

Groupe de travail « coûts »

Cadrage de l'évaluation économique des scénarios de long terme

Méthodologie et hypothèses utilisées

1.	CONTEXTE ET OBJECTIFS DU GROUPE DE TRAVAIL	3
	1.1 CADRE GENERAL: LA CONSTRUCTION DE SCENARIOS DE MIX ELECTRIQUE A HORIZON 2050	3
	1.2 OBJECTIFS DU GROUPE DE TRAVAIL : LA DISCUSSION DE LA METHODOLOGIE ET DES HYPOTHESES POUR L'	EVALUATION
	ECONOMIQUE DES SCENARIOS	4
2.	LA METHODE PROPOSEE POUR L'EVALUATION ECONOMIQUE DES SCENARIOS S'INSCRIT	DANS LA
	ONTINUITE DES ANALYSES MENEES PAR RTE DEPUIS 2017	
	2.1 LE PERIMETRE DES COUTS PRIS EN COMPTE	6
	2.1.1 La production d'électricité	6
	2.1.2 Les mesures de pilotage de la demande	7
	2.1.3 Les coûts des autres moyens de flexibilité dédiés	
	2.1.4 Les réseaux de transport et distribution	9
	2.1.5 Les mesures de maîtrise de la demande	
	2.1.6 Les transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques	10
	2.1.7 Les coûts de commercialisation	12
	2.1.8 Les externalités	12
	2.2 LE POINT DE VUE CONSIDERE	13
	2.3 Plusieurs metriques peuvent etre utilisees	14
	2.4 LA METHODE D'ANNUALISATION UTILISEE POUR TENIR COMPTE DE L'EFFET SUR LE LONG TERME DES INVESTISSE	EMENTS. 15
	2.4.1 L'annuité des investissements combine l'investissement, la durée et le taux d'actualisation	on 15
	2.4.2 Quel taux d'actualisation retenir ?	17
	2.5 LA PRISE EN COMPTE DES COUTS PASSES	19
	2.6 RECAPITULATIFS DES CHOIX METHODOLOGIQUES RETENUS POUR L'EVALUATION ECONOMIQUE DES SCENARIOS	21
3.	QUELQUES ORDRES DE GRANDEUR SUR LES COUTS DU SYSTEME ELECTRIQUE	22
	3.1 LES COUTS COMPLETS DU SYSTEME ELECTRIQUE ACTUEL	
	3.1.1 Le coût pour le consommateur d'électricité	
	3.2 LES COUTS PROJETES A L'HORIZON 2035 DANS LE SCENARIO DE LA PPE	24
4.	HYPOTHESES DE COUTS DES DIFFERENTS COMPOSANTS DU SYSTEME ELECTRIQUE A LON	IG TERME
[S	ECTION PROVISOIRE A COMPLETER]	26
	4.1 COUTS DE PRODUCTION	26
	4.1.1 Production renouvelable	26
	4.1.2 Production nucléaire	28
	4.1.3 Production thermique fossile	29
	4.2 COUTS DES DISPOSITIFS DEDIES DE FLEXIBILITE (BATTERIES,)	
	4.3 COUTS DES DISPOSITIFS DE PILOTAGE DE LA DEMANDE	31
	4.4 COUTS DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION	31
	4.5 COUTS DES DISPOSITIFS DE MAITRISE DE LA DEMANDE	
	4.6 COUTS DES TRANSFERTS D'USAGES ET LES EFFETS SUR LES AUTRES SECTEURS ENERGETIQUES	31
	4.7 COUTS DE COMMERCIALISATION	31

1. Contexte et objectifs du groupe de travail

1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Pour répondre à des demandes de certaines parties prenantes, le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ des 17 mai et 27 septembre 2019.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- la CPSR, qui sert d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- neuf groupes de travail thématiques, lancés depuis juin 2019 et réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment: la consommation, la base climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, les dynamiques sociétales, l'analyse environnementale, l'évaluation économique ou encore le fonctionnement technique du système et du réseau;
- une consultation publique très large, structurée sous forme d'un appel à contributions prévu pour le printemps 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu et d'autres réunions thématiques s'étaleront tout au long de l'année 2020.

Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios. Le document présent porte sur le cadrage de l'analyse environnementale des scénarios du Bilan prévisionnel.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau

1.2 Objectifs du groupe de travail : la discussion de la méthodologie et des hypothèses pour l'évaluation économique des scénarios

Le débat public sur le système électrique porte régulièrement sur la capacité du mix à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité mais également sur le coût économique associé aux différents choix publics sur l'évolution du mix.

La quantification économique des scénarios répond donc à une forte attente, exprimée par de nombreuses parties prenantes au cours de la concertation sur les études prospectives de RTE.

Le débat actuel sur l'évolution des coûts de production de l'électricité est en particulier marqué par des visions divergentes entre les différentes études et publications qui peuvent parfois susciter l'incompréhension des participants au débat.

D'un côté, certaines études s'appuient sur la notion de coût complet ou LCOE², en euros par mégawattheure produit, pour comparer différentes filières. Le calcul de cet indicateur consiste à rapporter l'ensemble des coûts fixes et variables d'un moyen de production à l'énergie produite sur sa durée de vie (en prenant donc une hypothèse de durée de fonctionnement). Celui-ci est fréquemment utilisé pour apprécier la compétitivité croissante des énergies renouvelables par rapport aux alternatives (construction de nouveaux moyens), en mentionnant des coûts issus des derniers appels d'offres pour l'éolien et le photovoltaïque (de l'ordre de 50 à 70 €/MWh) bien inférieurs au tarif d'achat de la production de nouveaux réacteurs nucléaires tel que prévu par exemple au Royaume-Uni (de l'ordre de 110 €/MWh pour la centrale d'Hinkley Point C). Au-delà des questions sur les hypothèses d'évolution des coûts des différentes technologies à long terme, cette approche (i) suppose implicitement que les installations produiront de l'électricité dès lors qu'elles seront disponibles (or, il peut exister des phénomènes de surabondance de production dans certains scénarios) et (ii) elle néglige le fait que les services rendus par les différentes filières sont différents (profils de production, garantie capacitaire, localisation flux sur les réseaux, contribution à l'inertie du système, prévisibilité et besoins en réserve et ajustements associés). Pour y remédier, certaines études intègrent dans le calcul des composantes de coûts supplémentaires pour les énergies renouvelables tels que des coûts de flexibilité ou de réseau, en euros par mégawattheure, souvent basées sur des approximations fortes.

De l'autre, certains considèrent qu'à côté des énergies renouvelables, un système redondé de production commandable est nécessaire pour assurer la couverture de la demande lorsque les capacités renouvelables ne produisent pas. La projection du coût d'ensemble est alors réalisée en imaginant un « système redondé » pour pallier la variabilité de la production renouvelable. En réalité, cette approche sous-estime le foisonnement de la production renouvelable à l'échelle nationale voire européenne et néglige la flexibilité associée à des moyens existants dans le mix électrique (hydraulique, flexibilité de la demande, capacités nucléaires et thermiques résiduelles). Pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, il n'est ainsi pas nécessaire d'ajouter systématiquement 1 MW de production commandable pour 1 MW installé de production renouvelable.

Pour apporter des éléments de quantification économique au débat public, RTE met en œuvre une évaluation systématique des enjeux économiques associés à différentes transformations du secteur électrique, en se basant sur une approche rigoureuse consistant à comparer les « coûts système » complets de plusieurs scénarios de système électrique. Celle-ci repose sur la simulation du système

² Levelized Cost of Electricity

électrique à l'échelle européenne, et sur la comptabilisation de l'ensemble des coûts d'infrastructures (production, réseau...) et des coûts variables d'exploitation associés, pour les différents scénarios étudiés.

Les quatre scénarios à l'horizon 2035 étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 ont ainsi fait l'objet d'un chiffrage des coûts complets de production, restitué dans le chapitre 11.7 du rapport complet. Ceci a permis d'apporter une comparaison des scénarios sur le plan économique, sur la période considérée (2020-2035).

Le chiffrage économique a par la suite été prolongé sur les différentes études publiées par RTE en 2018 et 2019. En particulier, le schéma de réseau publié en septembre 2019 contient une évaluation du coût associé aux besoins de réseau dans les différents scénarios de mix électrique à l'horizon 2035, permettant de compléter l'analyse économique des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production + réseau. De même, les études sur la mobilité électrique (mai 2019) et sur l'hydrogène (janvier 2020) ont apporté des éléments complémentaires sur les coûts des transferts d'usages associés.

