fois d'un point de vue technologique et de renouvellement du parc. Chaque année, de l'ordre de 2 millions de véhicules arrivent en fin de vie et sont remplacés par des véhicules neufs.

Le transport est le premier secteur en termes d'émissions de gaz à effet de serre en France (30 % des émissions totales pour 2015). À l'heure actuelle, la baisse des émissions ne suit pas la trajectoire de la stratégie nationale bas carbone. Des mesures sont nécessaires pour infléchir cette tendance. Le secteur des transports se décompose en deux grandes branches : le transport routier, ou fret, pour lequel sont envisagés le report modal (ferroviaire) et le transfert vers le gaz naturel véhicule (GNV) alimenté par du biogaz ; le transport voyageur ou particulier, pour lequel le report modal est aussi envisagé (train, transports en commun, vélo), ainsi que le véhicule électrique et le véhicule à hydrogène dans une moindre mesure. **Les scénarios Ampère et Hertz de RTE envisagent notamment la possibilité d'un parc électrique de 15,6 millions de VE à l'horizon 2035, soit environ la moitié du parc.** Les solutions décarbonées envisagées dans le secteur du transport sont donc multiples, en fonction des usages : cette question porte néanmoins sur une facette du problème, le véhicule électrique.

Le report du transport particulier vers le véhicule électrique permettrait de réduire nos émissions, à condition que l'électricité consommée soit décarbonée. Dans les scénarios étudiés, la consommation électrique reste stable à 480 TWh par an en 2035, du fait d'une baisse conjointe de la consommation, liée notamment à la rénovation thermique de 700 000 bâtiments par an. À priori, il ne sera donc pas nécessaire d'augmenter significativement les moyens de production pour accueillir cette nouvelle demande.

En revanche, il sera nécessaire de faire croître considérablement la production de lithium au niveau mondial pour fabriquer les nouvelles batteries, et de faire progresser la filière de recyclage associée à ces batteries.

De nombreux freins sont encore à surmonter pour déployer massivement le véhicule électrique, qui représente à l'heure actuelle **1 % des parts de marchés automobiles** (22 000 VE vendus en 2016). Les freins les plus importants sont certainement les deux suivants :

- **Le coût initial** : Le véhicule le plus vendu en Europe est la Renault Zoé, dont le prix en entrée de gamme est de 24 000 euros (sans compter la location de la batterie obligatoire). Son concurrent principal est la Nissan Leaf, légèrement plus onéreuse (35 000 euros). Ce coût peut finalement être amorti à l'usage, dans la mesure où l'électricité est sensiblement moins chère que l'essence pour le même service (environ 2€ aux 100 km). Par ailleurs, des aides spécifiques permettent de réduire le prix d'achat (6 000 euros de bonus écologique), sans toutefois l'abaisser au niveau des véhicules thermiques les plus abordables. Le leasing ou la location sont par ailleurs des modes de financement envisageables pour les flottes de véhicules d'entreprises ou les utilisateurs particuliers, occasionnels et urbains (exemple d'Autolib).
- Le véhicule électrique n'est pas adapté à tous les usages. L'autonomie reste le principal frein à la diffusion large du VE. Le rayon d'action affiché pour la Zoé est de 300 km mais est en réalité un peu plus faible. Pour certains usagers, ce rayon d'action n'est pas suffisant pour remplir leur usage quotidien ; pour d'autres, il agit comme un frein psychologique (que faire si l'on doit dépasser cette limite ?). Les points de recharge et le temps associé sont des problèmes connexes. À l'heure actuelle, les points de recharge sont relativement limités (125 000 en 2015, donc seulement 13 % sont publics). Par ailleurs, recharger une batterie de voiture s'avère plus complexe qu'effectuer un plein d'essence. En fonction de la capacité de la batterie et du type de borne, cela peut prendre d'une demi-heure (pour les bornes les plus puissantes en stations-service) à une douzaine d'heures pour une voiture de type Zoé branchée au réseau sur une prise de courant.

