

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE (RTE)

Exercices 2013 à 2019

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la Cour des comptes, le 18 mai 2021.

**En application de l'article L. 143-1 du code des juridictions financières, la communication de
ces observations est une prérogative de la Cour des comptes, qui a seule compétence pour
arrêter la liste des destinataires.**

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	7
LISTE DES RECOMMANDATIONS	11
INTRODUCTION.....	13
1 UNE GOUVERNANCE COMPLEXE DANS UN CONTEXTE D'OUVERTURE DU CAPITAL	15
1.1 Des éléments de stabilité : un statut d'ITO (<i>Independent Transport Operator</i>) préservé et des garanties d'indépendance de RTE par rapport à EDF	15
1.1.1 Les conséquences du choix du statut d'ITO.....	15
1.1.2 La montée en puissance des compétences dévolues au responsable de conformité	17
1.1.2.1 L'élargissement de ses compétences	17
1.1.2.2 L'interaction avec la CRE	17
1.1.3 Le contrôle vigilant par la CRE du respect de l'indépendance de RTE.....	18
1.2 Un paysage profondément renouvelé avec l'ouverture du capital de RTE....	19
1.2.1 La cession des actions de RTE dans le cadre d'un processus de gré à gré entre EDF, la Caisse des dépôts et CNP assurances.....	19
1.2.1.1 Les réflexions en amont, dès 2009	19
1.2.1.2 Une opération financièrement avantageuse pour EDF mais au détriment de l'autofinancement de RTE.....	21
1.2.2 Les caractéristiques, la composition et le fonctionnement de la société holding.....	22
1.2.3 De nouvelles problématiques capitalistiques pour RTE.....	23
1.2.3.1 La question de la pérennité de l'actionariat.....	23
1.2.3.2 Un objectif de distribution de dividendes à concilier avec d'autres paramètres...	24
1.2.3.3 L'importance du caractère public d'éventuels futurs investisseurs	24
1.3 Une société à gouvernance duale, une organisation aux fortes spécificités liées à son statut.....	25
1.3.1 Un cadre réglementaire exorbitant du droit commun des sociétés	25
1.3.2 Un conseil de surveillance qui n'est pas décisionnaire sur de nombreux sujets.....	26
1.3.2.1 Un organe qui ne possède pas les fonctions classiques d'un conseil de surveillance	26
1.3.2.2 Les conséquences de l'arrivée des deux nouveaux actionnaires pour la gouvernance de RTE	27
1.3.2.3 L'appréciation des actionnaires s'agissant de la gouvernance des investissements.....	28
1.3.3 Le directoire : un rôle de conduite stratégique et opérationnelle à dynamiser	29
1.3.3.1 Les rémunérations des membres du directoire	29
1.3.3.2 Des pouvoirs étendus attribués au directoire.....	29
1.3.3.3 Une répartition des rôles désormais claire avec le conseil de surveillance	30
1.4 Le rôle de l'État : entre tutelle, accompagnement et encadrement des activités de RTE.....	32
1.4.1 L'enjeu de la représentation de l'État dans la gouvernance de l'entreprise	32
1.4.2 Des relations de travail intenses avec les services du ministère de la transition écologique	33

2 UNE COMPETENCE INCONTESTEE, DES MISSIONS EN FORTE EVOLUTION	35
2.1 RTE et l'équilibre du système électrique : des réponses adaptées aux enjeux	35
2.1.1 Des études prospectives approfondies et cohérentes avec les plans d'évolution du réseau et leur mise en œuvre	36
2.1.1.1 Des bilans et analyses prévisionnelles variées sur des périodes de temps diverses.....	36
2.1.1.2 Des projections qui trouvent leur traduction dans le schéma décennal de développement du réseau (SDDR)	37
2.1.1.3 La planification de l'accueil des EnR.....	38
2.1.2 Une gestion de l'équilibre offre/demande qui repose sur des mécanismes de marché.....	38
2.1.2.1 Une organisation qui implique tous les acteurs des marchés de l'électricité.....	39
2.1.2.2 Les modalités d'intervention de RTE : le développement d'outils adaptés aux défis croissants de l'équilibrage	40
2.1.2.3 Des dispositifs d'équilibrage largement transfrontaliers	41
2.2 Les marchés européens de l'électricité : une organisation des flux fondée sur le développement des interconnexions physiques.....	42
2.2.1 Les interconnexions, supports de l'intégration européenne des marchés.....	42
2.2.2 Une intégration croissante des marchés européens	44
2.2.2.1 Le couplage des marchés.....	44
2.2.2.2 Un rôle actif au niveau européen.....	45
2.2.2.3 Des nouveaux enjeux industriels qui appellent une stratégie claire de la part de RTE et des pouvoirs publics.....	45
2.3 La gestion des infrastructures : des adaptations à venir, nécessaires mais coûteuses	46
2.3.1 Les enjeux de la transition énergétique	47
2.3.1.1 Les défis de l'éolien en mer	47
2.3.1.2 Les enjeux de l'adaptation du réseau.....	49
2.3.2 Un parc vieillissant, à renouveler et à moderniser	50
2.3.3 Les enjeux financiers des projets d'investissement.....	51
2.3.3.1 Les interrogations de la CRE sur les investissements liés à la numérisation.....	52
2.3.3.2 Le chiffrage des optimisations, des économies à confirmer.....	53
2.3.4 Des synergies à renforcer avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD).....	53
3 UNE REGULATION FINANCIERE FAVORABLE SUR LA PERIODE ECOULEE, DES ENJEUX IMPORTANTS DE GESTION ET DE PERFORMANCE POUR L'AVENIR.....	55
3.1 Analyse des comptes : une gestion efficace, des flux d'exploitation qui ne couvrent que partiellement les investissements	55
3.1.1 Compte de résultat : des augmentations tarifaires et une évolution contenue des charges qui permettent une rentabilité élevée	55
3.1.2 Bilan et flux de trésorerie : un niveau élevé d'investissements imposant des financements externes	59
3.1.3 Une augmentation importante du dividende distribué aux actionnaires.....	60
3.2 Du côté des recettes : la négociation des tarifs.....	62
3.2.1 Un système de couverture <i>a priori</i> de charges prévisibles sur quatre ans.....	62

3.2.2 Le bilan des TURPE 4 (pour la période 2013 à 2017) et 5 (pour la période 2017 à 2021).....	63
3.2.2.1 La recherche d'une bonne visibilité	63
3.2.2.2 Les incitations à la performance.....	64
3.2.3 Les enjeux de la négociation du TURPE 6 (tarif applicable de 2021 à 2025) et les débats autour de la juste rémunération du capital.....	65
3.3 Un point d'attention : la croissance forte de l'endettement	66
3.3.1 Une évolution sensible de la dette financière et de la dette nette	66
3.3.2 Une politique d'emprunt adaptée	67
3.3.3 Les perspectives en matière de notation financière.....	68
3.4 La performance : un fonctionnement interne qui pourrait gagner en efficacité et en souplesse	69
3.4.1 Dynamiser le travail du COMEX et réduire le nombre de comités	69
3.4.2 La question des seuils des délégations	71
3.4.3 Un contrôle interne à consolider, une cartographie des risques à affiner.....	71
3.4.4 Parfaire la sécurisation de la politique des achats et des marchés.....	73
3.4.4.1 Un corpus <i>a priori</i> solide de règles et de principes internes.....	73
3.4.4.2 Une commission des marchés externe supprimée en 2017 et non remplacée depuis	74
3.5 Une nécessaire modernisation de la gestion des ressources humaines	75
3.5.1 Une croissance quasi-continue des effectifs, un personnel plus qualifié et un taux de féminisation faible	75
3.5.2 Politique salariale : un système rigide, des rémunérations en hausse	77
3.5.2.1 Des dépenses de personnel dynamiques.....	77
3.5.2.2 Un système de rémunération individuelle de la performance insuffisamment développé	78
3.5.2.3 Rémunérations complémentaires : un système peu lisible, coûteux et insuffisamment piloté	79
3.5.2.4 Des écarts de rémunération significatifs, des différences de situation à objectiver.....	80
3.5.3 Temps de travail : une nécessaire adaptation aux besoins de l'entreprise.....	82
3.5.3.1 Des modalités d'organisation du temps de travail à adapter aux métiers et aux missions.....	82
3.5.3.2 Un dispositif inadapté au travail des cadres	83
3.5.3.3 Une augmentation préoccupante des CET.....	83
ANNEXES.....	86

SYNTHÈSE

Le transport d'électricité à haute tension constitue l'une des quatre composantes d'un système électrique aux côtés de la production, de la distribution d'électricité sur le réseau à moyenne et basse tension, et de la vente (ou fourniture) aux consommateurs. Avec près de 106 000 km de lignes à haute et très haute tension, RTE est le plus grand gestionnaire de réseau de transport européen. Son chiffre d'affaires est de 4,85 Md€ et il emploie plus de 9 300 salariés. Son rôle est de développer, exploiter et entretenir le réseau et d'y assurer l'équilibre, à tout instant, des flux d'électricité sur celui-ci.

Entre 2013 et 2019, l'évolution majeure a concerné la détention du capital de RTE, suivant une recommandation précédente de la Cour qui préconisait une recapitalisation ou une ouverture de RTE. Depuis la fin de 2016, le capital de RTE est détenu à 100 % par une société créée par EDF et, depuis mars 2017, le capital de cette société holding, dénommée CTE (co-entreprise de transport d'électricité), n'est plus détenu qu'à hauteur de 50,1 % par EDF, 29,9 % ayant été acquis par la Caisse des dépôts et consignations (CDC) et 20 % par CNP Assurances.

Lors de sa délibération du 11 janvier 2018, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a confirmé la certification de RTE en tant que gestionnaire du réseau de transport (GRT) opérant selon le modèle dit *ITO (Independent Transport Operator)* postérieurement à cette modification de l'actionnariat de RTE¹. Ce modèle, critiqué par le passé, est désormais assumé par l'actuel président du directoire et semble pérenne. La gestion du réseau de transport et les dispositifs correspondants sont perçus positivement par les grands acteurs de ce secteur dont aucun ne remet en cause l'indépendance de RTE vis-à-vis de son actionnaire majoritaire.

Le transport d'électricité étant une activité monopolistique régulée par la CRE, RTE doit démontrer de façon continue qu'il assure un accès non-discriminatoire au réseau à l'ensemble de ses utilisateurs. Les rapports de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite en attestent.

Une gouvernance atypique

La gouvernance de RTE comprend le conseil de surveillance, le directoire et le comité exécutif (*COMEX*). L'État est représenté au conseil de surveillance et un commissaire du Gouvernement participe aux séances. L'État assume plusieurs rôles dans cette gouvernance particulière : tutelle technique, accompagnement des changements capitalistiques et encadrement réglementaire. Le régulateur remplit, quant à lui, une mission fondamentale pour préserver les intérêts des consommateurs d'électricité puisque c'est lui qui fixe les conditions de rémunération, et donc la formation du chiffre d'affaires de RTE.

Conséquence du statut d'ITO, le conseil de surveillance n'est compétent ni pour les décisions relatives aux activités courantes, qui reviennent au directoire, ni pour la gestion du réseau, ni pour l'élaboration et la mise en œuvre du plan ou du schéma décennal de

¹ Par simplicité, il est fait ici mention, comme dans la suite du rapport, de modification du capital de RTE alors qu'il s'agit d'une modification du capital de CTE.

développement du réseau (SDDR), ni pour le contrôle effectif de l'action du directoire. Si cette donne est désormais bien intégrée par l'ensemble des acteurs, ce statut exorbitant du droit commun conduit à une situation particulière pour les actionnaires, qui ne peuvent pas jouer pleinement le rôle qui leur serait normalement reconnu dans une société commerciale.