Les éléments de cadrage discutés avec les parties prenantes au cours des différentes réunions de concertation conduisent à prolonger ce type d'analyse dans le cadre des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel. Les scénarios à l'horizon 2050 feront ainsi l'objet d'une description complète, articulée autour de quatre axes :

- 1- **Une description technique** (équilibre offre-demande et sécurité d'approvisionnement, évolution du réseau, fonctionnement technique du système...);
- 2- Une description environnementale (analyse sur les émissions de gaz à effet de serre, mais également sur d'autres indicateurs portant sur la biodiversité ou encore la consommation de ressources...);
- 3- Une description sociétale (implications des scénarios sur les modes de vie) ;
- 4- **Une description économique** (chiffrage du coût du système électrique dans les différents scénarios selon plusieurs hypothèses d'évolution du coût des technologies).

Le groupe de travail « coûts » visera à répondre à deux objectifs principaux :

- 1) Définir la méthodologie de chiffrage économique des scénarios (périmètre de l'analyse, point de vue considéré, indicateurs restitués, etc.);
- 2) Partager avec les parties prenantes sur les hypothèses de coûts des différentes technologies et infrastructures (consommation, production, flexibilité, réseau) considérées dans l'analyse.

Le document présent constitue le document d'accompagnement du groupe de travail sur les coûts et l'analyse économique. Il s'agit d'un document de travail qui servira de base de discussion pour les échanges avec les parties prenantes dans le cadre des réunions de concertation, et sera progressivement enrichi en fonction des retours et de l'avancée des travaux.

La première réunion du groupe de travail portera essentiellement sur le cadrage de l'analyse économique et la présentation de la méthodologie proposée. Une première discussion des sources de données pouvant être utilisées pour définir les hypothèses de coûts sera également proposée.

2. La méthode proposée pour l'évaluation économique des scénarios s'inscrit dans la continuité des analyses menées par RTE depuis 2017

De manière générale, l'économie d'un scénario donné peut s'appréhender de façon différente selon la métrique utilisée. Les différences méthodologiques portent notamment sur :

- le périmètre des coûts pris en compte (tous les coûts du système électrique ou seulement certains ? avec ou sans intégration des externalités ? etc.) ;
- le point de vue adopté (calcule-t-on le prix acquitté par le consommateur ou le coût d'ensemble pour la collectivité ?);
- le mode de comptabilisation des coûts (dépenses, coûts annualisés, coûts futurs ou coûts futurs et passés, coûts intégrant la balance commerciale ou non).

2.1 Le périmètre des coûts pris en compte

L'évaluation économique s'attache à prendre en compte les coûts de l'ensemble des composantes du système électrique français :

2.1.1 La production d'électricité

Les coûts de production d'électricité sont intégrés dans l'évaluation économique, intégrant l'ensemble des coûts fixes et variables, et plus précisément :

- les coûts d'investissement dans les moyens de production (CAPEX), amortis sur l'ensemble de leur durée de vie avec un taux d'actualisation dépendant de la nature de l'investissement, du mode de financement ou encore du risque du projet ;
- les coûts fixes d'exploitation et de maintenance annuels (OPEX);
- les coûts variables de production, qui correspondent pour l'essentiel aux coûts de combustible (nucléaire, gaz, charbon, fioul, biomasse...) pour les moyens de production thermiques.

Ces coûts seront comptabilisés pour tous les moyens de production d'électricité en France, sur l'ensemble de la période considérée (2020-2050).

Cependant, le fonctionnement interconnecté du système électrique qui repose sur des volumes d'échanges d'électricité (imports et exports) importants avec les pays voisins, implique de prendre en compte également les enjeux économiques associés à ces échanges aux interconnexions.

Une approche possible consiste à évaluer les coûts d'ensemble du système électrique européen ; cette approche a néanmoins pour inconvénient (i) de nécessiter un grand nombre de données et de calculs, et (ii) de ne pas dégager d'enseignement économique sur les choix de transition énergétique pouvant être opérés au niveau national, alors que la responsabilité de l'évolution du mix de production relève des États.

Par conséquent, l'approche proposée pour le chiffrage des scénarios du Bilan prévisionnel consiste à restreindre le périmètre de l'analyse au système électrique français mais à évaluer les enjeux économiques des échanges aux interconnexions induits par la production française. Ceci permet de tenir compte du fait que, dans des scénarios où la France produirait beaucoup d'électricité mais en exporterait également des volumes importants, les exports se traduiraient par des revenus pour les

acteurs du système électrique français. A l'inverse, dans le cas où l'équilibre offre-demande en France dépendrait des imports, les coûts afférents doivent être pris en compte.

Dans la régulation actuelle, les coûts des imports et des recettes associées aux exports peuvent être estimés par la valorisation des volumes échangés aux prix de marché, qui diffèrent heure par heure. C'est cette approche qui a ainsi été utilisée pour le chiffrage des scénarios du Bilan prévisionnel 2017. A très long terme néanmoins, dans des scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables, les signaux de prix de marché de l'électricité sont susceptibles d'être très différents d'aujourd'hui, avec par exemple de nombreuses périodes pendant lesquelles les coûts marginaux de production d'électricité sont nuls. Dans ces conditions, la valorisation des échanges d'électricité aux interconnexions pourrait se baser sur d'autres références économiques.

2.1.2 Les mesures de pilotage de la demande

Les investissements permettant le pilotage des usages seront intégrés aux analyses. Ce pilotage permet de déplacer la consommation dans le temps, par exemple pour faciliter la maîtrise de la pointe ou l'évitement de fonctionnements aux heures de coûts variables élevées. Ce pilotage est déjà utilisé aujourd'hui via les dispositifs tarifaires (« heures creuses ») permettant de piloter notamment la charge des ballons d'eau chaude sanitaire. Les effacements concernent d'autres usages (le chauffage par exemple) sont déjà réalisés par des agrégateurs à la maille nationale. Le rapport de RTE sur l'électromobilité 3 montre que de nouveaux usages peuvent s'inscrire pleinement dans cette perspective. La définition du potentiel de flexibilité sur la demande accessible à long terme dans les différents secteurs (résidentiel, tertiaire, industriel) fait l'objet de travaux dans un groupe de travail dédié (GT Flexibilité).

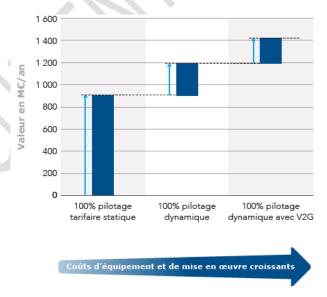


Figure 1 : Gisement de valeur associée au pilotage dans le scénario Crescendo haut 2035 du rapport électromobilité de RTE (variantes sur le développement du pilotage de la recharge, comparées à une situation sans aucun pilotage de la recharge)

- 7/31 -

³ RTE, 2019, Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique : https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite synthese 9.pdf

Dans le cas général un tel pilotage ne conduit cependant pas à une réduction de consommation d'électricité (sauf en cas de substitution par un autre vecteur énergétique), mais à son décalage dans le temps. Il peut même conduire à des consommations d'énergie dans le cas d'utilisation de stockages, par exemple de batteries (pertes en rendement), ou dans le cas des effacements du chauffage (afin de remonter la température intérieure).

2.1.3 Les coûts des autres moyens de flexibilité dédiés

Dans le système actuel, une grande partie des flexibilités requises par le système électrique sont assurées par les moyens de production pilotables ou, dans une moindre mesure, par des capacités d'effacement ou de pilotage de la demande. Dans un système avec une part très importante de production non pilotable, des moyens complémentaires peuvent être requis, d'une part en raison d'une diminution des leviers traditionnels et d'autre part en raison de l'augmentation des besoins liés à la variabilité et à la moindre prévisibilité des productions éoliennes et photovoltaïques. Le maintien de l'inertie du système électrique peut également nécessiter le déploiement de solutions de flexibilité dédiées.

Les coûts des moyens de flexibilité et de stockage nécessaires à l'équilibre offre-demande ou au maintien de la stabilité du réseau seront par conséquent intégrés dans l'évaluation économique.

Ces moyens sont en particulier les batteries dédiées, pouvant répondre à des besoins de flexibilité de court terme, des stations de transfert d'énergie hydrauliques (STEP) ou la conversion d'électricité en hydrogène par électrolyse pour sa restitution ultérieure au système électrique, pouvant répondre à des besoins de flexibilité de plus long terme. Le rapport de RTE sur les enjeux de développement de l'électrolyse ⁴ identifie ce besoin comme un des enjeux pouvant justifier le développement de la production d'hydrogène par électrolyse à long terme, l'enjeu de décarbonation du système énergétique devant apparaître plus rapidement.