À VOTRE AVIS, LA RÉGLEMENTATION DES BÂTIMENTS **DOIT-ELLE FAVORISER** **UN TYPE DE CHAUFFAGE** (DEUX CHOIX POSSIBLES) :

- les radiateurs électriques les pompes à chaleur
- le chauffage au gaz le chauffage au bois
- aucun mode de chauffage

L'AVIS DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

La priorité de la réglementation thermique des bâtiments doit être d'assurer de faibles consommations d'énergie. Elle fixe un résultat et n'a pas à favoriser tel ou tel moyen pour l'atteindre. La RT 2012 l'encadre par le critère Cep pour les usages du bâtiment : chauffage, production d'eau chaude sanitaire, refroidissement, éclairage, auxiliaires ; et le critère Bbio relatif à la performance de l'enveloppe. Ces critères seront maintenus dans la future réglementation environnementale.

La réglementation doit également favoriser la progression des énergies renouvelables par différents moyens disponibles : pompe à chaleur, géothermie et solaire thermique mais aussi biomasse, fournies par le bâtiment lui-même ou par des réseaux de chaleur alimentant le quartier.

Les autres énergies de chauffage ont des spécificités plus ou moins adaptées pour certains profils ou en appoint. La future réglementation associant un critère carbone au critère énergie permettra de mieux prendre en compte leurs caractéristiques.

La réglementation thermique (RT) est un dispositif réglementaire fixant le maximum de consommation énergétique pour un bâtiment neuf. Cinq RT se sont succédé, augmentant les niveaux d'exigence, et une sixième entrera en vigueur en 2020 (RT 2020). La RT 2020 développe les bâtiments à énergie positive en mettant l'accent sur l'isolation thermique, le choix de matériaux écologiques et le développement des énergies renouvelables et de l'autoconsommation.

Au-delà de l'isolation des bâtiments et des matériaux utilisés se pose la question des modes de production de la chaleur. Les principaux sont les suivants, mais la liste n'est pas exhaustive (sont notamment absents les chauffages au fioul, le solaire thermique ou les réseaux de chaleur) :

- **Les radiateurs électriques** : ces radiateurs transforment l'énergie électrique en énergie thermique par effet Joule. Une résistance traversée par un courant dissipe l'énergie sous forme de chaleur, avec un rendement proche de 1 (la quasi-totalité de l'énergie électrique est convertie en chaleur). Le rendement réel se calcule cependant sur l'ensemble du cycle : un radiateur électrique alimenté par une centrale à gaz est en général moins efficace qu'un chauffage à gaz. Notons enfin que le bilan carbone d'un radiateur électrique ou d'une pompe à chaleur est directement lié à la façon dont est produite l'électricité en amont.
- **Les pompes à chaleur** : les pompes à chaleur utilisent le cycle d'un réfrigérateur inversé. La chaleur n'est pas produite par l'électricité, elle est pompée du milieu extérieur qui est refroidi. L'électricité utilisée sert à alimenter le compresseur. Les pompes à chaleur possèdent l'avantage de présenter des coefficients de performance sensiblement supérieurs à 1. Autrement dit, pour un kWh électrique, il est possible de récupérer jusqu'à 4 voire 5 kWh thermiques pour les pompes à chaleur les plus performantes, contre 1 kWh maximum pour un radiateur électrique.
- **Le chauffage au bois** : le bois ou l'un de ses dérivés (granulés, déchets) sert de combustible pour produire de la chaleur. Plusieurs technologies existent : cheminées à foyer ouvert (faible rendement et forte pollution de l'air intérieur), inserts, poêles ou chaudières à plaquettes et granulés (peu de particules fines et rendements allant jusqu'à 75-80 %). Le bois énergie est considéré comme neutre en bilan carbone, dans la mesure où les émissions liées à la combustion sont compensées par une gestion durable de la ressource en bois (les nouveaux arbres plantés agissent comme un puits de carbone). Même si la neutralité totale peut être contestée du fait des émissions liées à l'exploitation, le gain est au moins d'un facteur 10 par rapport au chauffage au fioul ou au gaz.
- **Le chauffage au gaz** : le gaz (gaz naturel ou biogaz, sans distinction) sert de combustible, avec un rendement de plus de 90 %. Il émet moins de CO₂ qu'une chaudière au fioul mais beaucoup plus qu'un poêle à granulés. En revanche, la combustion du gaz émet très peu d'autres polluants (NOx, SOx).