Une évolution des missions dans le cadre de la transition énergétique et de la mise en place des marchés de l'électricité

L'équilibre du système électrique entre production et consommation repose sur l'ensemble des acteurs du marché, mais c'est RTE qui assure l'ajustement ou la correction des déséquilibres. Ce rôle impose de disposer à la fois d'une vision de long terme, permettant d'anticiper l'évolution des moyens de production et d'une capacité à prendre, en quasi temps réel, les mesures correctrices adaptées. L'intermittence qui caractérise le recours croissant aux EnR a renforcé l'importance et la complexité de cette mission.

Dans ce cadre, RTE a su développer des outils prévisionnels solides et mettre en place des dispositifs d'ajustement variés, largement fondés sur des mécanismes de marché, qui lui permettent de faire face à l'augmentation des tensions sur le système électrique. RTE a également contribué à la mise en place des marchés européens de l'électricité, en créant de nouvelles interconnexions et en participant au développement du couplage des marchés, indispensable pour adapter la capacité du réseau à l'augmentation des échanges commerciaux. Le rôle que l'entreprise joue au niveau européen lui permet de peser dans les négociations sur les textes relatifs aux marchés de l'électricité.

Les missions qu'elle exerce en matière de transport d'électricité ont évolué de manière moins importante sur la période récente. À ce jour, le développement de la production à base d'EnR a surtout eu un impact sur les réseaux de distribution. Pour autant, RTE anticipe dans les quinze prochaines années des investissements importants liés à l'adaptation du réseau pour l'intégration des EnR (notamment éolien en mer), à la poursuite des interconnexions ou au renouvellement d'ouvrages vieillissants.

Afin de limiter l'impact financier de ce programme, RTE doit développer les outils de flexibilité et adapter sa stratégie numérique pour une utilisation optimale du réseau. Dans ce domaine en particulier, RTE pourrait bénéficier d'une proximité plus grande avec Enedis dont certains des enjeux auxquelles elle fait face sont similaires aux siens.

Une entreprise rentable, mais des risques de dégradation des ratios d'endettement

Le résultat net de l'entreprise a évolué dans une fourchette entre 258 M€ et 573 M€ selon les exercices. Ces excédents résultent des augmentations tarifaires régulières, dans un contexte marqué par une baisse du soutirage. La gestion efficace de certaines charges a aussi contribué à assurer une bonne rentabilité économique.

Les flux de trésorerie dégagés par l'exploitation ne permettent cependant pas le financement complet des investissements d'où l'augmentation significative de l'endettement au cours de la période contrôlée. L'évolution de la politique de distribution de dividendes a également conduit à une augmentation des versements à l'actionnaire. Si la croissance de la

base d'actifs régulés (BAR) a permis jusque-ici de limiter la dégradation des ratios d'endettement, la période 2020-2030 pourrait être moins favorable, du fait de l'augmentation prévisible des dépenses liées à la mise en œuvre d'importants projets d'investissement.

C'est dans ce cadre que se sont déroulées les négociations sur la nouvelle période tarifaire (celle du TURPE 6, applicable de 2021 à 2025). Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) avancé par la CRE dans la consultation publique en date du 1^{er} octobre 2020, était compris dans une fourchette allant de 4,2% à 4,7%. Pour sa part, RTE réclamait un taux supérieur, de 5,35 %, nécessaire, selon la société, pour pouvoir mettre en œuvre les projets du schéma décennal de développement du réseau. Dans sa délibération n°2020-314 en date du 21 décembre 2020, la CRE a finalement retenu le taux de 4,6%, ce qui est proche de la fourchette la plus haute envisagée à l'automne. Ce taux paraît raisonnable car la variation potentielle du risque auquel la société est exposée du fait des modifications du cadre de régulation reste relativement limitée.

Quelques pistes d'amélioration en matière de fonctionnement interne

Le fonctionnement interne de la société pourrait gagner en agilité moyennant quelques ajustements rappelés ci-après : axer le travail du directoire sur des sujets plus stratégiques ; revoir les seuils de ses délégations, ce qui permettrait de responsabiliser les directeurs exécutifs ; diminuer le nombre des comités travaillant en lien avec le directoire et le COMEX, afin d'optimiser leur utilité et d'en faire de véritables aides à la prise de décision ; aller au bout de l'exercice de cartographie de risques ; améliorer, enfin, les dispositifs de contrôle interne et sécuriser davantage la politique d'achats et de passation de marchés.

Une nécessaire modernisation de la gestion des ressources humaines

La Cour a relevé à plusieurs reprises la rigidité du cadre juridique existant. Le système de rémunération se caractérise notamment par une grille complexe, un niveau élevé de progression automatique à l'ancienneté et un double niveau de négociation (branche et entreprise), aux effets inflationnistes. Ces constats restent d'actualité.

En outre, l'entreprise n'a pas su utiliser les marges de manœuvre dont elle dispose pour piloter de manière plus rigoureuse la masse salariale et engager les réformes de modernisation indispensables. Les dépenses de rémunérations ont progressé de plus de 12 % sur la période. Les rémunérations complémentaires ont augmenté de 18 %, avec un empilement de dispositifs qui contribuent à l'opacité de la politique salariale. La Cour invite l'entreprise à gérer la masse salariale de manière plus rigoureuse et à poursuivre les réformes engagées pour simplifier et contrôler les rémunérations complémentaires.

D'autres chantiers doivent être poursuivis : malgré quelques efforts engagés en faveur de l'égalité professionnelle, les écarts de rémunération entre les femmes et les hommes ne font pas encore l'objet d'une analyse assez approfondie et partagée avec les représentants des salariés.

L'organisation du temps de travail doit également être modernisée pour mieux s'adapter aux réalités managériales, notamment en ce qui concerne le travail des cadres, pour répondre

aux enjeux du développement de l'éolien en mer et pour accompagner les réformes destinées à renforcer la capacité de surveillance et d'intervention sur le réseau.

LISTE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1 (CTE, APE, 2021) : Ajuster la politique de distribution de dividendes pour préserver dans la durée la capacité d'autofinancement de l'entreprise en fonction de la trajectoire des investissements à financer.

Recommandation n° 2 (RTE, 2021) : Supprimer les comités en support des activités du COMEX sans utilité pour l'aide à la décision.

Recommandation n° 3 (RTE, 2021) : Revoir les seuils applicables en matière de délégations afin de donner plus de responsabilité opérationnelle aux directeurs exécutifs.

Recommandation n° 4 (RTE, 2021) : Stabiliser les méthodologies du contrôle interne et renforcer la portée de l'exercice de cartographie des risques, notamment des risques financiers.

Recommandation n° 5 (RTE, 2021) : Mieux maîtriser l'évolution de la masse salariale.

Recommandation n° 6 (RTE, 2021) : Simplifier les dispositifs de rémunération complémentaire pour en diminuer le coût et mieux les contrôler.

Recommandation n° 7 (RTE, 2021) : Identifier les causes des écarts de rémunération entre les hommes et les femmes et en rendre compte dans le bilan social annuel de l'entreprise.

INTRODUCTION

Le transport d'électricité à haute tension constitue l'une des quatre composantes d'un système électrique aux côtés de la production, de la distribution d'électricité sur le réseau à moyenne et basse tension, et de la vente (ou fourniture) aux consommateurs. Avec près de 106 000 km de lignes à haute et très haute tension, RTE est le plus grand gestionnaire de réseau de transport européen. Son chiffre d'affaires est de 4,85 Md€ et il emploie plus de 9 300 salariés. Son rôle est de développer, exploiter et entretenir le réseau et d'assurer l'équilibre, à tout instant, des flux d'électricité sur celui-ci. Par nature, le transport d'électricité à haute tension est une activité monopolistique.

La séparation entre les activités ouvertes à la concurrence (production et fourniture) et les activités sous monopole et donc régulées (transport et distribution) imposée par les directives européennes, a conduit à la création de deux sociétés anonymes filiales à 100 % d'EDF, RTE en 2005 et ERDF (devenue Enedis) en 2008.

Le 31 mars 2017, la Caisse des dépôts et consignations (CDC) et CNP assurances ont acquis respectivement 29,9 % et 20 % du capital et des droits de vote de la société C25 (devenue ensuite la co-entreprise de transport d'électricité ou « CTE »), antérieurement constituée par EDF, et à laquelle elle avait cédé 100% du capital et des droits de vote de RTE. EDF détient depuis lors indirectement 50,1% du capital et des droits de vote de RTE.

Le cadre juridique auquel est soumis RTE découle du droit européen. Les directives 2009/72CE puis 2019/944UE sur les règles communes du marché intérieur de l'électricité a réaffirmé le principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, tout en prévoyant que ceux-ci puissent continuer à faire partie d'entreprises verticalement intégrées (EVI), si leur indépendance est assurée ; il s'agit du modèle dit ITO (*Independent Transport Operator*), qui est le statut applicable à RTE.

Des changements importants sont venus modifier la gouvernance et les modalités de gestion de la société depuis le précédent contrôle de la Cour en 2013. Les missions de RTE ont également évolué dans le cadre de la transition énergétique et de la mise en place du marché européen de l'électricité. Monopole régulé, les ressources de l'entreprise sont directement liées aux tarifs fixés par l'autorité de régulation, c'est à dire la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ces tarifs, *dits* TURPE, sont fixés pour quatre ans. Les paramètres du TURPE 6 ont été arrêtés par la CRE dans sa décision en date du 21 janvier 2021.

Le présent rapport vise à analyser les aspects relatifs à la gouvernance et aux instances dirigeantes (première partie), ceux qui concernent les missions de RTE (deuxième partie) et enfin, ceux ayant trait à l'analyse des comptes et aux enjeux de la gestion au sens large du terme (troisième partie). Il tient compte des réponses apportées par les organismes auxquels avait été adressé le relevé d'observations provisoires établi par la Cour.

1 UNE GOUVERNANCE COMPLEXE DANS UN CONTEXTE D'OUVERTURE DU CAPITAL

Comme le souhaitaient les pouvoirs publics, le statut d'ITO a permis à EDF de conserver la propriété de RTE qui est donc l'une de ses filiales ; des règles et des procédures strictes au sein du groupe EDF garantissent la neutralité du gestionnaire de réseau vis-à-vis de tous les fournisseurs d'électricité.

Contrairement aux anticipations de nombreux acteurs, dont la Commission européenne, ce modèle a perduré dans le temps, en dépit de son caractère contraignant et atypique comme indiqué dans la suite du rapport.

1.1 Des éléments de stabilité : un statut d'ITO (*Independent Transport Operator*) préservé et des garanties d'indépendance de RTE par rapport à EDF

1.1.1 Les conséquences du choix du statut d'ITO

À la suite de la transposition des directives précitées en droit français, les dispositions générales applicables à RTE sont les suivantes :

- L'indépendance de la société est obligatoire vis-à-vis des activités de production et de fourniture d'EDF ;
- Les attributions du conseil de surveillance de la société sont limitées et celui-ci n'a aucun pouvoir en ce qui concerne la gestion du réseau et les investissements qu'il requiert ;
- Outre l'approbation du montant des investissements de la société, la CRE est chargée du respect d'un code de bonne conduite ; il lui revient en effet de certifier l'indépendance du gestionnaire de réseau ;
- RTE n'a pas le droit de prendre des participations dans le capital d'autres GRT, sauf si ces GRT ont eux-mêmes le statut d'ITO.