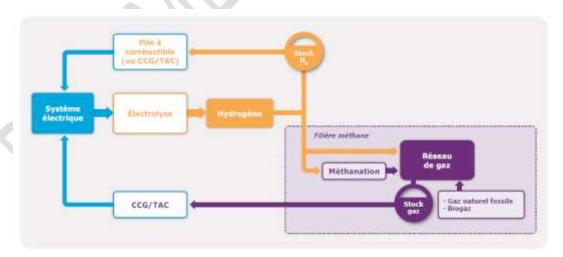


Figure 2 : Le stockage d'énergie électrique via le Power-to-Gas-to-Power, un des enjeux du développement de la production d'hydrogène par électrolyse à l'horizon 2040-2050

⁴ La transition vers un hydrogène bas carbone –Atouts en enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035, RTE, janvier 2020 : https://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_hydrogene_vf.pdf

2.1.4 Les réseaux de transport et distribution

Les réseaux de transport et de distribution d'électricité représentent une part significative des coûts du système électrique.

Les transformations du mix électrique (développement des énergies renouvelables, raccordement d'éoliennes en mer et d'éventuels nouveaux réacteurs nucléaires, déclassement d'anciennes unités nucléaires ou thermiques, etc.) conduisent à modifier la répartition géographique des moyens de production et peuvent donc nécessiter des évolutions de l'infrastructure de réseau, aux différents niveaux de tension.

Le schéma de réseau publié par RTE en septembre 2019⁵ a ainsi apporté des éléments sur les besoins d'évolution du réseau de transport à l'horizon 2035, en se basant sur le scénario du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et d'autres scénarios encadrants (*Ampère*, *Volt*) du Bilan prévisionnel 2017. Cette étude a mis en évidence le rôle du réseau dans la transition énergétique, notamment dans un contexte où la géographie des moyens de production évolue et où la variabilité de la production s'accroît en fonction des périodes de l'année et des conditions météorologiques. Ceci conduit ainsi à devoir adapter le réseau de transport.

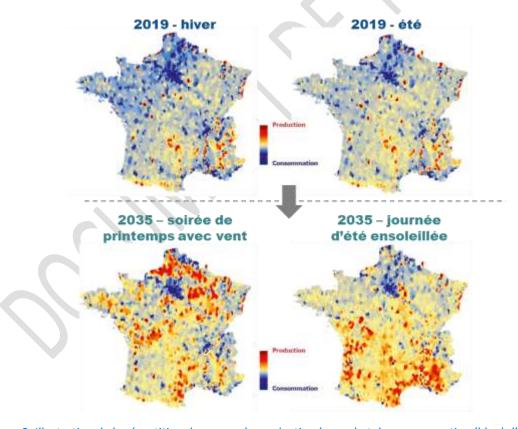


Figure 3. Illustration de la répartition des zones de production (rouge) et de consommation (bleu) d'électricité sur des situations typiques avec le mix électrique actuel (en haut) et avec le mix électrique projeté à horizon 2035 selon le scénario du projet de PPE

⁵ Schéma décennal de développement du réseau, RTE, septembre 2019 : https://www.rte-france.com/sddr2019-synthese

Le volet économique du schéma de réseau 2019 (chapitre 8 du SDDR) intègre un chiffrage de l'ensemble des coûts de réseau de transport, dans les scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel 2017, ainsi que dans le scénario correspondant au projet de PPE publié début 2019. Ceci permet de compléter le chiffrage des scénarios initié en 2017 en intégrant l'ensemble de la chaîne production + transport.

Ce type d'analyses sera également décliné pour le prochain Bilan prévisionnel de long terme, afin de disposer d'une estimation en ordre de grandeur des besoins de réseaux (transport et distribution), et des coûts correspondants, dans des scénarios de mix électrique très différents d'aujourd'hui. Ces analyses intégreront en particulier les synergies possibles entre les besoins de renouvellement des infrastructures et l'adaptation du réseau aux nouveaux mix possibles.

2.1.5 Les mesures de maîtrise de la demande

Les efforts de maîtrise de la demande représentent des dépenses potentiellement significatives au regard des coûts de production. Ces coûts seront intégrés à l'évaluation économique des scénarios.

Pour l'essentiel, il s'agit de mesures d'efficacité énergétique visant à limiter les pertes, à satisfaction inchangée d'un besoin final d'énergie. Elles peuvent se concrétiser par le remplacement d'un appareil de meilleur rendement (par exemple remplacer un convecteur par une pompe à chaleur), par l'isolation des logements, ... Il s'agira notamment de comparer des scénarios reposant sur différentes trajectoires d'efficacité énergétique, afin de mettre en balance les intérêts respectifs - économiques, environnementaux, sociétaux - d'efforts différenciés sur l'amont (la production) et sur l'aval (la réduction de la consommation).

Au-delà de l'efficacité énergétique, les analyses viseront également à intégrer l'impact économique ou le coût de mesures de sobriété (relevant du comportemental). La question du chiffrage de telles actions présente néanmoins des difficultés méthodologiques.

2.1.6 Les transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques

Les scénarios établis dans le cadre du Bilan prévisionnel sont dédiés à l'analyse du système électrique, mais s'inscrivent dans un contexte énergétique plus large, marqué par des évolutions de la part relative des différents vecteurs (gaz, produits pétroliers), au travers notamment des transferts d'usages (mobilité, usages thermiques, usages industriels...). À titre d'exemple, un scénario basé sur des transferts d'usage importants vers l'électricité — par exemple dans le cadre d'une volonté de décarboner le secteur des transports en favorisant la mobilité électrique — conduirait à augmenter les coûts attribués au système électrique mais aussi à réduire ceux correspondant à l'approvisionnement en produits pétroliers.

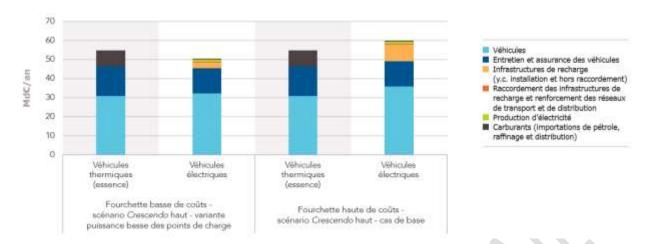


Figure 4 : Coûts totaux annualisés pour 11,7 millions de véhicules à l'horizon 2035 selon leur motorisation et le scénario de développement de la mobilité électrique considéré. Source : Rapport électromobilité RTE 2019

Afin de pouvoir comparer des scénarios ou variantes basés sur des répartitions de consommation entre les vecteurs différentes, il est donc nécessaire d'intégrer, dans l'analyse économique des scénarios, les effets induits sur ces autres secteurs énergétiques (coûts et bénéfices associés). L'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel visera donc à intégrer les effets économiques induits par les différences de transferts d'usages, en s'appuyant en particulier sur les méthodologies et hypothèses de chiffrage économique utilisées dans les études complémentaires de RTE sur les « nouveaux usages » publiées en 2019 et 2020 (sur la mobilité électrique, l'hydrogène et le chauffage).

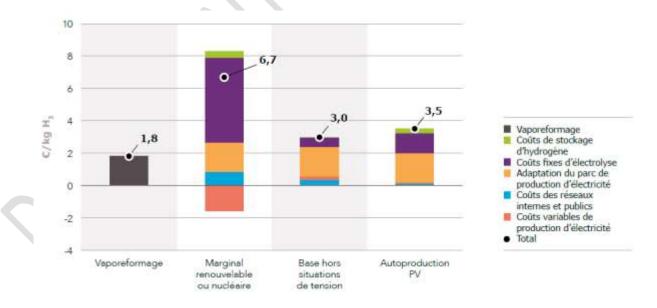


Figure 5 : Coût de substitution de l'électrolyse au vaporeformage, pour une livraison annuelle de 630 000 tonnes d'hydrogène en bande. Source : Rapport hydrogène RTE 2020.

2.1.7 Les coûts de commercialisation

Les coûts de commercialisation concernent essentiellement les coûts liés à l'activité de fourniture : charges de personnel, systèmes d'information,... Les coûts de commercialisation d'EDF au périmètre « électricité en France » sont évalués périodiquement par la CRE dans le cadre de la proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité⁶. Cette estimation intègre cependant le coût de l'obligation des fournisseurs dans le cadre du dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) et relevant donc des coûts de maitrise de la demande.

Les coûts de commercialisation, hors CEE, sont susceptibles d'évoluer mais ne varient pas a priori de façon significative d'un scénario à l'autre.

2.1.8 Les externalités

L'analyse de scénarios de transition énergétique met en lumière la question des externalités. En effet, les dépenses à engager pour assurer la transition énergétique sont importantes. Cependant, les externalités environnementales et le coût de l'inaction tendent à réduire le niveau de ces dépenses, lorsque ces éléments sont intégrés à l'analyse.