S'AGISSANT DES EFFORTS À ENGAGER POUR CHACUNE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUIVANTES, **FAUT-IL ACCÉLÉRER, RALENTIR OU MAINTENIR LE RYTHME:**

ÉNERGIE	ACCÉLÉRER	RALENTIR	MAINTENIR
éoliennes à terre	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
éoliennes en mer	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
photovoltaïque	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
biogaz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
bois énergie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
hydroélectricité	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
géothermie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

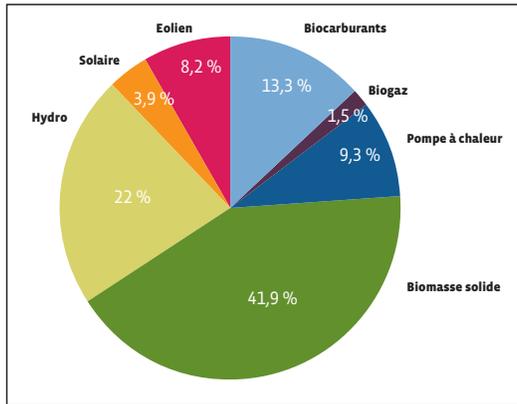
LAVIS DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

L'atteinte des objectifs nationaux et européens en termes d'énergie renouvelable nécessite une accélération de toutes les filières. Les efforts à engager dépendent du gisement disponible de chaque filière, de leur maturité et de leur compétitivité.

- Pour la biomasse, les efforts doivent porter en priorité sur la mobilisation de la ressource ;
- Pour l'éolien ou le solaire, les progrès technologiques et les baisses de coûts rendent possible une accélération des rythmes de développement à un coût maîtrisé dans le respect des enjeux de protection des paysages et de la biodiversité ;
- Le potentiel de l'hydroélectricité est limité par un taux d'équipement déjà important et par les enjeux de protection de l'environnement, mais il existe encore une marge d'optimisation du parc ;
- Pour la géothermie, les investissements actuels sont très importants pour développer la technologie à grande profondeur et laissent augurer une accélération possible du développement de la filière dans la décennie à venir.

La France poursuit un objectif d'augmentation de la part de sa consommation énergétique d'origine renouvelable qui doit atteindre 23 % d'ici à 2020. Cette part atteignait 15,7 % en 2016, et l'objectif de la loi semble donc difficile à atteindre. Certaines énergies renouvelables sont en avance sur les objectifs intermédiaires, comme les pompes à chaleur et les biocarburants, d'autres grèvent le bilan, notamment l'éolien offshore et la biomasse solide (bois énergie notamment).

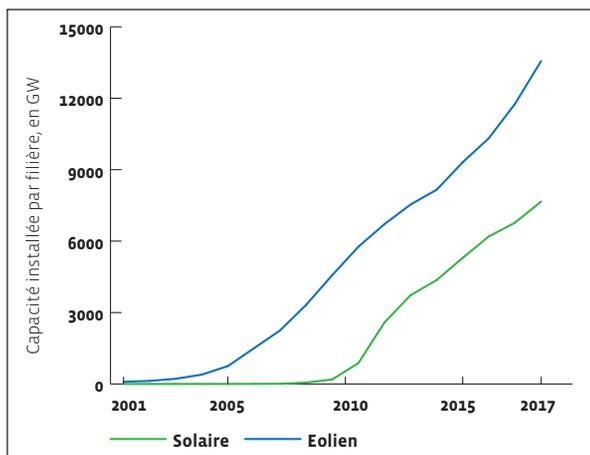
PART DE CHAQUE
SOURCE DANS LE MIX
RENOUVELABLE, 2017,
SOURCE SDES



Les différentes sources d'énergies renouvelables qui coexistent possèdent des caractéristiques propres. Certaines sont matures technologiquement et déjà rentables, d'autres encore en phase de développement plus ou moins avancé ; les services rendus ne sont pas nécessairement les mêmes, certaines sources servent à produire de l'électricité, d'autres de la chaleur ou du carburant et ne sont donc pas interchangeables ; une part d'entre elles produit de manière intermittente, une autre part peut servir de solution de stockage ; l'impact environnemental de ces différentes solutions n'est pas le même ; enfin, toutes les sources ne possèdent pas le même niveau d'acceptabilité sociale. Nous avons retenu un certain nombre d'énergies renouvelables, qui forment une liste non exhaustive, et que nous analysons suivant les critères précédents :