Ces règles ont réduit progressivement les synergies entre EDF et RTE, avec au fil du temps, la séparation des activités supports (communication, gestion de la marque, immobilier) et de R et D. Elles empêchent concrètement EDF de contrôler sa filiale, dont elle ne maîtrise pas la trajectoire d'investissements. C'est, en effet, à la CRE seule qu'incombe la

fonction d'approuver les projets d'investissements. Ceci a conduit en 2010 à la déconsolidation de RTE dans les comptes du groupe EDF².

Le statut d'ITO est peu répandu parmi les GRT au sein de l'Union Européenne³, la séparation patrimoniale pure et simple (modèle dit OU *Ownership Unbundling*) constituant le choix généralement privilégié. Force est de constater que la neutralité de RTE est effective et ne fait pas l'objet de contestations de la part des acteurs du secteur de l'électricité. Ce choix semble désormais pérenne. Entrée dans une phase de maturité, l'entreprise doit à présent maintenir son indépendance tout en démontrant une efficacité continue dans sa gestion. La CRE a, pour sa part, considéré, dans ses réponses à la Cour, que ce statut dit *ITO* constituait pour RTE un modèle opérationnel permettant l'indépendance de la société vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée qu'est le groupe EDF.

Ce statut particulier s'avère cependant pesant en termes d'organisation, compte tenu des nombreux garde-fous qu'il comporte. Par ailleurs, contrairement au modèle dit OU, il limite très fortement toute croissance externe de l'entreprise⁴, l'empêchant notamment de participer à une consolidation possible des GRT au sein de l'UE⁵. Contrairement à la précédente, l'actuelle direction de l'entreprise n'entend pas remettre en cause ce choix. La portée de cette interdiction est cependant limitée par le fait que RTE doit faire face à une montée en charge importante de ses investissements en France dans les années à venir⁶, lesquels constituent la priorité exposée auprès de la Cour lors de l'instruction, tant aux yeux des pouvoirs publics que des nouveaux actionnaires de RTE.

Par ailleurs, forte de son expertise en matière de gestion et d'adaptation prospective du réseau, RTE est l'un des leaders européens au sein d'ENTSO-E ; elle contribue fortement à la construction de l'état de l'art au sein de cette instance européenne et jouit d'une bonne visibilité

² Seule la quote-part du résultat net de RTE est donc mise en équivalence au compte de résultat du groupe EDF. Par ailleurs, à cette occasion, EDF a obtenu le droit d'affecter la moitié de sa participation dans RTE à ses « actifs dédiés » au financement de ses charges futures de démantèlement de ses installations nucléaires.

³ Les 27 pays de l'Union européenne ont majoritairement adopté le modèle OU, qui est le modèle cible visé par l'Europe. Sur les 30 gestionnaires de réseau de transport des pays de l'Union européenne : 20 sont certifiés sur la base du respect de la séparation patrimoniale (OU) ; 2 sont certifiés en tant qu'ISO (non propriétaires de leur réseau qui appartient à l'État) : Transselectrica (Roumanie) et AS Augstsprieguma tīkls (Lettonie) ; 7 sont certifiés en tant qu'ITO (propriétaires de leur réseau avec un ou des producteurs parmi leurs actionnaires) : RTE (France), ESO (Bulgarie), HOPS (Croatie), MAVIR (Hongrie), TransnetBW et Amprion (Allemagne), APG (Autriche). Le gestionnaire de réseau de transport irlandais (Eirgrid) est certifié comme TSO à titre dérogatoire, sans qualification par rapport aux trois modèles précités. L'annexe 1 revient sur la prévalence du modèle de séparation patrimoniale OU au sein des membres de l'Union européenne.

⁴ Le statut interdit la prise de participations contrôlantes au sein d'opérateurs séparés patrimonialement (*Ownership Unbundling*). Dans ses réponses à la Cour, la CRE note : « *en effet, dans le contexte d'une possible consolidation des marchés européens du transport de l'électricité dans les années à venir, RTE pourrait plus facilement prendre des participations dans d'autres GRT européens (dans la mesure où la majorité des GRT européens est certifiée en modèle OU et qu'il est interdit à un GRT en ITO de racheter un GRT en modèle OU)* ».

⁵ Des opérateurs chinois ont récemment pris des participations au sein du capital de plusieurs GRT au sein de l'UE.

⁶ Par ailleurs, la suppression du statut d'ITO emporterait des conséquences capitalistiques et organisationnelles importantes, y compris pour la CDC si elle devait renforcer sa participation au capital de RTE puisque celle-ci est considérée par la Commission européenne comme une EVI (à l'instar d'EDF).

auprès des experts internationaux du secteur de l'électricité. Enfin, RTE développe néanmoins des activités à l'international par l'intermédiaire de sa filiale, RTE international⁷.

1.1.2 La montée en puissance des compétences dévolues au responsable de conformité

1.1.2.1 L'élargissement de ses compétences

Depuis le précédent contrôle de la Cour, une évolution du code de l'énergie a été introduite par l'ordonnance n°2016-130 du 10 février 2016 portant adaptation des livres Ier et III du code de l'énergie au droit de l'Union européenne et relatif aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz. Visant à augmenter l'indépendance du GRT, cette ordonnance élargit les compétences du responsable de la conformité (RC), qui doit désormais :

- Aviser sans délai la CRE de tout manquement substantiel dans la mise en œuvre des engagements figurant dans le « code de bonne conduite », et établir un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il lui transmet ;
- Rendre compte de son activité au conseil de surveillance et formuler à son attention des recommandations portant sur ledit code et sa mise en œuvre.

1.1.2.2 L'interaction avec la CRE

Le RC est régulièrement auditionné par le collège de la CRE tant sur son bilan que sur son programme de travail. Il participe, à sa demande, aux instances de gouvernance de RTE : conseil de surveillance et directoire. Il est tenu informé des différents sujets de discussion entre la CRE et RTE concernant la certification par le régulateur du caractère effectif de l'indépendance du GRT auprès des instances européennes et sollicite la CRE sur certains sujets (offre de souscription d'actions EDF à des salariés RTE en 2019, compétence de la médiation du groupe EDF pour des litiges entre RTE et des tiers par exemple).

Il est chargé de veiller, sous réserve des compétences attribuées en propre à la CRE, à la conformité des pratiques de RTE avec les obligations d'indépendance auxquelles elle est soumise vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'EVI⁸. Il a accès à l'ensemble des réunions des organes de direction de l'entreprise⁹. Les relations entre la CRE et le RC sont régulières ;

⁷ RTE international compte aujourd'hui environ 50 salariés et peut, selon RTE, mobiliser jusqu'à 1700 experts dans le monde. Son objet est de promouvoir l'expertise du GRT français ; la société offre des prestations de conseil, études et ingénierie et met en place des solutions digitales. Elle a notamment réalisé des prestations en Asie centrale, en Ukraine (projet de stockage), en Tunisie et en Norvège au cours des dernières années. Le chiffre d'affaires de cette filiale atteignait 9,1 M€ en 2019 (contre 5,3 M€ en 2016).

⁸ Article L. 111-34 du code de l'énergie.

⁹ Article L. 111-35 du code de l'énergie.

ce dernier transmet effectivement des alertes internes aux services de la CRE, même si celles-ci portent, dans la grande majorité des cas, sur des points que l'on pourrait qualifier de détail.

1.1.3 Le contrôle vigilant par la CRE du respect de l'indépendance de RTE

La CRE juge que l'indépendance de RTE vis-à-vis de l'EVI ne nécessite pas de mettre en place de nouvelles modalités d'échanges, comme en témoignent les rapports annuels sur l'indépendance de RTE au cours de la période 2016-2019¹⁰ ainsi que les rapports de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et indépendance (RCBCI) des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, de la période 2013-2018. Dans le cadre de son contrôle, la CRE s'assure du respect de ses recommandations précédentes et conduit des audits sur des sujets thématiques (ex : processus de facturation, procédure de raccordement, pratiques RH, *etc*). Il est notable que la CRE, qui est en contact permanent avec l'ensemble des acteurs de marché de l'électricité, à savoir les fournisseurs, producteurs, grands consommateurs, acteurs de l'effacement, stockeurs, a indiqué, dans ses réponses à la Cour, que « *l'indépendance de RTE n'est pas un sujet de préoccupation pour les acteurs* ».

En matière d'indépendance vis-à-vis de l'EVI qui est en même temps son actionnaire majoritaire, la CRE estime que RTE est tenue à une obligation de résultats, et non de moyens. En règle générale, le régulateur ne contrôle pas les procédures internes mises en œuvre chez RTE pour s'assurer du respect de ses obligations, mais veille au respect des recommandations émises par elle-même et des obligations en matière de délai de saisine de la CRE (en particulier pour les contrats soumis à son approbation). Le RCBCI est aujourd'hui un rapport établi par la CRE tous les deux ans. Cette dernière pourrait opter pour un rythme annuel sur ces questions d'indépendance afin de garantir un haut niveau de rigueur et assurer un suivi plus fin des évolutions et événements susceptibles d'avoir un impact sur l'indépendance du GRT.

¹⁰ Chaque année, le responsable de la conformité de RTE considère ainsi que RTE et l'ensemble de ses salariés ont respecté continuellement les engagements du code de bonne conduite comme les obligations de l'entreprise en tant que GRT figurant dans le code de l'énergie. Toutefois, quelques demandes formulées par la CRE dans son rapport RCBCI 2017-2018 ainsi que certaines recommandations du rapport annuel 2018 du responsable de la conformité n'ont pas connu d'avancement au cours de la période récente. L'annexe 2 mentionne certains extraits des rapports cités.

1.2 Un paysage profondément renouvelé avec l'ouverture du capital de RTE

1.2.1 La cession des actions de RTE dans le cadre d'un processus de gré à gré entre EDF, la Caisse des dépôts et CNP assurances

1.2.1.1 Les réflexions en amont, dès 2009

La cession totale ou partielle de RTE par EDF a été envisagée dès 2009 et cette hypothèse a pris une certaine consistance à partir de 2013, tant du point de vue d'EDF, qui a commencé à chercher des voies pour maîtriser son endettement, que de RTE, dont la direction envisageait alors des projets de développements industriels à l'échelle européenne. Les pouvoirs publics ont à cette date étudié la possibilité de modifications législatives pour permettre l'entrée au capital de RTE d'investisseurs privés et la sortie de l'entreprise du groupe EDF, éventuellement par le biais d'une introduction en bourse¹¹.

De son côté, le groupe CDC a indiqué au printemps 2016 être prêt à investir significativement dans RTE. Après avoir écarté l'hypothèse d'une cession totale du capital, l'APE qui, suivant EDF, appelait de ses vœux une compétition entre investisseurs privés minoritaires susceptible de maximiser le prix de cession, admettait finalement qu'une telle option risquait de provoquer une forte hostilité des organisations syndicales présentes au sein de RTE. Par ailleurs, l'entrée indirecte d'investisseurs privés au capital de RTE pouvait être perçue comme éloignée de l'esprit de la loi. En définitive, à partir de l'été 2016, les pouvoirs publics ont fait le choix, potentiellement moins intéressant au plan patrimonial pour EDF, de négociations exclusives avec la Caisse des dépôts et CNP assurances, ceci dans un contexte où au mois d'avril précédent, EDF avait annoncé un plan d'action comprenant notamment des cessions d'actifs à hauteur de 10 Md€ à l'horizon 2020, incluant une évolution du capital de RTE. En parallèle, EDF préparait néanmoins un processus d'enchères au cas où les discussions sur la valorisation de RTE n'auraient pas abouti avant fin juillet 2016.