Le périmètre des externalités pouvant être prises en compte est potentiellement très large : conséquences ou implications sociétales des différents choix énergétiques, conditions d'approvisionnement dans les combustibles — pétrole, gaz, uranium — ou les matériaux nécessaires — lithium, nickel, silicium — problématique des terres rares, etc. L'impact sur le changement climatique via les émissions de gaz à effet de serre, directes ou induites, est certainement la plus connue aujourd'hui mais est loin d'être la seule.

Des mécanismes visent à valoriser certaines d'entre elles : c'est le cas du prix du CO_2 par exemple, dans le système européen d'échange de quotas d'émissions ETS (European Trading Scheme). Mais cette valorisation est partielle : elle ne concerne que le CO_2 émis en Europe sur les secteurs soumis au marché ETS. D'autres gaz à effet de serre ne sont pas concernés par cette valorisation. De plus les émissions indirectes échappent potentiellement à cette valorisation, par exemple en phase de fabrication d'équipements en dehors de l'Europe, ou lorsque les projections de coûts d'investissement n'explicitent pas les hypothèses de valorisation du CO_2 qu'elles intègrent.

Dans le cadre des travaux du Bilan prévisionnel, les externalités ne seront par défaut pas intégrées dans le chiffrage économique des scénarios. En revanche, les indicateurs correspondants (impact sur les gaz à effet de serre, consommation de ressources...) feront l'objet d'une quantification dans le cadre de l'analyse environnementale et de l'analyse des implications sociétales. Des variantes sur le chiffrage pourront intégrer une valorisation économique des externalités, pour celles qui peuvent être associées à une valeur socio-économique spécifique (par exemple, valeur tutélaire du carbone s'agissant des émissions de gaz à effet de serre).

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2019 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

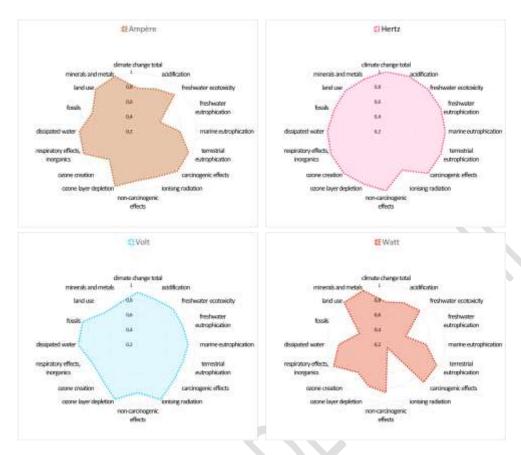


Figure 6. Comparaison des quatre scénarios du Bilan prévisionnel 2017 à l'horizon 2035 selon les 16 indicateurs environnementaux ILCD – maille France

Concernant le prix du CO₂, une hypothèse sera retenue pour simuler les équilibres européens et estimer les volumes produits par technologie, et notamment représenter correctement l'ordre de préséance économique des productions à partir de différents combustibles fossiles. Le coût variable de production intégré aux coûts totaux du système électrique ne tiendra cependant pas compte de ce prix.

2.2 Le point de vue considéré

Un motif traditionnel d'incompréhension en matière de chiffrage tient au point de vue considéré pour l'évaluation des coûts : ces derniers peuvent s'envisager sous l'angle de la collectivité, des seuls acteurs du système électrique, ou encore des seuls consommateurs.

S'agissant d'éclairer la décision publique, le coût pour la collectivité (aussi appelé surplus collectif) doit être le critère privilégié. C'est ce point de vue qui sera considéré pour l'analyse économique. L'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique sont ainsi intégrés dans l'analyse, quel que soit les mécanismes de marché ou les effets redistributifs qui peuvent être associés.

Ainsi, les coûts au périmètre de la collectivité ne doivent en principe pas inclure ce qui relève des transferts économiques entre les acteurs du système électrique et le reste de l'économie. En particulier, les taxes, qui agissent comme une redistribution de valeur entre acteurs économiques

français (incluant les ménages) via le budget de l'Etat ou des collectivités territoriales, ne devraient pas être comptabilisées.

L'approche retenue consiste par défaut à évaluer les coûts portés par l'ensemble des acteurs du système électrique, en excluant quand c'est possible les taxes auxquels ils sont soumis. L'identification de la totalité des taxes reste néanmoins difficile. Celles-ci couvrent néanmoins un périmètre très large qu'il est difficile de caractériser précisément pour l'ensemble de la chaîne de production-acheminement-consommation d'électricité : elles incluent des composantes très différentes, des taxes sur les charges de personnel aux taxes douanières portant sur un composant importé nécessaire à la fabrication d'un équipement.

A titre d'exemple, l'indemnité forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), taxe perçue par les collectivités locales portant notamment sur les installations de production en France, ne sera par défaut pas comptabilisée dans les coûts de production (ceci permettant par ailleurs de ne pas se lancer dans des projections sur l'évolution des mécanismes fiscaux).

Les coûts vus par les seuls consommateurs d'électricité, via leurs factures, ne permettent pas d'éclairer pleinement la décision publique. En effet, le prix payé par le consommateur ne reflète pas nécessairement exactement les coûts de production. Cela est lié, dans la régulation actuelle, à l'écart possible entre le niveau de prix de marché et le reflet des coûts de production à couvrir⁷. Par ailleurs, la répercussion des coûts du système électrique sur la facture ou sur d'autres mécanismes de financement est fortement dépendante de la régulation. Par exemple, le financement des énergies renouvelables électriques n'est aujourd'hui plus assuré par les seuls consommateurs d'électricité⁸. La projection de coûts pour le consommateur à un horizon lointain nécessite de définir l'évolution des modèles de marché et de régulation applicables au secteur électrique, ce qui pose des difficultés méthodologiques. L'analyse du coût pour le consommateur ne fera donc pas l'objet d'un chiffrage précis dans le cadre du Bilan prévisionnel.

2.3 Plusieurs métriques peuvent être utilisées

La première approche possible consiste à **comptabiliser les dépenses engagées une période de temps donnée**, par exemple par décennie (investissements, dépenses d'exploitation fixes et variables – dont dépenses de combustibles) Cela permet de mesurer l'effort financier à consentir pendant la période d'étude et l'importance des capitaux à mobiliser.

En revanche, cette approche n'est pas suffisante pour comparer correctement les scénarios car elle ne prend pas en compte l'effet de ces dépenses au-delà de la période considérée. Or la durée de vie des équipements du système électrique est variable suivant les composants (de l'ordre de la dizaine

⁷ Le niveau de prix de marché n'est pas nécessairement le reflet des coûts de production à couvrir. Ceci n'est théoriquement vrai que si le parc est parfaitement adapté, ce qui n'est jamais véritablement le cas du fait de l'existence d'inertie sur l'évolution du mix (délais de construction, durée de vie), d'évolution des cours des combustibles fossiles déterminant le prix de marché, et car des déterminants importants du mix sont construits comme résultant d'un pilotage public et non d'une optimisation économique des acteurs. Ceci signifie que ce que paye le consommateur peut ne pas couvrir les coûts du système électrique, générant des pertes ou au contraire conduire à des bénéfices supérieurs à la rémunération du capital pour les producteurs.

⁸ Le soutien aux énergies renouvelables électriques passe aujourd'hui par le budget de l'Etat via le compte d'affectation spéciale « transition énergétique », alimenté par certaines taxes intérieures liées à l'énergie (aujourd'hui essentiellement la TICPE pour les produits énergétiques d'origine pétrolière). Le financement de ces installations est donc porté par les consommateurs de produits pétroliers et non uniquement les consommateurs d'électricité.

d'année pour des batteries à 40 ou 50 ans pour des groupes de production ou des composants de réseaux) et la seule comparaison des investissements engagés ne rend pas compte de cette durée de vie.

Elle ne permet pas non plus de refléter le niveau de coût du système électrique car elle n'intègre pas l'effet des dépenses encourues par le passé, ou progressivement au cours de la période d'étude, qui ont certes été déjà consenties mais qui ont conduit à des engagements financiers pour les consommateurs d'électricité (soutien à certaines filières) ou certains acteurs du système électrique (investissements financés par le marché).

L'approche consistant à comptabiliser les dépenses engagées est donc complétée par une approche prenant en compte les effets temporels, en **rapportant les dépenses à la durée de vie des installations, par annualisation**, et en intégrant les engagements financiers souscrits par le passé.