- Éoliennes à terre :** les éoliennes convertissent l'énergie du vent en énergie électrique. En ce sens, elles sont totalement renouvelables puisque la ressource vent future n'est pas hypothéquée par l'utilisation présente. L'énergie éolienne constitue par définition une source d'énergie intermittente non pilotable, puisque soumise au niveau de vent (en général, une éolienne commence à produire à 15 km/h de vent et tourne à plein régime vers 40-50 km/h de vent). Comme toutes les énergies intermittentes, une utilisation massive nécessite le développement de solutions de stockage et la modernisation du réseau. En 2017, la production électrique d'origine éolienne a fourni 4,5 % de l'électricité française et se place donc au second rang des renouvelables électriques derrière l'hydroélectricité. Comme montré par la figure 2, l'énergie éolienne a connu un fort développement ces dernières années car son prix relativement bas en fait une source compétitive (entre 40 et 70 euros au MWh, investissement compris). Les contraintes environnementales sont modérées. En revanche, les éoliennes ont un fort problème d'acceptabilité sociale, du fait de leur impact sur le paysage notamment.

ÉVOLUTION DES
CAPACITÉS SOLAIRES ET
ÉOLIENNES EN FRANCE,
SOURCE RTE



- **Éoliennes en mer** : elles fonctionnent sur le même principe que les éoliennes terrestres. Ce sont donc des sources d'énergie renouvelable, intermittente, produisant de l'électricité. Elles sont en revanche différentes sur au moins deux points : le vent en mer étant plus fort et plus stable que sur terre, les éoliennes offshore possèdent un rendement plus élevé que leurs analogues terrestres (facteur de charge de 35 % en moyenne contre 23 % pour le terrestre). L'éolien offshore serait donc un peu moins intermittent. En revanche, les coûts associés sont beaucoup plus élevés. Si l'éolien terrestre est aujourd'hui l'une des sources les plus compétitives sur le marché, ce n'est pas le cas de l'offshore qui est structurellement plus difficile à mettre en place (travaux en mer, maintenance difficile, raccordement au réseau). Les premiers appels d'offres se sont négociés à 200 euros au MWh en France. Les coûts se réduisent néanmoins et un appel d'offres a été remporté à 45 € au MWh en Allemagne en 2017 (hors coût de raccordement qui se chiffre à quelques dizaines d'euros au MWh).

À l'heure actuelle, la France ne possède aucune installation éolienne en mer, malgré des appels d'offres passés en 2011 pour la construction de 3 GW sur cinq sites différents.

- **Photovoltaïque** : les cellules photovoltaïques récupèrent la lumière du soleil et la convertissent en électricité. Tout comme l'éolien, il s'agit d'une source d'énergie entièrement renouvelable et intermittente. En revanche, elle ne peut produire qu'en journée, ce qui pose des problèmes pour répondre au pic de demande de 20 h notamment et nécessite le développement de solutions de stockage. Les contraintes environnementales sont assez faibles et l'acceptabilité sociale plutôt forte. En termes de coût, la production d'électricité sur des champs de panneaux solaires est devenue très compétitive (environ 50 euros au MWh, fonction du niveau moyen d'ensoleillement). En revanche, les panneaux solaires photovoltaïques installés sur toit ne présentent pas le même rendement économique (de 100 euros le MWh pour les grandes surfaces industrielles à 200 euros le MWh pour les installations particulières). Le solaire photovoltaïque connaît un fort développement (figure 2), et des poids lourds de l'énergie en France misent sur cette filière (EDF a annoncé vouloir construire 30 GW de solaire d'ici à 2035 et TOTAL investit via sa filiale Sunpower).
- **Hydroélectricité** : l'énergie mécanique de l'eau est utilisée pour actionner des turbines qui la convertissent en énergie électrique. Il s'agit d'une énergie renouvelable puisque le cycle de l'eau garantit le renouvellement annuel de la ressource. Le volume de production brute varie légèrement en fonction du niveau de pluviométrie. La France est un pays richement doté en relief et de ce fait possède d'importantes ressources hydroélectriques (40 % de la production en Auvergne Rhône-Alpes), qu'elle a commencé à exploiter dès la fin du XIX^e siècle. La grande hydroélectricité est aujourd'hui largement développée sur le territoire, mais un potentiel substantiel subsisterait en petite hydroélectricité. La PPE ne prévoit pas de développement du secteur, ni la fermeture d'ouvrages. Il s'agirait de conserver les ouvrages existants, qui produisent l'énergie la moins coûteuse à l'heure actuelle, tout en engageant des travaux permettant de réduire l'impact écologique de ces installations (passes à poissons notamment). Par ailleurs, les installations hydroélectriques sont l'une des solutions envisagées comme moyen de stockage, mais la plupart des ouvrages ne sont pas encore équipés en moyens de pompage (STEP).
- **Géothermie** : ce terme recouvre diverses technologies radicalement différentes, mais qui exploitent toutes la chaleur de la croûte terrestre. La géothermie peu profonde (entre 5 et 10 m) utilise le concept de pompe à chaleur pour produire du chauffage (individuel ou collectif). Le sol restant à température constante toute l'année, contrairement à l'air, le rendement est meilleur que pour une PAC air-air. La deuxième technologie, dite géothermie profonde, va chercher la chaleur beaucoup plus loin. La température moyenne de la croûte terrestre augmentant avec la profondeur, en moyenne de 3° C tous les 100 m, cette ressource permet d'alimenter des réseaux de chaleur. Le réseau de Chevilly-Larue chauffe ainsi 21 000 logements grâce à un puits de 2 km de profondeur. Enfin, dans certains cas particuliers, à proximité de failles tectoniques ou dans les régions volcaniques (en Californie, Indonésie, etc.), la température peut s'élever de plusieurs centaines de degrés. La ressource géothermique peut alors servir à