Le 28 juillet 2016, EDF, la Caisse des dépôts et CNP assurances annonçaient leur entrée en négociations exclusives en vue d'une « *prise de participation de la caisse des dépôts et CNP assurances à hauteur de 49,9% du capital de RTE sur la base d'une valorisation indicative de 8,45 milliards d'euros pour 100% des fonds propres de RTE* ».

Entre septembre et décembre 2016, la Caisse des dépôts et CNP assurances ont conduit leurs travaux de *due diligence* sur RTE, tout en négociant en parallèle avec EDF un pacte d'actionnaires. Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des dépôts et CNP assurances ont annoncé la conclusion d'un accord fixant les termes et conditions de l'ouverture du capital de RTE :

¹¹ L'hypothèse d'une cession de la totalité du capital de RTE par EDF et celle d'une cotation de l'entreprise a été envisagée en mai 2013. L'APE recommandait alors que RTE joue un rôle majeur de consolidation à l'échelle européenne. Par suite, il fut également envisagé de modifier le code de l'énergie qui prévoyait alors que le capital de RTE devait être « *détenu en totalité par EDF, l'État ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public* »

- La valorisation définitive de RTE a été fixée à 8,2 milliards d'euros pour 100% des fonds propres ;
- Le schéma retenu a été l'entrée de la Caisse des dépôts et de CNP assurances au capital de RTE au travers de la création d'une co-entreprise (« C25 », renommée par la suite co-entreprise de transport d'électricité, « CTE ») détenue conjointement par EDF (50,1%), la Caisse des dépôts (29,9%) et CNP assurances (20 %) en deux étapes. Dans un premier temps, EDF a transféré, avant la fin 2016, la totalité des titres de RTE à la nouvelle coentreprise, celle-ci finançant en partie l'opération par un endettement externe de 2,8 Md€. Ensuite, après approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations, EDF a cédé à la Caisse des dépôts et à CNP assurances 49,9% du capital de cette coentreprise.

Le 31 mars 2017, EDF, la Caisse des dépôts et CNP assurances ont ainsi pu annoncer la finalisation de l'acquisition de la participation indirecte de 49,9% du capital de RTE.

Plusieurs éléments de l'accord ont été rédigés de manière à rassurer le corps social et le directoire de RTE et à apporter de la stabilité :

- EDF et CDC s'engagent à détenir chacun au moins 25% de la holding pendant la durée du pacte (20 ans renouvelables) pour garantir le caractère public de la holding ;
- Une période d'inaliénabilité (« *lock-up* ») de cinq ans est prévue pendant laquelle ni EDF ni les autres actionnaires ne pourront céder leurs parts ;
- Le directoire serait maintenu et la nomination ou révocation du président et des membres du directoire serait soumise à la majorité de 67% des actionnaires de la holding, avec droit de veto pour EDF et la CDC tant qu'ils conservent 25%.

Pour la CDC, la participation dans le capital de CTE a vocation, comme l'ensemble de ses participations stratégiques, à générer dans la durée des revenus récurrents qui sont ensuite réinvestis pour financer des investissements à caractère d'intérêt général, dont ceux de la Banque des territoires et, plus récemment, ceux du plan de relance. En tant qu'investisseur institutionnel public, la Caisse entend en effet se positionner sur un horizon de long terme permettant le déploiement d'un programme d'investissements essentiel pour la transition énergétique française.

1.2.1.2 Une opération financièrement avantageuse pour EDF mais au détriment de l'autofinancement de RTE

Du point de vue d'EDF, l'avantage a été triple :

- Le groupe a pu se désendetter en vendant la moitié des actions de RTE sur la base d'une valorisation qui figurait dans le haut des fourchettes d'évaluation, voire au-dessus¹², et crédibiliser son plan de cession ;
- La valeur de ses actifs dédiés (investis en partie dans RTE) a augmenté car le prix de cession a été sensiblement supérieur à la valeur précédemment inscrite dans les comptes d'EDF;
- La rentabilité de son investissement dans RTE a été améliorée grâce au levier financier additionnel, même si l'on peut soutenir que ceci aurait pu intervenir sans cession d'une part du capital de RTE.

Il doit cependant être souligné qu'EDF a proposé en juin 2016 de faire passer le taux de distribution de RTE à 60% en normes IFRS, après retraitement de son résultat net des effets du remboursement RAG¹³, alors que le taux redistribution de RTE était jusqu'alors de 60 % du résultat en norme française, lequel est structurellement plus bas qu'en normes IFRS. Dans une note en date du 20 novembre 2015, le commissaire aux participations de l'État avait, quant à lui, recommandé un taux de distribution de 50% en normes IFRS « à titre de compromis entre RTE et EDF ». Puis « compte tenu de l'aggravation de la situation financière d'EDF en début d'année 2016 qui a justifié le plan d'action d'EDF décidé le 22 avril incluant le renforcement des fonds propres d'EDF et l'ouverture du capital de RTE », il a recommandé en février 2016 de suivre finalement la proposition d'un taux de distribution de 60%. D'après l'APE, la situation financière de RTE était alors particulièrement saine avec de très bons résultats, une stabilisation de sa dette, de bons ratios financiers, et, alors, la meilleure notation financière du secteur (A+).¹⁴

Dans le contexte de l'ouverture du capital de RTE, la politique de distribution de dividende de RTE a assurément constitué un élément majeur pour permettre une bonne valorisation, le groupe CDC ayant annoncé qu'il s'agissait pour lui d'un paramètre clé pour sa valorisation de RTE. Le passage à ce taux de distribution de 60 % en normes IFRS a été validé lors de l'assemblée générale d'EDF le 15 juin 2016. Cette décision n'est cependant pas sans

¹² Cf. Rapport établi conjointement par Lazard Frères SAS et Associés en finance (AEF) pour EDF en décembre 2016.

¹³ Contentieux initié par la Commission européenne qui a qualifié d'aide d'État le non-paiement en 1997 par EDF de l'impôt sur les sociétés lors du reclassement comptable des provisions pour renouvellement du réseau d'alimentation générale (ex-RTE).

¹⁴ En 2016, RTE affichait un taux de distribution de dividendes dans la moyenne (sensiblement inférieur à ceux des réseaux espagnol, italien et portugais) mais un ratio dividendes/ capitaux propres dans le bas de la fourchette (4% contre plus de 8% pour les réseaux britannique et portugais, 14% pour les réseaux italien et espagnol). Compte tenu de la trajectoire d'investissement sur 2016-2020, l'évolution de la politique de dividende proposée par EDF était donc considérée par l'APE comme tout à fait raisonnable, soutenable et mesurée. La CRE ne s'était d'ailleurs pas exprimée publiquement sur la politique de distribution de RTE ni sur celle de GRT gaz (dont le taux de distribution est de 100%).

conséquence pour l'autofinancement de RTE qui, comme indiqué dans la suite du rapport, devra faire face à une augmentation substantielle de ses investissements au cours des prochaines années. Ce point est examiné dans la suite du rapport (Cf. Infra I.2.3.2).

Selon les informations communiquées par EDF, cette politique de dividendes devrait permettre de conserver la notation financière initiale de RTE dans la catégorie A. Cependant, celle-ci a déjà connu une légère dégradation. Dès avril 2017¹⁵, l'agence de notation financière Standard & Poor's a abaissé d'un cran la notation financière de RTE (de A+ à A stable), en indiquant prendre dorénavant en compte la dette supplémentaire de 2,8 milliards d'euros de la co-entreprise dans le calcul des ratios de RTE. Jusqu'ici, cette dette, qui ne figure ni dans les comptes consolidés d'EDF ni dans ceux de RTE, n'était pas prise en compte dans le calcul des ratios de RTE.

L'ouverture du capital de RTE en 2017 a, enfin, obligé à confirmer le choix du statut d'ITO avec l'entrée au capital de la Caisse des dépôts et des consignations et de CNP assurances. Comme EDF, la Caisse possède, en effet, des installations de production. L'évolution de l'actionnariat de RTE a ainsi entraîné l'ouverture d'une procédure de réexamen de la certification de RTE par la CRE¹⁶.

La Cour note que l'ensemble des règles désormais applicables, sous le contrôle de la CRE, sont de nature à permettre le respect par RTE des obligations afférentes à son statut d'ITO.

1.2.2 Les caractéristiques, la composition et le fonctionnement de la société holding

CTE ne détient directement qu'un seul actif : sa participation au capital de RTE, détenue à 100%, cette dernière possédant elle-même plusieurs sociétés. CTE est une société anonyme privée de droit français, à conseil d'administration, régie par les articles L.225-17 à L.225-56 du code de commerce. Elle adhère au code AFEP – MEDEF.

Le président de son conseil d'administration assure également la direction générale de la société. Il a été désigné par EDF dont il est le directeur financier. La participation d'EDF dans CTE est, depuis la cession partielle de RTE, intégralement affectée aux actifs dédiés d'EDF qui servent à couvrir ses passifs nucléaires. Or la gestion des actifs dédiés fait partie des charges gérées par la direction financement-investissement du groupe EDF sous la responsabilité de ce même directeur. Il y a, selon EDF, une forme de cohérence à ce que le directeur financier du groupe soit également le président du conseil de surveillance de RTE. De plus, CTE étant l'actionnaire unique de RTE, il apparaît également cohérent que le directeur

¹⁵ Note S&P « French Power Grid RTE Downgraded To 'A' Following Partial Sale Announcement By EDF; Outlook Is Stable » datée du 3 avril 2017

¹⁶ Le dossier à l'appui de la demande a été envoyé par RTE à la CRE entre avril et juin 2017. Le 14 septembre 2017, la CRE a adopté une délibération portant projet de décision de certification et l'a notifiée à la Commission européenne le 27 septembre 2017. La Commission européenne a rendu un avis explicite sur la compatibilité dudit projet le 10 janvier 2018. Le processus d'ouverture du capital de RTE s'est ainsi achevé avec la délibération n° 2018-005 du 11 janvier 2018, autorisant le maintien de la certification de RTE.

financier d'EDF en soit Président du conseil d'administration. Au-delà de la cohérence, cette organisation simplifie les relations avec les coactionnaires.

Les membres du conseil d'administration de CTE sont au nombre de huit¹⁷. Aucun membre ne bénéficie d'une rémunération fixe annuelle au titre de son mandat et l'entreprise CTE ne compte pas de personnel, ni d'activité opérationnelle¹⁸.

Le conseil d'administration de CTE se réunit avant chaque conseil de surveillance de RTE, soit sept à huit fois par an, avec de possibles séances supplémentaires. Le mandat de ses membres se termine en 2023. Le contrôleur de la conformité est le seul membre de RTE assistant aux réunions du conseil pour s'assurer que CTE n'aborde pas des sujets sur lesquels elle n'a pas compétence, l'indépendance du GRT devant être radicale vis-à-vis de l'EVI. C'est volontairement qu'ont été réduites les possibilités de passerelles entre les deux entités, conformément à l'esprit des textes applicables découlant de la mise en œuvre du statut d'ITO.