2.4 La méthode d'annualisation utilisée pour tenir compte de l'effet sur le long terme des investissements

Les investissements dans les infrastructures du système électrique (notamment production et réseau) produisent des effets sur le temps long. Se restreindre à comptabiliser les dépenses d'investissement sur une période donnée sans tenir compte de la valeur de ces investissements au-delà de la période considérée n'est donc pas suffisant. Ceci est particulièrement le cas dans les scénarios de transition énergétique, marqués par le développement d'installations de production dont les coûts variables de fonctionnement sont quasi nuls et les durées de vie relativement longues (installations de production d'énergie renouvelable, centrales nucléaires ou encore infrastructures de réseau).

Si le calcul d'un indicateur en dépenses d'investissement reste une donnée intéressante pour évaluer l'effort financier à fournir pour développer de nouvelles infrastructures dans la période considérée, ce calcul doit être complété par une évaluation des coûts tenant compte des effets de long terme des investissements.

La prise en compte des effets temporels dans l'analyse proposée par RTE consiste à comptabiliser les coûts annualisés pendant la période considérée. Alternativement, il conviendrait de déduire des coûts d'investissements consentis en début de période la valeur attendue de cet investissement en fin de période, sur sa durée de vie résiduelle. L'évaluation d'une valeur de fin de période est délicate car elle nécessiterait l'utilisation d'hypothèses ad hoc sur l'évolution du système électrique après l'horizon d'étude. On préfère donc procéder par l'annualisation des investissements, qui se rapproche des méthodes comptables d'amortissement des investissements.

2.4.1 L'annuité des investissements combine l'investissement, la durée et le taux d'actualisation

Deux notions sont utilisées pour tenir compte des effets temporels des investissements : *l'actualisation* consiste à ramener à une date unique des gradeurs monétaires qui s'échelonnent dans le temps. Le taux d'actualisation traduit le prix relatif que nous attachons au présent et fixe la limite que nous sommes prêts à consentir pour l'avenir. *L'annualisation* des investissements consiste à calculer l'annuité constante correspondant au remboursement annuel d'un emprunt au taux d'actualisation.

L'Équation 1 donne la valeur de cette annuité :

$$A = I \times \frac{\tau}{1 - (1 + \tau)^{-D}}$$
 avec :
 $A : \text{annuit\'e constante } (\xi/\text{an})$
 $I : \text{investissement initial } (\xi)$
 $\tau : \text{taux d'actualisation } (\%/\text{an})$
 $D : \text{dur\'ee d'amortissement } (\text{ans})$

Équation 1 : calcul de l'annuité constante du remboursement d'un investissement

Outre la valeur de l'investissement lui-même, cette formule fait apparaître la dépendance de l'annuité à deux paramètres importants :

- La durée d'amortissement correspond usuellement à la durée de vie de l'équipement financé par l'investissement. C'est l'hypothèse qui sera retenue dans le Bilan prévisionnel. En pratique, dans certains exercices comptables, la durée d'amortissement comptable retenue peut être différente de la durée de vie physique de l'installation.
- Le taux d'actualisation qui permet de rapporter l'ensemble des flux économiques du projet tout au long de sa durée de vie en une valeur présente certaine. Le taux d'actualisation traduit ainsi la « préférence pour le présent ». Dans les projets portés par des acteurs économiques privés, il correspond au taux d'intérêt implicite de l'économie ou encore au taux de rendement attendu par les investisseurs.

Il est possible de décomposer le coût total du capital investi, résultant de la somme des annuités versées, en deux termes : d'une part, l'investissement initial lui-même et d'autre part le coût de financement de l'investissement correspondant aux « intérêts » associés au taux d'actualisation.

Ce coût de financement est très sensible à la durée d'amortissement et au taux d'actualisation retenu. La Figure 7 illustre cette sensibilité pour deux durées d'amortissement.

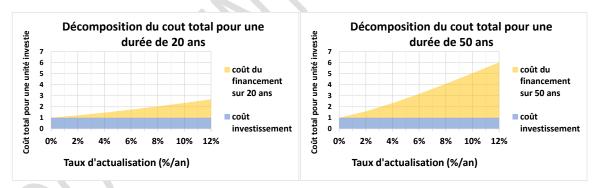


Figure 7 : effet du taux d'actualisation sur le coût de financement, pour une durée de 20 ans (à gauche) et 50 ans (à droite)

Par exemple, pour un taux d'actualisation de 8 %/an et une durée de 50 ans, le coût total actualisé représente quatre fois la valeur de l'investissement. Pour une durée de 20 ans et un même taux de 8 %/an le coût total représente deux fois la valeur de l'investissement. De manière générale, pour une durée donnée, le coût du financement apparaît comme une fonction quasi-linéaire du taux d'actualisation, comme l'illustre la Figure 7.

2.4.2 Quel taux d'actualisation retenir?

Pour le calcul du coût collectif des scénarios du Bilan prévisionnel le taux d'actualisation est donc une donnée très importante, d'autant plus que la part des coûts fixes d'investissement dans le coût total est significative et que la durée de vie des équipements est longue.

Selon la nature de l'investissement et des entités qui portent les coûts (investissements publics, investissements privés régulés, investissements privés exposés au risque de marché, etc.), la définition du taux d'actualisation peut s'appuyer sur des méthodes de calcul différentes.

Le coût moyen pondéré du capital

Les investissements peuvent être financés par des emprunts, par exemple auprès d'établissement bancaires, qui sont ensuite remboursés par annuités (ou mensualités). Lorsque le financement de l'investissement ne se fait pas par recours à un emprunt, il est financé par les capitaux propres de l'investisseur qui en attend une certaine rémunération, d'autant plus élevée que l'investissement est risqué. Cette attente de rémunération peut également être interprétée comme la perte d'opportunité d'investissements alternatifs.

Dans la plupart des cas l'investissement est permis par une combinaison des deux types de financement. On retient en général comme taux d'actualisation le « coût moyen pondéré du capital » (CMPC⁹) estimé par la moyenne des taux d'intérêt de l'emprunt et de la rémunération des capitaux propres, pondérée par leur part respective dans le financement des investissements. Ce taux dépend donc de la structure de financement des investissements (par exemple en fonction des capitaux propres disponibles des entreprises qui investissent, de leur endettement) mais également des risques (techniques ou économiques) associés au projet considéré...

Suivant cette logique, la récente analyse de l'ADEME sur le coût des énergies renouvelables et de récupération en France¹⁰ particularise le taux d'actualisation retenu dans le calcul du coût complet moyen de production de différentes technologies, en fonction de la maturité de la filière et des conditions moyennes de financement constatées. A titre d'illustration, le taux d'actualisation avant impôts et hors inflation retenu dans ces évaluations va de 1 %/an pour le photovoltaïque en petite toiture financé par les ménages à 8 %/an pour du stockage d'électricité par hydrogène, correspondant à un investissement industriel. Les taux proposés sont donc très adhérents à la structuration actuelle des acteurs économiques et aux risques actuels que prendrait un acteur à investir dans une technologie.

• Le taux d'actualisation socio-économique des investissements publics

La Commission Quinet (2013) décrit l'évaluation socioéconomique des investissements publics¹¹. Il propose de décomposer le taux d'actualisation utilisé pour ces évaluations comme la somme de deux termes :

⁹ WACC en anglais: Weighted Average Cost of Capital

¹⁰ Coût des énergies renouvelables et de récupération en France – Faits et chiffres – données 2019, ADEME, janvier 2020

¹¹ L'évaluation socioéconomique des investissements publics, Tome 1 Rapport final, Commissariat général à la stratégie et à la prospective, septembre 2013

- Un taux sans risque de 2,5 %/an (passant à 1,5% au-delà de 2070)
- Une prime de risque de 2 %/an (passant à 3% pour les périodes au-delà de 2070) pondérée par un coefficient (« bêta ») spécifique à chaque projet en fonction de la sensibilité de sa rentabilité à la croissance économique.

$$\tau = 2.5 \% + \beta \times 2 \%$$

Équation 2 : calcul du taux d'actualisation préconisé par la Commission Quinet (2013). Le taux sans risque de 2,5% et la prime de risque de 2% passent respectivement à 1,5% et 3% après 2070

Plus précisément concernant ce deuxième terme : « La « prime de risque collective » (indépendante du projet) renvoie à l'aversion relative de la collectivité pour ce risque. Elle mesure l'exigence de rendement supplémentaire attendu par la collectivité pour un investissement dont les bénéfices sont affectés du même aléa que le PIB par habitant. Le coefficient « bêta » spécifique à chaque projet mesure la sensibilité des bénéfices socioéconomiques de ce projet aux variations du PIB/habitant [...] Cette modulation peut être in fine un bonus [coefficient bêta négatif] si le projet concourt à la résilience de l'économie dans les scénarios les plus défavorables »

Ainsi dans le domaine de l'énergie, le rapport préconise d'utiliser des taux différenciés pour les investissements relevant des économies d'énergie et pour ceux relevant de la production d'électricité.