alimenter des cycles thermiques pour produire de l'électricité [pas de potentiel en France métropolitaine]. La géothermie possède l'avantage d'être une ressource pilotable. En revanche, les coûts de production sont encore élevés (entre 100 et 150 euros le MWh pour les installations individuelles et de 80 à 100 euros pour les installations plus importantes, de type réseau de chaleur).

- **Bois énergie** : le bois énergie désigne l'utilisation du bois et de ses dérivés comme source d'énergie. Il est possible de produire de l'électricité via la combustion de la biomasse, comme dans une centrale thermique classique. Cependant, la grande majorité de la ressource bois énergie est actuellement utilisée en tant que chauffage au bois domestique, essentiellement sous forme de bûches. Il s'agit d'une source d'énergie considérée comme renouvelable, dans la mesure où la forêt est gérée de façon durable. En d'autres termes, il s'agit de ne pas exploiter plus que l'accroissement biologique annuel de la forêt. Aujourd'hui, il s'agit de la première source d'énergie renouvelable (un peu moins de la moitié de l'énergie primaire renouvelable), et il semblerait que le potentiel de développement de la filière soit encore important. Sept millions de foyers étaient équipés en 2012, et ce nombre pourrait augmenter sans que la consommation de bois ne soit affectée, en améliorant les appareils de chauffage au bois (inserts ou chaudières à granulés à la place de foyers ouverts par exemple). Par ailleurs, il s'agit d'une source d'énergie pilotable, qui peut apporter une solution partielle aux pics saisonniers de consommation observés lors de périodes de grand froid.

- **Biogaz** : il existe deux types de gaz : le gaz naturel qui, comme le pétrole, est une source d'énergie fossile, et le biogaz, qui est renouvelable. Ces gaz diffèrent par leur mode de formation, mais sont chimiquement équivalents et peuvent donc rendre les mêmes services : source de chaleur, production d'électricité (CCG), voire carburant alternatif.

Il existe trois modes principaux de production du biogaz. La méthanisation tire parti de la dégradation de la matière organique, notamment les déchets agricoles, agroalimentaires, biodéchets, etc. La production de biogaz via ce procédé peut donc servir de source de revenu complémentaire pour les agriculteurs. La pyrogazéification est un autre processus permettant de produire du méthane à partir de matières organiques. Enfin, le power to gas utilise le surplus de production d'électricité renouvelable pour produire du méthane par électrolyse de l'eau et méthanation du dioxyde de carbone. En ce sens, le méthane produit par ce procédé permet de stocker l'électricité.

D'après l'ADEME, le potentiel de ressources atteindrait 460 TWh injectables en 2050, ce qui permettrait de satisfaire 100 % de nos besoins en gaz. En 2017, seul 0,8 TWh de biogaz a été injecté dans le réseau. Dans son scénario 100 % gaz renouvelable, l'ADEME évalue le coût du biogaz entre 100 et 150 euros par MWh, incluant les coûts de transformation du réseau. La méthanisation est le procédé le moins cher (entre 60 et 80 euros par MWh) et le power to gas le plus onéreux ; cependant, ce dernier offre une possibilité de stockage et rend donc un service supplémentaire. Ce scénario est jugé optimiste par EDF notamment, et les prix annoncés sont en tout état de cause largement supérieurs à ceux du marché actuel pour le gaz naturel.