1.2.3 De nouvelles problématiques capitalistiques pour RTE

1.2.3.1 La question de la pérennité de l'actionnariat

Le pacte d'actionnaires, d'une durée de vingt ans, prorogeable dix ans, comporte deux séquences : une première période de cinq ans prévoit des conditions restrictives en matière de cessions ; au-delà de cinq ans, les possibilités de cession de titres restent encadrées et le statut public de RTE ne peut être remis en cause¹⁹.

Les raisons pour lesquelles les signataires du pacte ont souhaité se laisser des possibilités d'évolution de l'actionnariat dès les cinq premières années, et les conditions qui conduiraient à vouloir engager ces cessions, sont diverses. La vision, au-delà des cinq ans, des scénarii potentiels dépendent des orientations de la politique énergétique française et européenne, de la place d'EDF dans la politique énergétique française, compte tenu des nouveaux équilibres

¹⁷ Ces membres sont : quatre représentants d'EDF ; deux représentants de la caisse des dépôts et consignations (CDC) ; deux représentants de CNP assurances. De plus, le contrôleur de la conformité de RTE assiste aux conseils. En effet, CTE n'a pas besoin de désigner un responsable de la conformité mais la CRE, dans sa délibération du 14 septembre 2017, a demandé au responsable de la conformité de RTE d'assister aux réunions de la holding, afin de veiller au respect de l'engagement d'EDF, de la CDC et de CNP assurances.

¹⁸ En revanche, en 2017, deux conventions d'appui au fonctionnement ont été conclues avec le groupe EDF : une pour prestation de services comptables et de gestion et une pour prestation juridique, financière et de secrétariat général. Pour ces prestations, EDF a facturé 619,000€ hors taxe en 2019. Le commissariat aux comptes de la société est assuré par les cabinets Mazars et KPMG, les mêmes que pour la société RTE.

¹⁹ Les statuts de la société CTE, détaillent le processus d'une éventuelle cession de la part d'un actionnaire : une demande d'agrément, dont le contenu est précisé dans le document (y compris l'identité du cessionnaire) devrait être notifiée au conseil d'administration qui disposerait d'un délai de trois mois pour faire connaître sa décision. En cas de refus, conformément au pacte d'actionnaire, le conseil d'administration disposerait d'un délai de trois mois pour faire acquérir les actions du cédant par un autre investisseur (y compris actionnaires « en place »).

politiques et de l'évolution du rôle de la Caisse des dépôts au titre de l'accompagnement de la transition énergétique. Le pacte d'actionnaires marque la volonté des parties de préserver le modèle ITO, au moins pendant les cinq premières années. Au-delà des cinq ans, le pacte ne formule pas de clause préservant de façon certaine le maintien de ce modèle. Néanmoins, à l'issue de cette période, les signataires s'engagent à rester, ensemble, majoritaires dans la détention du capital, selon des pourcentages de détention définis pour chacune des parties prenantes. Des clauses précisent les modalités d'organisation d'éventuelles cessions²⁰ ; elles s'inscrivent dans l'objectif de la préservation du statut public de RTE.

1.2.3.2 Un objectif de distribution de dividendes à concilier avec d'autres paramètres

La cession par EDF de 49,9% de ses titres RTE a été principalement dictée par les besoins financiers importants du groupe EDF. L'objectif d'EDF a consisté à maximiser l'opération sur le court terme (à travers un montage financier permettant un prix de vente optimal) et sur le moyen et long terme également, grâce à la conservation d'une part significative de RTE donnant droit à dividendes. Tel est également l'objectif de la CDC, qui doit assumer de nombreux autres investissements dans le secteur des énergies renouvelables. CNP assurances entend également préserver le rendement comme contrepartie de l'effort financier consenti. La remontée des dividendes de RTE représente, par conséquent, un retour sur investissement fortement attendu par les trois actionnaires de CTE.

Or, dans son article 3.1, le pacte d'actionnaires²¹ établit que les actionnaires de CTE doivent examiner « *le cas échéant, la cohérence de ce niveau de distribution avec les besoins de fonds propres requis pour mener à bien le plan d'investissements de RTE.* » C'est cette difficile articulation entre quatre éléments – l'évolution de la dette, la politique de distribution des dividendes, la nécessité de mobiliser des fonds importants dans les programmes d'investissement et celle de maintenir une bonne notation financière – que doivent assurer les actionnaires de CTE à moyen et long termes (au-delà de la période des TURPE 6 et 7).

1.2.3.3 L'importance du caractère public d'éventuels futurs investisseurs

La remontée de dividendes de RTE vers l'actionnaire CTE est importante mais s'effectue presque exclusivement au bénéfice d'acteurs publics²². Les dividendes versés par le monopole public RTE, dont le niveau est susceptible de révéler une rentabilité élevée de ce

²⁰ Droit d'agrément, droit de premier refus, clause anti-dilution, options de rehaussement.

²¹ On peut citer cet extrait : « 3.1 Les Parties conviennent que les distributions annuelles de dividendes de RTE seront : (a) égales à 60 % du résultat annuel net IFRS consolidé de RTE ; (b) complétées le cas échéant, a priori à partir du 1^{er} janvier 2020, de distributions exceptionnelles permettant de maintenir un Ratio d'Endettement Cible de 60%, dans la limite des réserves distribuables de RTE et sous réserve des obligations législatives ou réglementaires qui s'imposent à RTE. Les Parties examineront, le cas échéant, la cohérence de ce niveau de distribution avec les besoins de fonds propres requis pour mener à bien le plan d'investissements de RTE. »

²² A la seule exception des actionnaires minoritaires privés d'EDF.

monopole au regard du coût réel des capitaux qu'il emploie demeurent en effet dans le périmètre du secteur public.

En revanche, si un autre type d'actionnaires, extérieur au secteur public de l'électricité, faisait son apparition dans le paysage capitalistique de CTE, le niveau des dividendes versés par RTE pourrait être apprécié différemment, s'agissant d'un monopole régulé.

1.3 Une société à gouvernance duale, une organisation aux fortes spécificités liées à son statut

1.3.1 Un cadre réglementaire exorbitant du droit commun des sociétés

Les organes de gouvernance de RTE opèrent dans un cadre réglementaire différent de celui du droit commun, du fait des directives européennes et de leur transposition en droit français. En application de l'article L.111.13 du code de l'énergie, le conseil de surveillance a un rôle moins important que celui normalement assigné à une telle instance dans les sociétés. Aux dispositions du code de commerce attribuant, dans cette société à gouvernance duale, le pouvoir de gestion au directoire et le pouvoir de contrôle au conseil de surveillance²³, le code de l'énergie ajoute ainsi des règles impératives dont l'objet est de garantir l'indépendance de RTE vis-à-vis des intérêts de l'EVI de production et de fourniture d'électricité à laquelle elle appartient²⁴. Le conseil ne peut donc pas intervenir dans les domaines qui relèvent de la compétence exclusive du directoire, lequel a donc une importance cruciale dans la gestion de la société²⁵.

La répartition des compétences entre directoire et conseil de surveillance est définie dans les statuts de l'entreprise, conformément à la loi, et notamment aux dispositions spécifiques du code de l'énergie.

²³ Aux termes de l'article L. 225-58 du code de commerce : « *La société anonyme est dirigée par un directoire (...). Le directoire exerce ses fonctions sous le contrôle d'un conseil de surveillance. (...)* ».

²⁴ Articles L. 111-9 et suivants du code de l'énergie.

²⁵ La liste en est : les décisions relatives aux activités courantes, les décisions qui ont trait à la gestion du réseau et notamment les opérations qui concourent à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public du transport d'électricité (dont l'établissement du programme d'investissement) ; les décisions relatives aux activités nécessaires à l'élaboration et à la mise en œuvre du plan et du schéma décennal de développement du réseau ; les décisions managériales, le directoire ayant seule autorité sur les directeurs opérationnels ainsi que sur les cadres et agents servant au sein de RTE.

1.3.2 Un conseil de surveillance qui n'est pas décisionnaire sur de nombreux sujets

1.3.2.1 Un organe qui ne possède pas les fonctions classiques d'un conseil de surveillance

Le code de l'énergie prévoit deux types de dispositions. D'une part, il incombe au conseil de surveillance de prendre les décisions pouvant avoir des répercussions importantes sur la valeur des actifs des actionnaires. Mais, d'autre part, ne peuvent relever de ce conseil, outre les décisions relatives aux activités courantes, celles qui ont trait à la gestion du réseau et aux activités nécessaires à l'élaboration et à la mise en œuvre du plan ou du schéma décennal de développement du réseau²⁶. Le conseil exerce le contrôle permanent de la gestion de la société par le directoire, sous réserve des opérations qui doivent lui être soumises pour accord, en vertu des stipulations des IV et V de l'article 14 des statuts, et sous réserve des limites prévues par le code de l'énergie²⁷.

Autrement dit, le conseil de surveillance n'approuve pas les principales décisions de la société dont il n'a d'ailleurs pas à connaître (Cf Infra 1.3.2.3.), et ne contrôle pas non plus les décisions du directoire ayant trait à la gestion du réseau et aux activités nécessaires à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma décennal de développement du réseau. Le conseil de surveillance partage, en outre, ses prérogatives de nomination, de révocation et de rémunération avec le ministre chargé de l'énergie et la CRE pour la désignation du président de directoire, avec la CRE pour le reste du directoire et avec le ministre de l'économie et des finances pour la rémunération du président du conseil. Les membres du directoire sont nommés sur proposition du président du directoire par le conseil de surveillance. Malgré ces limites, le code de l'énergie attribue des « *droits de supervision économique* » aux membres du conseil de surveillance nommés par l'actionnaire²⁸.

La composition du conseil de surveillance de RTE a évolué à la suite à l'ouverture du capital, sur un total inchangé de douze membres : trois représentants d'EDF (contre six auparavant) ; deux représentants de la Caisse des dépôts ; un représentant de CNP assurances ; deux représentants de l'État (dont un représentant l'État personne morale) ; quatre représentants du personnel. Les représentants de la Caisse des dépôts, de CNP assurances et de l'État

²⁶ Article L. 111-13 du code de l'énergie.

²⁷ II de l'article 14 des statuts. Ainsi, les décisions du conseil de surveillance relatives au budget, à la politique de financement et à la création de tout groupement d'intérêt économique, société ou autre entité juridique concourant à la réalisation de son objet social ou à son extension au-delà du transport d'électricité ne peuvent être adoptées sans le vote favorable de la majorité des membres nommés par l'assemblée générale. Il en va de même pour les décisions relatives aux achats et aux ventes d'actifs ainsi qu'à la constitution de sûretés ou de garanties de toute nature, au-delà d'un seuil fixé par les statuts (article L. 111-14 du code de l'énergie). Les statuts de RTE reprennent pour l'essentiel les dispositions du code de l'énergie, tout en précisant les attributions concrètes de chacun des deux organes de gouvernance.

²⁸ Liste détaillée des décisions concernées au V de l'article 14 des statuts.

composent la « *minorité indépendante* » du conseil de surveillance de RTE. Il s'agit d'une minorité du conseil avec un régime d'incompatibilités strict²⁹.

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-81 du code de commerce, du IV de l'article 14 des statuts de RTE et de l'article 2.2 du règlement intérieur du conseil de surveillance, le président du conseil est désigné par le conseil à la majorité simple parmi les personnes physiques membres du conseil.

Depuis le précédent contrôle de la Cour, des progrès ont été accomplis pour renforcer les dispositifs de contrôle interne en matière de frais de fonctionnement du conseil de surveillance. Ce dernier a pris le 6 novembre 2014 une délibération relative aux modalités de prise en charge des frais de fonctionnement et représentation du président du conseil de surveillance³⁰.