Les investissements d'économie d'énergie sont, selon la Commission Quinet, « une classe de décisions qui devraient probablement être évaluées avec un taux d'actualisation « avec risque » inférieur au taux d'actualisation sans risque », compte-tenu en particulier de la dépendance de notre économie aux prix de combustibles importés : une hausse du prix de ces combustibles se traduit à la fois par une baisse de la richesse nationale et une hausse du bénéfice espéré de ces investissements. Faute de quantifier précisément le niveau de corrélation entre le PIB et ces investissement, la Commission préconise « d'évaluer en calcul socioéconomique normatif, ce type d'opération sur la base d'un taux d'actualisation risqué de 2,5 % correspondant à un bêta nul. »

- A l'inverse, la rentabilité des investissements en moyens de production évolue dans le même sens que le PIB, tous deux corrélés à l'augmentation de la consommation d'électricité. Faute de quantifier précisément le niveau de corrélation, la Commission préconise de considérer que « les investissements dans le secteur de la production d'électricité ne seraient ni plus ni moins risqués que la moyenne des investissements dans le reste de l'économie (β = 1), ce qui conduit à un taux d'actualisation avec risque de 4,5% ».
- Choix pour l'analyse économique du Bilan prévisionnel

Pour s'affranchir autant que possible des structures actuelles des acteurs économiques et des modes de régulation des investissements du secteur électrique pouvant émerger d'ici à 2050, les évaluations économiques du Bilan prévisionnel retiendront en hypothèse centrale un taux d'actualisation identique pour les investissements dans le secteur électrique. Ce taux pourra par exemple s'appuyer sur le taux d'actualisation socio-économique recommandé par la commission Quinet.

De façon à apprécier plus facilement l'impact de choix différents de taux d'actualisation, la présentation des résultats pourra faire apparaître explicitement, comme sur la Figure 7, la décomposition des coûts entre investissements et coûts de financement.

Sur cette base, les évaluations pourront faire l'objet d'analyses de sensibilité aux taux d'actualisation, notamment pour tester l'impact liés à différents modèles de régulation ou liés à des incertitudes sur certains choix technologiques.

Sur un exemple fictif, la Figure 8 illustre la différence entre la métrique en investissement et la métrique en annuités.

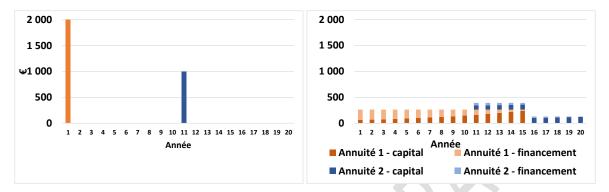


Figure 8 : illustration des métriques pour un investissement 1 de 2000 € l'année 1 (à 10%/an sur 15 ans) et investissement 2 de 1000 € l'année 11 (à 5%/an sur 10 ans)

- en investissement (à gauche) :

- en annuités (à droite)

Au final sur cet exemple, pour des investissements de 3 000 €, les annuités totales se montent à 5 240 €, soit un coût de financement de 2 240 € (75% des coûts du capital).

2.5 La prise en compte des coûts passés

La prise en compte des dépenses antérieures à la période n'est pas nécessaire pour apporter un éclairage économique sur les choix possibles de transition énergétique : par définition, les dépenses passées ne sont plus « réversibles », mais communes à tous les avenirs possibles. Seules les dépenses qui ne sont pas encore engagées peuvent être impactées par les choix publics en matière de transition énergétique.

En revanche, la prise en compte des dépenses antérieures à la période permet d'apporter des éclairages sur l'évolution des coûts du système électrique entre aujourd'hui et demain. Pour évaluer le coût du système électrique sur une période donnée, il est pertinent d'y intégrer les dépenses d'investissement antérieures conduisant à la présence des actifs dans le système électrique.

La prise en compte des coûts passés peut alternativement reposer sur :

- le calcul d'annuités de coûts sur la base des investissements initiaux, des durées de vie et du coût (estimé) du capital ;
- l'amortissement comptable des actifs (comme la CRE l'a mis en œuvre dans son analyse des coûts de production d'EDF visant à proposer le niveau des tarifs réglementés de vente en 2013¹²).

L'approche comptable présente l'intérêt de se baser sur les états comptables des producteurs d'électricité. Elle engendre la difficulté d'identifier, dans les comptes de ces entreprises, ce qui relève

¹² CRE, 2013, Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité

de leur activité de production d'électricité par rapport aux autres activités et, parmi leur activité de production, la part associée à chaque filière. Enfin, elle soulève une difficulté de cohérence entre les durées de vies utilisées dans les règles d'amortissement et celles considérées dans les scénarios étudiés¹³.

L'une des métriques utilisées par la suite consiste donc à privilégier les annuités d'investissement, ou « coûts annualisés futurs et passés du système électrique ». Cette méthode suppose la reconstitution de la chronique des coûts d'investissement passés dans le système électrique (notamment coût des infrastructures de production et de réseau existantes). Les investissements sont ensuite annualisés avec la même méthode que celle utilisées pour les coûts à venir et détaillées ci-dessus. L'approche est en revanche sensible aux hypothèses retenues sur les montants d'investissements historiques, les coûts du capital et la période d'amortissement économique.

¹³ C'est notamment le cas pour le palier 900 MW de la filière nucléaire dont l'amortissement s'effectue désormais sur 50 ans, alors que dans les orientations de la PPE, certains réacteurs devraient s'arrêter à 40 ans.

2.6 Récapitulatifs des choix méthodologiques retenus pour l'évaluation économique des scénarios

	-					
	Coûts d'investissement					
Type de coûts valorisés	Coûts de financement					
Type de codis valorises	Coûts fixes d'exploitation					
	 Coûts variables d'exploitation (combustibles) 					
	 Production d'électricité, tenant compte des imports / exports 					
	Dispositifs dédiés de flexbilité (batteries,)					
	Dispositifs de pilotage de la demande					
Périmètre des coûts	Réseaux de transport et de distribution					
Perimetre des couts	Dispositifs de maîtrise de la demande					
	• les transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs					
	énergétiques					
	Commercialisation					
Futamalités missa an	Les externalités (CO2, impacts environnementaux, implications sociétales,					
Externalités prises en) ne sont pas valorisées en terme économiques. Les indicateurs					
compte	correspondants seront quantifiés lorsque c'est possible.					
Point de vue de	Coûts portés par les acteurs du système électrique, hors taxes lorsqu'il est					
l'évaluation	possible de les isoler					
économique						
	 Dépenses futures du système électrique par période ; notamment 					
Indicateurs retenus	investissements de construction ou prolongation d'infrastructure					
indicateurs retenus	 Coûts annualisés du système électrique, faisant apparaître les 					
	différents types de coûts valorisés					
	 Coût des investissements par technologie 					
Principaux paramètres	Durées de vie des équipements					
pesant sur l'évaluation	Taux d'actualisation					
économique	Coûts fixes d'exploitation					
	Coûts des combustibles					

Les hypothèses sur les principaux paramètres de l'évaluation économique des moyens de production retenues dans le Bilan prévisionnel 2017 et mises à jour à l'occasion du SDDR sont présentées au chapitre 0.

3. Quelques ordres de grandeur sur les coûts du système électrique

3.1 Les coûts complets du système électrique actuel

La Figure 9 donne quelques chiffres clés sur la consistance du système électrique français, les flux d'énergie et les coûts de production et de réseaux ¹⁴ en 2018, afin de mettre en perspective les projections de coûts du système électrique qui peuvent être issues de différentes analyses.