À VOTRE AVIS, FAUT-IL FIXER L'OBJECTIF DE RÉDUCTION DE **LA PART DU NUCLÉAIRE À 50 % DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ** :

comme prévu en 2025 en 2030 en 2035 au-delà de 2035

L'AVIS DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Les études menées par RTE montrent que l'échéance de 2025 soulève d'importantes difficultés de mise en œuvre au regard de nos engagements en matière climatique : malgré le développement volontariste des énergies renouvelables, et du fait de la faible maturité à court terme des solutions de stockage, la France serait contrainte de construire une vingtaine de nouvelles centrales à gaz dans les 7 prochaines années pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation, conduisant à une augmentation forte et durable de nos émissions de gaz à effet de serre.

La PPE doit établir une trajectoire ambitieuse d'évolution du mix électrique permettant d'atteindre le plus rapidement possible les objectifs fixés par la loi en prenant en compte l'impératif climatique, la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité économique du pays et la soutenabilité financière de la transition, et en préservant la possibilité de faire des choix en fonction des évolutions technologiques et économiques à venir.

Le nucléaire produit aujourd'hui entre 70 et 75 % de notre électricité. La loi de transition énergétique a fixé la réduction de la part du nucléaire à 50 % en 2025, cet objectif étant le résultat d'un compromis. Le gouvernement d'Édouard Philippe a affirmé en novembre 2017 que cet objectif ne serait pas tenu à moins de ne pas fermer des centrales à charbon et d'ouvrir des centrales à gaz fortement émettrices de gaz à effet de serre.

La question est de savoir quand cet objectif pourra être atteint.

Pour les opposants au nucléaire, on peut atteindre l'objectif à la date prévue ou à une date très proche (avant 2030) si on réduit massivement le gaspillage et la consommation d'énergie et d'électricité dans le transport et les bâtiments et si on accélère la production d'électricité d'origine renouvelable. Ils considèrent que le recul de la date constitue une façon de ne jamais faire baisser cette part.

Le gouvernement de son côté a retenu deux scénarios produits par RTE. Ils prévoient la réduction de la part du nucléaire au fur et à mesure de la montée en puissance des énergies renouvelables. L'un (Ampère) aboutit au chiffre de 50 %* autour de 2035, l'autre (Volt) reporte cet objectif à une date indéterminée probablement au-delà de 2035.

À VOTRE AVIS, FAUT-IL DÉCIDER AVANT 2028

de la fermeture d'autres centrales que Fessenheim

de l'ouverture de nouveaux EPR

du prolongement de nombreux réacteurs au-delà de 50 ans

LAVIS DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

En adoptant la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), le gouvernement définira une trajectoire de réduction progressive de la part du nucléaire pour atteindre les 50 %, en garantissant la sécurité d'approvisionnement électrique et la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. Pour se conformer à cette trajectoire, la PPE pourra prévoir la fermeture ou la prolongation de réacteurs du parc existant, ou leur renouvellement par de nouveaux EPR ou d'autres moyens de production. La centrale de Fessenheim sera fermée préalablement à la mise en service de l'EPR de Flamanville, qu'EDF annonce à ce stade pour fin 2018.

La fermeture d'autres centrales que Fessenheim avant 2028

La centrale de Fessenheim figure parmi les plus anciennes sur le territoire. Sa fermeture est inscrite dans la loi de transition énergétique ; elle a été confirmée par le gouvernement actuel. Pour revenir à 50 % de nucléaire, il faudrait d'après la Cour des comptes fermer environ un tiers des 58 réacteurs.

Les partisans du nucléaire estiment qu'il ne faut pas fixer de date et décider trop vite :

- Il n'est pas certain de pouvoir compenser des fermetures par la montée en puissance des ENR à un coût comparable
- La sécurité de fourniture d'électricité aux Français serait menacée
- Les conséquences en termes de suppression d'emploi local seraient considérables

Les opposants au nucléaire estiment qu'il faut décider dans le cadre de la prochaine DPPE de la baisse du nucléaire

- Un signal est important quant à l'intention véritable de parvenir à l'objectif
- Plus on retardera la fermeture des centrales moins on fera d'effort pour les économies d'énergie et les renouvelables
- Il faut dire la vérité et organiser la reconversion des travailleurs et des sites