1.3.2.2 Les conséquences de l'arrivée des deux nouveaux actionnaires pour la gouvernance de RTE

Les modalités de travail au sein du conseil de surveillance ont sensiblement évolué depuis l'évolution de l'actionnariat de RTE. En effet, chaque réunion du conseil demande désormais pour les équipes de RTE, notamment pour la direction financière et le secrétariat du conseil, une préparation accrue afin de tenir compte de la nouvelle composition de l'actionnariat (trois actionnaires indirects au lieu d'un seul actionnaire direct) et pour satisfaire les attentes de chacun d'entre eux. Les membres du conseil ont souhaité être informés plus régulièrement de l'actualité de l'entreprise, en dehors du rapport trimestriel du directoire.

Le conseil, appuyé par le conseil de supervision économique et de l'audit (CSEA), consacre ainsi, dans le respect des dispositions du code de l'énergie, une plus large part de son temps à l'étude et à l'approfondissement de sujets prospectifs et stratégiques, ainsi qu'à l'étude de la performance de l'entreprise. En revanche, le fonctionnement interne des directions et services de RTE n'a pas été directement touché par l'évolution de l'actionnariat de RTE dans la mesure où, conformément au code de l'énergie, la direction et la gestion de RTE sont soumises à des conditions d'indépendance renforcées vis-à-vis de son actionnaire, qui ne peut avoir ni d'action, ni d'influence sur l'organisation et le fonctionnement interne du gestionnaire de réseau de transport.

D'une manière générale, l'entrée de nouveaux actionnaires dans la gouvernance de RTE semble avoir dynamisé les débats au sein du conseil de surveillance au cours des trois dernières

²⁹ L'obligation d'indépendance prévue par le code de l'énergie ne s'applique qu'à une « minorité » (moitié moins un) des membres du conseil de surveillance de RTE. Cela s'explique par le fait que le rôle du conseil de surveillance de RTE est très largement restreint par rapport au rôle habituel d'un conseil de surveillance ou d'un conseil d'administration. Parallèlement, les règles d'indépendance applicables aux membres du directoire de RTE sont quant à elles plus fortes.

³⁰ Cette décision prévoit notamment la présentation chaque année au conseil de surveillance d'un récapitulatif des dépenses engagées, comme cela a été annoncé dans un courrier du président du directoire au Premier président en date du 22 juillet 2015.

années, les nouveaux représentants des actionnaires ayant des interrogations et des demandes d'éclaircissements sur les sujets stratégiques de l'entreprise.

1.3.2.3 L'appréciation des actionnaires s'agissant de la gouvernance des investissements

Le conseil de surveillance est composé de représentants de sociétés coactionnaires indirectes de l'entreprise. Ces derniers représentent des sociétés qui ont des intérêts et exercent un contrôle sur des entreprises du secteur de la production d'électricité. Ils ne participent à aucune décision en matière d'approbation des investissements³¹, ni même d'ailleurs au cadrage de leur montant, le conseil de surveillance étant amené à se prononcer en l'état sur les budgets annuels et pluriannuels qui retracent notamment le montant des CAPEX.

Conformément à l'article L.321-6 du code de l'énergie, RTE élabore un schéma décennal de développement du réseau (SDDR) établi sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Le SDDR publié en septembre 2019 tient ainsi compte des orientations stratégiques prises par le directoire de RTE, notamment en matière de priorisation des activités sur le réseau du quotidien, de développement de nouvelles solutions pour répondre aux enjeux du système électrique (développement d'une ossature numérique), de prise en compte des impacts environnementaux et sociétaux de nos activités, de l'accompagnement de la transition énergétique³².

Aussi nourris et complets soient les échanges entre le directoire et le régulateur, les délibérations de la CRE ne peuvent se substituer qu'imparfaitement aux procédures de droit commun des sociétés en matière d'approbation des investissements, normalement du ressort du conseil d'administration ou de surveillance d'une société commerciale et, in fine, de ses actionnaires. Il en va de même du contrôle de la gestion du directoire puisque le conseil de surveillance ne peut le démettre compte tenu des règles particulières de nomination (Cf. *supra*).

Il y a donc là une faiblesse structurelle de la gouvernance de la société et de son contrôle, rendue inéluctable par le statut d'ITO.

³¹ L'annexe n° 3 concerne le processus de décision en matière d'investissements.

³² Le programme d'investissements de RTE, dont le montant pour l'année 2020 a été autorisé par la CRE le 19 décembre 2019, constitue la déclinaison opérationnelle des orientations stratégiques retenues par le directoire de RTE dans le cadre du schéma décennal de développement de réseau. Cette déclinaison opérationnelle repose notamment sur l'application des politiques techniques associées aux différents composants du réseau pour définir les besoins en renouvellement de ce dernier ; l'application des règles de dimensionnement du réseau, permettant de préciser les besoins d'adaptation du réseau ; la prise en compte des besoins de raccordement des producteurs.

1.3.3 Le directoire : un rôle de conduite stratégique et opérationnelle à dynamiser

1.3.3.1 Les rémunérations des membres du directoire

Les rémunérations des membres respectent les plafonds réglementaires applicables.

En septembre 2020, le nouveau président de directoire a demandé une augmentation des rémunérations annuelles fixes à hauteur de 230 000 € pour les membres du nouveau directoire. Cette demande, soutenue d'après une note de l'APE en date du 28 septembre 2020, tant par EDF que CNP assurances, était justifiée par une nécessité d'actualisation de rémunérations restées inchangées depuis 2015. Au final, l'APE s'est dit favorable au maintien du plafond de la part variable des membres du directoire (Président y compris) à 40% et à une hausse plus modérée de la part fixe (210 000€ pour les membres du directoire³³). L'APE a décidé que cette augmentation ne serait applicable qu'à partir de 2021.

1.3.3.2 Des pouvoirs étendus attribués au directoire

Le directoire est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance au nom de la société³⁴. En particulier, il est seul compétent pour mettre en œuvre les opérations qui concourent directement à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport d'électricité. Ces compétences s'exercent dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi, le règlement et les statuts attribuent expressément et en propre à l'assemblée générale et au conseil de surveillance. Le directoire débat et délibère sur les principales actions et orientations stratégiques de l'entreprise. Par ailleurs, il lui revient de :

- Prendre les décisions relatives aux activités courantes ainsi que celles relatives à la mise en œuvre des opérations ayant trait à la gestion du réseau³⁵, à l'élaboration du schéma décennal de développement du réseau³⁶;
- Présenter au conseil de surveillance, au moins une fois par trimestre, un rapport qui retrace les principaux actes ou faits intervenus dans la gestion de la société ;
- Présenter, après clôture de chaque exercice et dans un délai de trois mois, un rapport au conseil de surveillance et à l'assemblée générale aux fins de vérification et de contrôle des comptes annuels. Il dispose du pouvoir de convoquer l'assemblée générale.

³³ La part fixe prévue pour le Président du directoire est supérieure de 25% à celle des autres membres du directoire.

³⁴ Article 19 des statuts.

³⁵ Il s'agit notamment des opérations qui concourent à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport d'électricité.

³⁶ Concernant l'application du schéma décennal, le directoire établit un programme annuel d'investissements, qu'il soumet à l'approbation préalable de la commission de régulation de l'énergie.

Les compétences exclusives du directoire sont de plus importantes³⁷. Certaines prérogatives incombent directement au président du directoire comme la représentation de la société à l'égard des tiers et la définition et de la mise en œuvre du code de bonne conduite, dont il rend compte annuellement à la CRE.

1.3.3.3 Une répartition des rôles désormais claire avec le conseil de surveillance

Le précédent contrôle de la Cour pointait la difficile répartition des missions entre les instances. Le dernier directoire a connu le fonctionnement de deux conseils de surveillance différents, avant et après l'ouverture du capital à la CDC et la CNP. La période avant l'ouverture du capital, soit avant mars 2017, a correspondu à une forme de reconduction de la relation qui existait précédemment, avec un directoire qui a souhaité montrer son indépendance de gestion, en application du code de l'énergie, et un conseil de surveillance qui connaissait les règles du jeu antérieures. Quant à la période suivante, elle a vu un renouvellement complet, ou presque, du conseil de surveillance. La prise de participation réalisée par la CDC et la CNP les a naturellement conduits à avoir des exigences vis-à-vis de la gouvernance, tant du directoire que de l'actionnaire historique.

La règle de coexistence, rappelée régulièrement par le contrôleur de la conformité, consiste à avoir des échanges « *dans le respect du code de l'énergie* ». Dans ses réponses à la Cour, RTE note : « *reste parfois à préciser où se situe la ligne à ne pas dépasser entre la lettre et l'esprit !* »

Malgré son caractère atypique, le partage de compétences entre le directoire et le conseil de surveillance apparaît aujourd'hui clair, sans conflits ou querelles d'interprétations sur les périmètres d'action respectifs, contrairement à ce qui avait été constaté précédemment. L'examen des procès-verbaux des réunions du directoire et du conseil de surveillance depuis 2013 a permis de constater que la ligne de partage entre les responsabilités des deux organes était bien respectée et que le conseil de surveillance n'empiétait pas sur les attributions dévolues au directoire. Les représentants des actionnaires siégeant au conseil de surveillance laissent le directoire s'acquitter de ses missions sans entrave et sans s'immiscer dans la gestion courante de la société³⁸.

³⁷ Conformément aux statuts et aux dispositions du code de l'énergie, le directoire a compétence exclusive (sans autorisation préalable du conseil de surveillance) pour mener les opérations de cessions d'immeubles par nature, de cessions totales ou partielles de participations ou pour la constitution de suretés et qui concourent directement à l'exploitation, à l'entretien et au développement du réseau public de transport d'électricité lorsque les montants de ces opérations ne sont pas supérieurs à 10M€ hors taxe/hors frais ; consentir ou obtenir, aussi bien pour l'entreprise que pour ses filiales, tous prêts, emprunts, crédits, avances de trésorerie (hors opérations autorisées dans le cadre de la politique de financement), lorsque les montants unitaires de ces opérations ne sont pas supérieurs à 20M€ ; conclure toute transaction ou compromis en cas de litige débouchant sur une concession de l'entreprise ou de ses filiales lorsque les montants unitaires de ces opérations ne sont pas supérieurs à 5M€.

³⁸ La répartition des dossiers et les processus de prise de décision entre l'assemblée générale ordinaire, le comité central d'entreprise et d'autres instances sont bien conformes aux règles applicables et aux statuts. La

Des échanges, informels ou plus formalisés, sont régulièrement organisés entre le directoire et le conseil de surveillance. Des séminaires stratégiques ont eu lieu, à la demande des membres du conseil permettant un échange sur des sujets revêtant un intérêt particulier pour eux³⁹. Malgré ces échanges, RTE a indiqué dans ses réponses que « *l'évolution de la détention du capital a contribué à essayer de normaliser le fonctionnement des instances de gouvernance. Le code de l'énergie empêche toutefois d'entrer sur certains sujets dans la profondeur de discussion que l'on retrouve dans d'autres entreprises.* ».