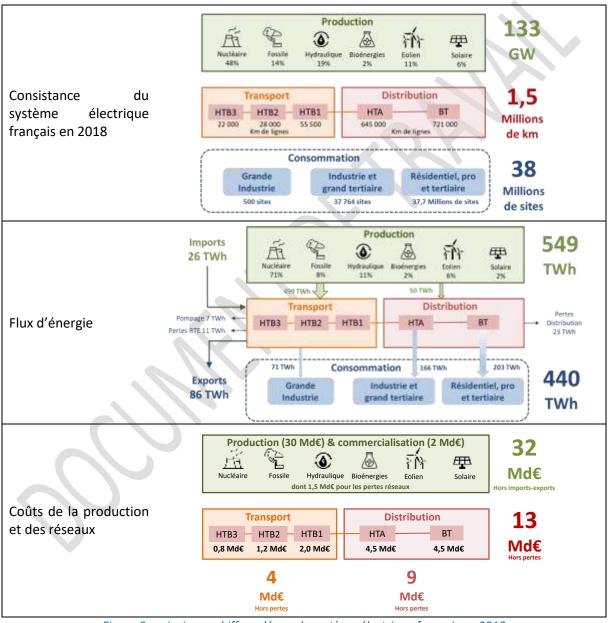


Figure 9 : principaux chiffres clés sur le système électrique français en 2018

¹⁴ HTB3 (« Très Haute Tension » 400 kV), HTB2 (« Très Haute Tension » 225 ou 150 kV), HTB1 (« Haute Tension » 63 ou 90 kV), HTA (« Moyenne Tension » typiquement 20 kV), BT («Basse Tension », typiquement 380 V)

Le réseau électrique français compte environ 1,5 million de kilomètres de lignes aériennes ou souterraines. L'essentiel de ce linéaire – 1,37 millions de km - est réparti sur les deux niveaux de tension des réseaux de distribution : 720 000 km pour les réseaux à basse tension (BT) et 645 000 km pour le réseau à moyenne tension (HTA).

La très grande majorité des 38 millions de sites de soutirages est raccordée sur le réseau à basse tension (consommateurs résidentiels, tertiaire et professionnels pour une puissance souscrite inférieure à 250 kV). Quelques dizaines de milliers de sites sont raccordés sur le réseau HTA (gros tertiaire, industriels, centres commerciaux, ...) et seuls quelques centaines de sites sont raccordés sur le réseau de transport, pour l'essentiel de très gros sites industriels (sidérurgie, ...). Cependant la consommation annuelle des secteurs résidentiel, professionnel et tertiaire raccordés sur le réseau basse tension est d'environ 200 TWh, ce qui représente 45% de la consommation finale d'électricité pour presque 99,9% des sites de soutirage.

Les flux d'énergie donnent un écart significatif entre production intérieure (549 TWh) et consommation intérieure finale (440 TWh). Cet écart d'un peu plus de 100 TWh correspond :

d'une part à un solde exportateur d'environ 60 TWh (86 TWh d'exports – 26 TWh d'imports)
 d'autre part pour environ 40 TWh aux consommations du système électrique lui-même: 34
 TWh de pertes sur les réseaux (environ 8% de la consommation totale en France) et 7 TWh de consommation des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) aux heures creuses.

L'essentiel de la production (90%) est injectée sur les réseaux de transport. La part injectée sur les réseaux de distribution est cependant en augmentation, la majorité des productions éoliennes et photovoltaïques étant raccordée en HTA (et pour les petites productions en BT). L'écart de la part des différentes filières dans la puissance installée et la production totale marque le « facteur de charge » ou « facteur d'utilisation » de chacune d'entre elles : ainsi le nucléaire représente 48% de la puissance installée mais 72% de l'électricité produite en France. Suivant les années, le facteur de charge 15 du nucléaire est de 70 à 75%.

Le coût total du système électrique, hors taxes finales payées par le consommateur, est d'environ 45 Md€/an. Presque les trois quarts de ces coûts sont des coûts de production et commercialisation, dont une partie est imputable aux pertes sur les réseaux de transport et de distribution. Le quart restant correspond aux coûts d'infrastructures et d'exploitation des réseaux et est lui-même décomposé en trois tiers : un tiers pour le réseau de transport, un tiers pour le réseau HTA (moyenne tension) et un tiers pour le réseau basse-tension.

3.1.1 Le coût pour le consommateur d'électricité

Les coûts complets du système électrique se répercutent en grande partie sur la facture des consommateurs d'électricité. Certaines composantes peuvent néanmoins être financées par d'autres sources : à titre d'exemple, le soutien au développement des énergies renouvelables passe aujourd'hui par le budget de l'Etat, via le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique ».

La Figure 10 donne la décomposition de la facture pour un client résidentiel moyen au TRV.

¹⁵ Energie produite exprimée en pourcentage du temps équivalent pleine puissance du parc installé (par ex : 63 GW * 8760 h/an * 72% = 400 TWh/an)

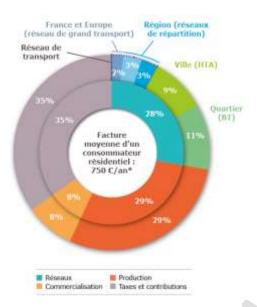


Figure 10 : décomposition de la facture d'électricité pour un client résidentiel moyen au TRV

Cette facture est approximativement décomposée en trois tiers : production et commercialisation (fourniture), réseaux et taxes. Pour un client résidentiel, les deux tiers de la part réseau correspondent au réseau de distribution (HTA et BT). Les coûts d'accès au réseau sont évidemment différents pour des consommateurs raccordés sur des niveaux de tension supérieurs.

3.2 Les coûts projetés à l'horizon 2035 dans le scénario de la PPE

Prolongeant les analyses du Bilan prévisionnel 2017, une projection des coûts au périmètre « production + réseaux » a été réalisée dans le cadre des travaux du schéma de développement des réseaux. Cette analyse a porté sur les scénarios *Ampère*, *Volt* et *PPE*. La Figure 11 illustre cette projection dans le cas du scénario PPE.

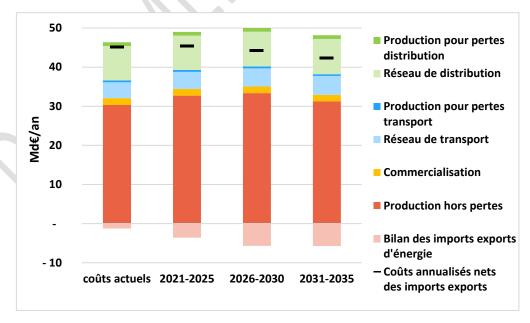


Figure 11 : Evolution des coûts au périmètre production + réseaux pour le scénario PPE

Dans ce scénario, l'augmentation des coûts de production en France est compensée par un bilan plus favorable d'imports et exports d'électricité. Les parts respectives des réseaux de transport et de distribution dans le coût du système électrique n'évoluent pas significativement. Au final, les coûts annualisés, déduction faite des coûts et recettes des imports et exports, restent relativement stables sur la période 2020 − 2030 (de l'ordre de 45 Md€/an) et baissent un peu en 2035.

4. Hypothèses de coûts des différents composants du système électrique à long terme [section provisoire à compléter]

Un des objectifs du groupe de travail sur les coûts sera de partager avec les parties prenantes sur les hypothèses de coûts des différentes technologies à retenir pour l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel.

De premières hypothèses et sources de données, et notamment les hypothèses qui ont été utilisées pour le chiffrage des scénarios à l'horizon 2035, sont précisées dans la suite de ce document.

Ces données sont toutefois provisoires (et incomplètes) à ce stade. Elles seront complétées avec les retours des participants à la concertation (dans le cadre du groupe de travail mais également de la consultation publique) et d'autres références de coûts parmi les publications les plus récentes.

4.1 Coûts de production

Les tableaux qui suivent donnent pour les différentes technologies de production d'électricité les hypothèses retenues par RTE à l'issue de la concertation sur les coûts du Bilan prévisionnel 2017, utilisées également pour les chiffrages réalisés dans le schéma décennal du réseau de transport. Ces hypothèses couvrent la période 2020-2035.

On les confronte à celles de publications récentes : celles de l'AIE¹⁶ en 2019, celles établies pour la Commission Européenne en 2018 par le JRC¹⁷, et celles de l'ADEME¹⁸.

4.1.1 Production renouvelable

Photovoltaïque

Les productions photovoltaïques sont décomposées par grandes catégories, distinguant les grandes installations au sol et les installations de puissance plus réduite sur toiture. Les chiffres de l'ADEME et de JRC dépendent de la puissance précise des installations (les CAPEX rapportés au kW étant d'autant plus faibles que la puissance est grande). L'AIE ne précise pas le type d'installation considéré, les valeurs proposées correspondant aux ordres de grandeur des grandes productions des autres références ; par ailleurs, les OPEX fixes de cette publication sont exprimés en €/MWh de production et non en €/kW/an comme pour les autres référence.