L'ouverture de nouveaux EPR avant 2028

Le PDG d'EDF s'est exprimé à plusieurs reprises pour demander qu'on décide rapidement de la construction de nouveaux réacteurs EPR. Ses arguments :

- Les temps entre la décision et la construction sont très longs
- Si on décide de la fermeture de centrales pour atteindre les 50 %, quelle que soit la date, il faudra de nouveaux réacteurs pour prendre le relais
- Si on veut exporter des réacteurs il faut que la France ait des réacteurs sur son propre territoire
- Le fait d'avoir une série de plusieurs EPR ferait baisser les coûts

Le ministre de la Transition écologique et solidaire n'a pas fait preuve d'un très grand d'enthousiasme devant cette demande

Les opposants au nucléaire sont opposés à une telle décision :

- L'EPR n'apporte rien de neuf sur le plan de la technologie et de la gestion des déchets radioactifs
- Les coûts de Flamanville sont passés de 3,3 milliards prévus à 10,5 milliards et donc l'électricité EPR coûterait plus cher (voir le tarif conclu avec de Hinkley Point en Grande-Bretagne à 110 \$ le MWh)
- Décider de nouveaux réacteurs EPR, c'est mettre beaucoup d'argent alors qu'on doit investir sur les économies et les ENR

Le prolongement de nombreux réacteurs au-delà de 50 ans

Un certain nombre de réacteurs nucléaires existants arrivent au terme de leur durée prévue de fonctionnement de 40 ans : 23 sur la période 2019-2023 et 21 sur la période 2024-2028. Ces réacteurs peuvent être soit fermés soit, si l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le permet, être prolongés jusqu'à 60 ans sous réserve de travaux de rénovation connus sous le nom de « **grand carénage**. »

Ce plan prévisionnel est évalué à 74 Mds d'euros par la Cour des comptes, à 110 Mds d'euros si l'ensemble des réacteurs est prolongé, et à 200 Mds par Greenpeace pour atteindre le niveau de sécurité EPR sur l'ensemble du parc.

L'avantage de cette solution aux yeux de ses partisans est d'assurer la continuité du service. On pourrait ainsi produire une électricité bon marché dans des centrales qui, si l'on excepte le coût du carénage, sont déjà largement amorties. La sécurité des centrales sera d'autant plus fiable que les exigences de l'Autorité de sûreté sont de la porter au même niveau de performance que les EPR de nouvelle génération.

Les inconvénients aux yeux des opposants touchent à la difficulté d'assurer la sécurité pour des installations obsolètes voire dangereuses. Gestion des déchets, carénage : EDF se met en grave danger économique devant ce « mur d'investissements » : à choisir il continuera toujours à favoriser le nucléaire au détriment des économies d'énergie et des renouvelables.

ANNEXES

ANNEXE 1

RAPPEL DES ARGUMENTS DES PARTISANS ET DES ADVERSAIRES DU NUCLÉAIRE

Pour les partisans du nucléaire

- Il assure notre indépendance énergétique
- Il produit la base de notre consommation électrique alors que les renouvelables sont (sauf l'hydraulique) intermittentes
- Il ne produit presque pas de carbone au niveau de sa production
- Il restera moins cher dans l'avenir
- Il est un des fleurons de l'industrie et de la recherche françaises, un atout à l'exportation pour notre économie

Pour les opposants au nucléaire

- Il fait dépendre la France des importations d'uranium (Niger, Canada, Australie et Kazakhstan).
- La sécurité n'est pas assurée, le parc vieillit, les centrales sont vulnérables ; un accident majeur n'est pas à exclure
- On ne sait toujours pas gérer les stocks de déchets, l'enfouissement est irresponsable
- La construction de l'EPR a explosé les prix qui seront de plus en plus élevés, alors que celui des renouvelables va baisser
- La part du nucléaire dans le monde est en régression constante, le risque de dissémination est inquiétant (Iran, Corée du Nord, Moyen-Orient)

ANNEXE 2

ÉMISSIONS DE CARBONE SUR LE CYCLE DE VIE D'UNE CENTRALE

(Incluant la construction, le démantèlement, le transport et la gestion des déchets)

66 g de CO₂ par kWh nucléaire. [Source Wise]

À comparer avec :

1 000 g émis pour un kWh issu de la combustion du charbon	100 g pour le solaire photovoltaïque
800 g pour le pétrole	15 g pour l'énergie éolienne
600 g pour le gaz	[Valeurs médianes, source GIEC]