Il est à noter que le nouveau président du directoire a proposé au conseil de surveillance, qui l'a accepté, la nomination de la directrice des ressources humaines comme membre du directoire, ce qui n'était pas le cas précédemment. La manière dont les moyens financiers et humains de la société peuvent être mobilisés dans l'accomplissement de ses missions fait clairement partie des sujets d'intérêt commun entre les organes cités. Il serait, par conséquent, intéressant que des séminaires stratégiques soient organisés, au moins deux fois par an, sur la mise en cohérence du niveau de distribution annuelle de dividendes de RTE avec les nécessités liées à la bonne application de son plan d'investissements, sur le suivi de l'audit des risques ainsi que l'analyse des écarts entre le réalisé, au sens budgétaire du terme, et la trajectoire imposée par le tarif.

Des progrès peuvent également être réalisés pour rendre les processus de décision plus efficaces, et le pilotage plus agile. La nomination d'un nouveau président du directoire au 1^{er} septembre 2020 conduit aujourd'hui la direction de l'entreprise à revoir ses modalités de gouvernance, dans le cadre d'une réflexion qui vise à optimiser l'organisation actuelle⁴⁰.

Au cours de la période contrôlée, le directoire s'est souvent livré à une approbation projet par projet ou sujet par sujet, plutôt qu'à l'élaboration collective d'une stratégie ou d'une position globale. Cela a justifié d'ailleurs la mise en place d'autres enceintes, à l'instar du COMEX élargi pour le projet d'entreprise et du comité opérationnel sur la stratégie industrielle (COSI)⁴¹. Le directoire gagnerait aujourd'hui à axer son travail sur des sujets stratégiques

Cour note que la répartition des rôles entre le directoire et le conseil de surveillance, fixée par le code de l'énergie, reprise dans les statuts de RTE et confirmée par la CRE n'a pas évolué depuis 2013. Le rôle du conseil de surveillance est donc resté inchangé depuis cette date, malgré l'entrée au capital de RTE, via CTE, de la caisse des dépôts et consignations et de CNP assurances.

³⁹ Les ordres du jour de ces séminaires ont porté sur le contexte de l'action de RTE : un cadre contraint (en novembre 2018) ; les enjeux structurants pour l'avenir de RTE (en avril 2019) : le maintien d'un modèle de gestionnaire de réseau de transport « lourd » (c'est-à-dire incluant la propriété, l'exploitation et la maintenance de l'infrastructure), en monopole, garantissant la performance du service public ; les filiales de RTE et une visite de Coreso, à Bruxelles (en juillet 2019) montrant les enjeux de l'interconnexion des réseaux et de leur exploitation à la maille européenne.

⁴⁰ Bien que généraliste, ce document permet de répondre aux principaux enjeux de RTE. Il rappelle que RTE a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique. En effet, le développement des réseaux électriques apparaît crucial à l'atteinte des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique. De ce point de vue, la réflexion stratégique, qui a mobilisé l'entreprise dans la période récente, n'aura pas été inutile.

⁴¹ Le COMEX élargi pour le projet d'entreprise vise essentiellement à donner de l'information plus largement sur l'avancement du projet d'organisation de l'entreprise à horizon 2025. Il a lieu environ une fois par mois et est composé, en plus des membres du COMEX, des principaux directeurs métiers et des délégués en région.

amont, de moyen et long termes, en matière économique, de maîtrise de l'endettement et de grands programmes d'investissements. Il pourrait ainsi suivre l'état d'avancement des grands projets d'investissements, par tranches et ensembles cohérents de marchés et contrats. Cela permettrait de dégager une vision d'ensemble de l'évolution de la société dans un environnement européen mouvant.

1.4 Le rôle de l'État : entre tutelle, accompagnement et encadrement des activités de RTE

1.4.1 L'enjeu de la représentation de l'État dans la gouvernance de l'entreprise

L'ouverture du capital s'est accompagnée d'une moindre présence de l'État au sein de la gouvernance de l'entreprise. L'accord entre les actionnaires a, en effet, été conditionné à la réduction de la représentation de l'État au conseil de surveillance de RTE. L'APE a ainsi, dans une note en date du 13 décembre 2016, indiqué que cette représentation allait passer de quatre à deux membres.

Les membres du conseil de surveillance de RTE nommés sur proposition de l'État remplissent les critères pour faire partie de la « minorité » au sens du code de l'énergie (indépendance vis-à-vis d'EDF, vérifiée par la CRE).

L'APE a joué un rôle clef au lancement et lors du déroulement des démarches de cession d'une partie du capital de RTE par EDF. Dans la période la plus récente, l'APE a été sollicitée pour des questions de nomination de représentants au sein du conseil de surveillance et de rémunération des membres du directoire⁴². Le représentant de l'État, personne morale, siège au conseil de surveillance et dans les différents comités du conseil de surveillance : le conseil de supervision économique et de l'audit (CSEA) et le comité des rémunérations. L'État actionnaire, au travers son représentant, est pleinement impliqué dans le CSEA aux côtés également du contrôleur général économique et financier. Or ce comité a montré son rôle important pour améliorer le contrôle interne ou la cartographie des risques de la société (développements dans la partie III du présent rapport).

La « tutelle » de RTE par la DGEC s'exerce par un contact permanent, sans que la direction générale dispose d'un droit de vote au conseil de surveillance de l'entreprise. En effet, le sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables à la DGEC assiste aux séances du conseil de surveillance en tant que commissaire du Gouvernement avec voix consultative. Le fait que la DGEC soit représentée autour de la table du conseil de surveillance en tant que commissaire du Gouvernement est aujourd'hui considéré comme suffisant par cette

Le COSI, initié depuis quelques mois, est un comité réunissant le directoire et le directeur de la stratégie à vocation à définir et suivre la mise en œuvre de la stratégie industrielle de l'entreprise.

⁴² Il y a au sein du conseil un unique représentant de l'État personne morale et en outre un administrateur proposé par l'État, conformément aux termes de l'ordonnance de l'article 6 de l'ordonnance n°2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

administration centrale. La Cour note que les positions du commissaire du Gouvernement au sein du conseil de surveillance et du représentant de l'État, personne morale, sont souvent convergentes sur le fond et que cette double « tutelle » technique et financière de l'État s'articule sans difficultés apparentes avec les compétences dévolues à la CRE.

On peut relever que, d'après les textes applicables, le ministère en charge de l'énergie nomme aussi un administrateur au conseil de surveillance. Or le siège, qui fut occupé jusqu'à l'été 2019, n'a été pourvu qu'en septembre 2020, ce qui est regrettable. Même si l'État n'est pas directement actionnaire de RTE, un suivi attentif et régulier des grands dossiers de la société par ses représentants s'impose compte tenu du rôle important de RTE dans l'accompagnement de grandes décisions publiques en matière de transition écologique et numérique.

1.4.2 Des relations de travail intenses avec les services du ministère de la transition écologique

Au-delà de la représentation au conseil de surveillance, les services de RTE travaillent en relations étroites avec les services de la DGEC. Cette direction générale, et plus largement, le ministère de la transition écologique, sont des interlocuteurs quotidiens de l'entreprise. Ces échanges aboutissent à l'élaboration de dispositions législatives ou réglementaires relatives, par exemple, au raccordement au réseau des EnR terrestres ou marines, à la définition des critères réglementaires de sécurité d'approvisionnement, au fonctionnement de différents mécanismes de marché (soutien à l'effacement, interruptibilité, mécanisme de capacité), à la mise en œuvre de dispositifs d'abattement tarifaire pour les électro-intensifs et aux exigences appliquées aux producteurs ou aux consommateurs qui se raccordent au réseau de RTE.

Au cours de la période contrôlée, RTE s'est dotée de documents stratégiques d'importance. Le dernier contrat de service public⁴³ a été signé le 5 mai 2017 par la ministre de l'écologie et le président du directoire de RTE⁴⁴. Y figurent les 76 engagements de RTE dans sa mission de service public. La concession de service public n'a pas changé depuis le 3^{ème} avenant apporté le 30 octobre 2008 (utilisation dans la délibération n°2019-274 de la CRE). Son expiration est prévue au 31 décembre 2051.

Les cinq grandes thématiques, qui structurent ce contrat, caractérisent les différents services rendus par RTE et les enjeux auxquels l'entreprise doit répondre : RTE, entreprise publique chargée de l'équilibre du système électrique et de la sécurité d'approvisionnement du territoire français (18 engagements) ; RTE, partenaire des territoires au quotidien (18 engagements) ; RTE, moteur de l'Europe de l'énergie (9 engagements) ; RTE, acteur de la

⁴³ D'un point de vue juridique, la conclusion du contrat de service public se fait entre RTE et l'État, conformément aux dispositions prévues par l'article L. 121-46 du code de l'énergie. Ce contrat réaffirme l'engagement de l'entreprise et de l'État à œuvrer de concert pour maintenir ce modèle du service public national de l'électricité dans des standards de qualité exemplaires et dans des conditions économiques équilibrées permettant d'assurer à la fois un niveau élevé de satisfaction de la clientèle, une rémunération satisfaisante des actifs et le plein engagement des salariés de l'entreprise. Le CSP définit les objectifs de mise en œuvre des missions assignées au gestionnaire du réseau de transport. Les moyens mis en œuvre par RTE pour accomplir les engagements pris au titre du CSP relèvent des objectifs de politique énergétique qui sont notifiés par l'État à la CRE, en amont des décisions tarifaires.

⁴⁴ RTE et l'État ont conclu ce contrat pour une durée de trois ans.

transition énergétique (17 engagements) ; RTE, entreprise responsable (14 engagements). La précédente recommandation de la Cour concernant une éventuelle fusion entre le contrat de service public et le cahier des charges de la concession, dans l'optique d'une clarification des missions, n'a pas été suivie d'effet. La tutelle de la DGEC et le travail de la CRE se juxtaposent toujours au contrat de service public et au contrat de concession. Cependant, il ne paraît pas illogique aujourd'hui que les deux exercices coexistent, le travail de l'administration centrale et du régulateur étant de nature différente.

Le renouvellement du contrat de service public est actuellement en cours et prendra effet en 2021.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Par rapport au précédent contrôle de la Cour, qui couvrait les années 2006 à 2012, le présent contrôle s'inscrit dans un paysage profondément renouvelé, du fait de l'ouverture du capital de RTE. Du point de vue d'EDF, l'accord conclu avec la Caisse des dépôts et CNP assurances sur la cession de 49,9% de CTE, qui détient 100% du capital de RTE, a constitué une opération financièrement avantageuse contribuant à la sécurisation de la trajectoire financière d'EDF, tout en ménageant le corps social de RTE. En effet, l'actionnariat reste à 100% public et le statut d'ITO a été confirmé.

RTE est depuis 2017 détenue par cette co-entreprise, qui a comme actionnaires : EDF (50,1%), CDC (29,9%) et CNP assurances (20%). Ces actionnaires sont représentés au sein du conseil de surveillance de RTE, mais la loi borne strictement les attributions de ce conseil, afin, notamment, d'assurer l'indépendance de RTE vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) et ainsi se conformer au droit sectoriel européen, notamment en matière d'approbation des investissements, qui est l'apanage de la CRE.

De nouvelles problématiques capitalistiques se sont fait jour : les questions de la pérennité de l'actionnariat comme celle de la rentabilité attendue par les investisseurs se posent dans un contexte marqué par l'arrivée de nouveaux actionnaires. Leur présence a à la fois complexifié et dynamisé une gouvernance atypique. La répartition des compétences entre le conseil de surveillance et le directoire apparaît désormais établie.

Le rôle de l'État recouvre à la fois aussi bien l'encadrement réglementaire, le contrôle technique avec la DGEC et l'accompagnement des changements d'architecture capitalistique avec l'APE.