Donnée	5			PV au s	sol		•		
porquier	airac	CAPEX (€/kW)		OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)		
		2035	2050	2050 2020 2035			2020	20 2035 20	
RTE	825	553		22.5	15		25	25	
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25	
JRC	650-1010	350-905	260-800	11-23	6-14	4-18	25	25	25
ADEME	740-895	518-626	392-474	12-18	8-13	5-7	25	25	25

¹⁶ AIE, World Energy Outlook 2019

¹⁷ Cost Development of low carbon energy technologies, Scenario-based costs trajectories to 2050, 2017 edition, IRC 2018

¹⁸ Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, données 2019, ADEME 2020

années		PV grande toiture										
Données	roc	CAPEX		OPEX fixe				durée de vie (années)				
Source			2050	2020 2035 2050			2020	2035	2050			
RTE	1100	737		30	20		25	25				
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25				
JRC	720-1030	390-955	290-810	18-26	10-24	7-20	25	25	25			
ADEME	1080-1240			15-23			25					

zannées		PV moyenne toiture										
Données	roc.	CAPEX (€/kW)		OPEX	fixe (€/kW/an sa	(€/kW/an sauf AIE) dure		e de vie (années)				
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050			
RTE	1100	737		30	20		25	25				
AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25				
JRC	720-1030	390-955	290-810	18-26	10-24	7-20	25	25	25			
ADEME	1186-1244	***************************************		24-25			25					

		~			-								
	nées		PV résidentiel										
C	onnées	es	САРЕХ			OPEX fixe				nnées)			
Source		2020	2020 2035 2050		2020 2035		2050	2020 2035		2050			
	RTE	1870	1432		42	28		25	25				
	AIE	970	650		13 €/MWh	10 €/MWh		25	25				
	JRC	860-1230	465-1100	350-970	17-25	9-22	7-19	25	25	25			
	ADEME	1853-3038			47-98			25					

Eolien

Trois catégories de production éolienne sont considérées : les productions terrestres et les productions off-shore posées ou flottantes (non distinguées par l'AIE).

nonnées		Eolien terrestre										
Données		CAPEX (€/kW)		OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)				durée de vie (années)				
Source			2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050			
RTE				47	47 40		25	25				
AIE	1736	1694		18 €/MWh	17 €/MWh		25	25				
JRC	990-1830	805-1790	730-1760	30-55	24-54	22-53	25	25	25			
ADEME	1040-1620	933-1800	850-1650	45-50	26-46	15-40	25	25	25			

ponnées		Eolien en mer posé									
Données	roc	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)				durée de vie (années)		
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050		
RTE	4100	2460		150	101		20	20			
AIE	4379	2817		18 €/MWh	11 €/MWh		25	25			
JRC	2390-3360	1450-3255	1280-3170	48-67	29-65	26-63	30	30	30		
ADEME		2063-2763	2080-2650		33-60	31-53	25-30	25-30	25-30		

Données		Eolien en mer flottant										
Der	ros	CAPEX (€/kW)		OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)			durée de vie (années)					
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050			
RTE	6400	3392		190	82		20	20				
AIE	4379	2817		18 €/MWh	11 €/MWh		25	25				
JRC	3760-5130	2280-4965	2010-4850	75-103	46-99	40-97	30	30	30			
ADEME		3580-4320	3275-3760		72-108	66-75	25-30	25-30	25-30			

Hydraulique

On restreint les hypothèses présentées à celles de deux catégories de production hydraulique : les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et la petite hydroélectricité. Pour cette dernière catégorie, la CRE vient de publier un document d'analyse des coûts¹⁹.

Ce sont en effet dans ces deux catégories que des développements peuvent être envisagés en France, les gisements de grande production hydraulique (barrages ou production au fil de l'eau) étant a priori saturés.

Données		STEP											
provisoir		CAPEX (€/kW)		OPEX	durée de vie (années)								
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050				
RTE	1325	1325		18	18		75	75					
AIE													
JRC													
ADEME													

Données				Petite hydroé	lectricité						
provisoi	.01	CAPEX (€/kW)			OPEX fixe (€/kW/an sauf AIE)				durée de vie (années)		
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050		
RTE											
JRC	1410-5000	1395-5000	1390-5000	7-50	7-50	7-50	60	60	60		
ADEME	350-4830			90-210			25-50				
CRE	2100-5600			50-180			15-20*				

Autres

Données		Hydrolien											
Données		CAPEX (€/kW)	E/kW) OPEX		fixe (€/kW/an sauf AIE)		durée de vie (années)						
Source	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050				
RTE	6800	5576		250	205		25	25					
AIE													
JRC	3030-5830	1600-4725	1170-3950	191-367	101-298	74-249	20	20	20				
ADEME	5410			520			25						

4.1.2 Production nucléaire

Prolongation du nucléaire existant

Dans les chiffrages du bilan prévisionnel 2017 et du SDDR publié en 2019, la prolongation du parc électronucléaire actuel pour une durée de 10 ans est considérée avec un coût d'investissement de 600 €/kW et un coût d'exploitation de 121 €/kW/an.

Source : Cour des comptes

[A compléter]

Nouveau nucléaire : EPR

[A compléter]

¹⁹ Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale, rapport CRE, janvier 2020

4.1.3 Production thermique fossile

Coûts fixes

Les tableaux suivants donnent les hypothèses de coûts fixes pour les productions thermiques conventionnelles à partir de gaz et charbon. On complète les sources de données par celles établies par le laboratoire fédéral NREL dans son édition annuelle des coûts de production²⁰.

	ponnées			
	Données CCG gaz			
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)	
RTE	830	36	30	
NREL	810	11	30	
ADEME	590-1100	5	25	

·	óes		
	Données CAPEX (E/kW)	TAC gaz	
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)
RTE	450	26	30

	Données				
	Donnee				
Source CAPEX (€/kW) (OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années		
RTE	1600	50	40		
NREL	3300	30	30		
AIE	2000	-	-		

NREL donne par ailleurs des hypothèses de coûts de production à partir de charbon ou de gaz et une captation de carbone. La technologie de captation de carbone n'est pas envisagée pour la production d'électricité à partir de combustibles fossiles en France. Cependant d'autres pays européens (Allemagne, Pays-Bas notamment) ont déjà annoncé leur intention d'investir dans ces technologies. Le système français est très interconnecté, la prise en compte de ces moyens de production à l'étranger est nécessaire à l'équilibre du système électrique.

	Données Organisaires GCG gaz avec CCS 90%					
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années			
RTE						
NREL	2000	30	30			

²⁰ 2019 Annual Technology Baseline (ATB), NREL: https://www.nrel.gov/analysis/data-tech-baseline.html

	Données Données arbon avec CCS 90%					
Source	CAPEX (€/kW)	OPEX fixe (€/kW/an)	durée de vie (années)			
RTE						
NREL	5100	70	30			

Coûts variables : coûts du combustible

Les coûts variables de production thermique fossile sont établis à partir d'hypothèses sur les prix des combustibles et sur le prix du CO2. Ces hypothèses sont données par l'AIE. Le tableau suivant les reproduit pour les trois scénarios de l'AIE: Stated Policies (« politiques déclarées »), Sustainable Development (« développement durable ») et Current Policies (« politiques courantes »).

Le tableau fait apparaître deux coûts variables par technologie, en €/MWh: les coûts hors CO2 conduisant notamment à de très faibles coûts des productions au charbon, et le coût avec CO2 intégrant la pénalité qui serait transmise par exemple via le marché ETS.

	Stated Policies		Sustainable Development		Current Policies	
	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Gaz naturel (\$/MBtu)	8.0	8.9	7.5	7.5	8.9	9.9
Charbon (\$/tonne)	76	78	58	60	83	90
CO2 (€/tonne)	29	38	67	111	24	34
	Rendement (%)					
CCGT gaz naturel	58%					
TAC gaz naturel	42%					
Centrale charbon	43%					
	Facteur d'émissions (kgCO2/MW_électrique)					
CCGT gaz naturel	364					
TAC gaz naturel	502					
Centrale charbon	800					
	Coût variable, sans CO2 (€/MWh_électriques)					
CCGT gaz naturel	42	47	39	39	47	52
TAC gaz naturel	58	64	54	54	64	72
Centrale charbon	19	19	14	15	20	22
	Coût variable (€/MWh_électriques)					
CCGT gaz naturel	53	61	64	80	55	64
TAC gaz naturel	73	84	88	110	76	89
Centrale charbon	42	50	68	104	40	49

Seul le scénario *Sustainable Development*, intégrant un prix du CO₂ élevé, conduit à des coûts variables de la production au gaz inférieurs à ceux du charbon. Ce scenario est, parmi ceux qui sont présentés, le plus en ligne avec les ambitions nationales de la SNBC.

4.2 Coûts des dispositifs dédiés de flexibilité (batteries, ...)

[A compléter]

4.3 Coûts des dispositifs de pilotage de la demande

[A compléter]

4.4 Coûts des réseaux de transport et de distribution

[A compléter]

4.5 Coûts des dispositifs de maîtrise de la demande

[A compléter]

4.6 Coûts des transferts d'usages et les effets sur les autres secteurs énergétiques

[A compléter]

4.7 Coûts de commercialisation

[A compléter]