ANNEXE 3

COÛTS DU NUCLÉAIRE - COMPARAISONS

Rapport parlementaire Baupin Brottes : 60 euros/MWh incluant les coûts opérationnels, l'investissement et la gestion des déchets, la construction et le démantèlement

EDF : 40 euros/MWh (excluant les coûts de construction, déjà amortis)

À comparer avec les ENR : coût médian, capital inclus :

50 euros/MWh pour l'éolien terrestre et les fermes photovoltaïques

60 euros/MWh pour les cycles combinés au gaz

100 euros/MWh pour le charbon

200 euros/MWh pour le solaire résidentiel

[Source : cabinet de conseil Lazard]

ANNEXE 4

LES RISQUES

L'histoire de la filière nucléaire a montré que le risque n'était pas nul. Deux accidents majeurs (niveau maximal sur l'échelle des catastrophes nucléaires) se sont produits. Le premier à Tchernobyl, en 1986, est le résultat d'une conception dangereuse et d'une succession d'erreurs humaines ; le second à Fukushima, en 2011, a fait suite à un enchaînement d'événements qui avaient été considérés comme hautement improbables. Dans les deux cas, les dégâts économiques et humains ont été colossaux : irradiation des travailleurs, contamination large, évacuation de la zone autour de la centrale. L'IRSN a tenté de chiffrer le coût d'un événement de ce type dans une centrale française et l'a estimé entre 120 Mds d'euros pour un accident grave (niveau 6) et 450 Mds pour un accident majeur (niveau 7 maximal).

À l'heure actuelle, les accidents les plus graves en France ont été classés au niveau 4 de l'échelle INES (accident limité au site). Ils se sont tous deux produits sur le site de Saint-Laurent-des-Eaux (aujourd'hui à l'arrêt) en 1969 et 1980, avec une fusion partielle du cœur en 1980. Des incidents de niveaux 2 et 3, rares, se sont aussi produits, par exemple lors de la tempête de 1999 pendant laquelle la centrale du Blayais a été inondée.

Pour les partisans du nucléaire, une succession de causes comme celles survenues en Ukraine ou au Japon est tout à fait improbable en France, où l'Autorité de sûreté nucléaire (autorité indépendante) veille et où les leçons post accidents ont été tirées.

Pour les opposants, au contraire, la probabilité avancée par les experts a été sous-évaluée. Un accident est possible. Wise et Greenpeace estiment que ce risque est accru par le vieillissement des installations et par les nouvelles formes de menace (cyber attaques, terrorisme).

ANNEXE 5

LES DÉCHETS

Le volume des déchets à haute activité s'élevait en 2013 à 3 200 m³, et ce stock augmente d'environ 150 m³ chaque année. Au total, il s'agissait d'un million et demi de m³ de déchets de tout type. Notons que toutes les centrales nucléaires à fission, hors surgénérateur, produisent des déchets radioactifs.

Les déchets nucléaires n'ont pas d'équivalent dans les autres filières industrielles. Les plus radioactifs, dits à haute activité, doivent être manipulés avec un soin extrême. À partir d'un certain seuil, l'irradiation d'un être vivant cause la mort de manière certaine ; à plus faible dose, elle augmente notamment le risque de cancer. Il est donc primordial de conserver ces déchets dans des conditions appropriées.

Les déchets d'origine nucléaire sont classés suivant leur activité (dangerosité) et leur durée de vie. Les déchets à vie courte et/ou à faible activité sont les plus nombreux. Ils sont actuellement stockés en surface. À l'inverse, les déchets à haute activité sont aujourd'hui stockés de façon provisoire, en général sur site à côté des centrales, dans l'attente d'une solution plus pérenne.

À l'heure actuelle, un scénario d'enfouissement profond irréversible à terme (on enfouit et on ferme), le projet CIGEO, est envisagé dans la Meuse. Son coût est estimé entre 20 et 30 milliards d'euros.

Il permettrait de stocker les déchets sur plusieurs dizaines de milliers d'années. Il fait l'objet de vives controverses : L'Andra, chargée de ce projet, assure que le stockage est possible compte tenu de la qualité du terrain et des techniques de conditionnement envisagées.

Pour les opposants, les risques sont importants d'incendie, de contamination vers la nappe phréatique, et de remontée de radioactivité en surface.