Dans la période sous revue, cette société à gouvernance duale a gardé ses spécificités fortes et dû gérer les contraintes liées à un statut d'ITO. Si RTE a consolidé, au regard de son régulateur, sa position d'indépendance vis-à-vis d'EDF, sa gouvernance pourrait gagner en agilité, sous l'impulsion d'un directoire qui devrait davantage axer son travail sur l'élaboration d'une stratégie et l'adoption de grandes décisions opérationnelles, au lieu de se livrer, comme dans la période passée, à une approbation projet par projet ou sujet par sujet.

2 UNE COMPETENCE INCONTESTEE, DES MISSIONS EN FORTE EVOLUTION

Pour fonctionner de manière optimale, le système électrique a besoin d'infrastructures physiques (lignes haute tension, postes, interconnexions avec les pays voisins...) bien dimensionnées et de mécanismes permettant d'assurer en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité.

RTE exerce ces deux types de missions dans le cadre de la réglementation et des engagements du contrat de service public. Elle gère le transport de l'électricité en entretenant et développant le réseau. Elle assure le bon fonctionnement du système électrique en prévenant ou corrigeant les déséquilibres éventuels.

Des évolutions importantes ont eu lieu ces dernières années, sous l'effet notamment de l'intégration européenne et de la transition énergétique.

RTE a, jusque-là, su s'adapter à ces évolutions et maintenir un niveau satisfaisant de qualité d'alimentation (Cf. annexe 5). Elle a en particulier réussi à mettre en place les outils adéquats permettant d'assurer l'équilibre du système électrique et d'accompagner le développement des marchés européens de l'électricité et des flux transfrontaliers.

Le renouvellement et l'adaptation du réseau seront des enjeux importants dans les prochaines années. La poursuite de l'évolution du mix énergétique, avec notamment le démarrage de l'éolien en mer, impose à RTE de revoir le dimensionnement du réseau, et de développer parallèlement des outils numériques et des mécanismes de flexibilité adaptés.

Ces liens forts se matérialisent également dans les nombreuses références du projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) aux travaux de RTE (Bilan Prévisionnel par exemple) ou, réciproquement, dans les nombreuses références à la PPE qui figurent dans le SDDR, qui peut s'analyser comme un plan de transformation du réseau nécessaire à la feuille de route de la PPE. Enfin, les événements récents comme les mouvements de grève liés à la réforme des retraites et la crise sanitaire actuelle liée à la pandémie Covid-19 ont mis en lumière l'importance des relations étroites entre RTE et la DGEC pour traiter et relayer les besoins spécifiques de l'entreprise, afin d'assurer la continuité des activités vitales et essentielles. Ces relations opérationnelles entre l'administration et la société ont permis à RTE de mettre en place dans de bonnes conditions son plan de continuité en cours de l'année 2020.

2.1 RTE et l'équilibre du système électrique : des réponses adaptées aux enjeux

La mission de RTE en tant que gestionnaire du système électrique consiste à assurer à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Elle repose d'abord sur sa capacité à prévoir et anticiper au mieux les événements susceptibles de perturber l'équilibre du système électrique, que ce soit des événements

inattendus liés par exemple à des épisodes climatiques extrêmes ou des effets de pointe, en journée ou selon les saisons.

Cette capacité d'anticipation doit s'accompagner d'outils destinés à prévenir ou corriger de tels déséquilibres. Ces mécanismes sont développés au niveau national mais aussi progressivement au niveau européen dans la mesure où ils constituent le complément nécessaire des marchés européens de l'électricité et une des conditions de leur bon fonctionnement.

2.1.1 Des études prospectives approfondies et cohérentes avec les plans d'évolution du réseau et leur mise en œuvre

Les études prospectives font partie des missions légales de RTE afin d'anticiper le fonctionnement du système dans des scénarios conformes aux orientations publiques sur l'accélération du développement des énergies renouvelables.

Le développement de la production à base d'EnR intermittentes rend en effet l'exercice de prospective plus complexe. De même, les objectifs de la PPE, que ce soit pour le développement des EnR ou la fermeture des usines thermiques, entraînent une évolution importante du mix énergétique dont le rythme reste difficile à prévoir.

L'enjeu pour RTE est d'anticiper ces évolutions mais aussi de garantir que les programmes d'adaptation du réseau sont cohérents avec ces évolutions.

2.1.1.1 Des bilans et analyses prévisionnelles variées sur des périodes de temps diverses

En application des articles [L. 141-8](#) et [D. 141-3 et suivants](#) du code de l'énergie, RTE réalise un bilan électrique national et un bilan prévisionnel. Ces documents permettent de s'assurer de la conformité à l'objectif de sécurité d'approvisionnement⁴⁵ et d'identifier les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Le bilan électrique porte sur l'année écoulée et le bilan prévisionnel est un document annuel de prospective. L'exercice porte traditionnellement sur cinq ans mais en 2017, RTE en a renforcé la profondeur en intégrant des scénarios à 15 ans. Elle devrait développer prochainement des analyses à horizon 2050.

L'exercice s'articule autour de plusieurs scénarios contrastés d'évolution du mix électrique à long terme. L'interaction avec les politiques publiques a été renforcée : deux des scénarios du [bilan prévisionnel 2017](#) (Ampère et Volt) ont été versés au débat public sur la révision de la PPE permettant d'alimenter le projet publié le 25 janvier 2019. En sens inverse,

⁴⁵ En application de l'article [D. 141-12-6](#) du code de l'énergie, la défaillance se définit comme la nécessité de recourir aux moyens exceptionnels, contractualisés et non contractualisés, pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Le critère de défaillance du système électrique est tel que : (1) la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures ; (2) et la durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande est inférieure à deux heures.

les objectifs fixés par la PPE nourrissent les études prospectives suivantes ainsi que le schéma décennal de développement du réseau (cf *infra*).

Les analyses prévisionnelles dans le contexte de la crise sanitaire

RTE a publié en juin 2020 ses premières analyses relatives aux répercussions de la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2020-2021 et alerté sur les risques de déséquilibres liés à disponibilité historiquement faible du parc nucléaire, malgré une baisse de la consommation. En réponse, le mécanisme de soutien à l'effacement a été renforcé dans le cadre de l'appel d'offres 2021 avec le doublement des plafonds de rémunération et l'introduction d'un bonus pour les capacités se rendant disponibles dès novembre 2020.

Par une [délibération du 10 septembre 2020](#), la CRE a par ailleurs validé les modifications au mécanisme de capacité, proposées par RTE et visant à inciter les producteurs et les effaceurs à maximiser leurs disponibilités (*ie* favoriser les capacités supplémentaires). En particulier, RTE a proposé de supprimer les pénalités habituellement applicables aux producteurs ou aux effaceurs qui déclarent à RTE une modification de la disponibilité d'une capacité certifiée en cours d'année de livraison. Seul le rééquilibrage à la baisse reste sanctionnable tandis que le rééquilibrage à la hausse est rendu gratuit.

En octobre 2020, RTE a actualisé ses projections, constatant notamment une légère augmentation de la disponibilité du nucléaire.

En complément du Bilan prévisionnel, RTE publie tous les ans des études prévisionnelles de l'équilibre entre l'offre et la demande pour le passage des saisons (« passage de l'été » et « passage de l'hiver »). Elle publie aussi des analyses thématiques sur l'électrification de certains usages : développement de la [mobilité électrique](#) (mai 2019), développement de la [production d'hydrogène](#) bas-carbone (janvier 2020), chauffage et bâtiments (décembre 2020).

2.1.1.2 Des projections qui trouvent leur traduction dans le schéma décennal de développement du réseau (SDDR)

L'article [L. 321-6](#) du code de l'énergie prévoit que le GRT transmet tous les deux ans à la CRE un schéma décennal de développement du réseau (SDDR). Il constitue le pendant du Bilan prévisionnel, côté réseau, et propose des évolutions du réseau en cohérence avec la PPE (cf. *infra* partie 2.2.).

Ce document mentionne la liste des principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, avec leur calendrier associé.

Le dernier projet de SDDR a été publié par RTE en septembre 2019. Son scénario de référence repose sur la PPE même si RTE analyse deux autres scénarios issus du bilan prévisionnel 2017 (Ampère⁴⁶ et Volt⁴⁷).

Après consultation publique, la CRE a rendu son avis⁴⁸ sur ce projet de SDDR. Elle a demandé une intégration plus systémique des flexibilités et des évolutions sur la doctrine d'investissement en matière numérique mais a accueilli favorablement la plupart des orientations présentées. Elle considère qu'il est cohérent avec les enjeux de la PPE et avec le [plan décennal européen](#) élaboré par l'ENTSO-E.

2.1.1.3 La planification de l'accueil des EnR

Le développement des moyens de production renouvelable entraîne des changements importants dans les flux de production et de consommation. L'adaptation des réseaux d'acheminement de l'électricité (transport comme distribution) doit être menée en cohérence avec les évolutions des lieux de production.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ont été mis en place par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 (Grenelle 2) pour faciliter et optimiser l'implantation des sites de productions d'électricité à base d'EnR.

L'article [L. 321-7](#) du code de l'énergie confie à RTE le soin de piloter l'élaboration de ces documents destinés à planifier, dans le cadre de la PPE et des objectifs⁴⁹ de production renouvelable fixés par les régions, les adaptations nécessaires des réseaux. Ils permettent aussi de mutualiser, via une « quote-part », tout ou partie du coût des nouvelles infrastructures de réseau entre plusieurs producteurs au sein d'une même région. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) sont arrêtés par les préfets. Tous étaient en vigueur fin 2020 et certains sont en cours de révision.

2.1.2 **Une gestion de l'équilibre offre/demande qui repose sur des mécanismes de marché**

L'impossibilité de stocker de façon durable l'électricité implique d'être en mesure d'assurer en permanence la stabilité de la fréquence en maintenant à chaque instant un équilibre quasi parfait entre la puissance injectée et la puissance soutirée.

⁴⁶ La transition énergétique s'effectue à un rythme élevé s'appuyant notamment sur un fort développement de l'éolien et la fermeture de 18 réacteurs d'ici 2035.

⁴⁷ Le développement des énergies renouvelable reste soutenu mais en retrait par rapport aux deux autres scénarios ; seuls 11 réacteurs nucléaires sont fermés d'ici 2035. La consommation diminue plus que dans les autres scénarios du fait du moindre développement de nouveaux usages (électro-mobilité...).

⁴⁸ [Délibération](#) 2020-200 du 23 juillet 2020

⁴⁹ Ces objectifs sont fixés par schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET).

Les actions d'équilibrage doivent permettre de faire face à l'intermittence croissante des moyens de production ou aux pics de consommation : un degré de température en moins l'hiver correspond à 2 400 MW de consommation supplémentaire. L'été, un degré de température au-dessus des normales saisonnières augmente la consommation de 500 MW. En cas de canicule, soit 7 ° de température en plus en moyenne, la consommation supplémentaire est de 5 000 MW.

Au-delà des impacts sociaux, le coût des ruptures d'approvisionnement est considérable (perte de production, perte de produits surgelés ou de données informatiques). Selon une étude de [RTE](#), le coût économique de l'énergie non distribuée serait de 26 €/kWh, soit plus de 200 fois son prix de fourniture.

2.1.2.1 Une organisation qui implique tous les acteurs des marchés de l'électricité

L'organisation du système électrique vise à inciter les différents opérateurs à assurer l'équilibre offre/demande. RTE n'intervient qu'en dernier ressort⁵⁰.

Les responsables d'équilibre

Chacun des acteurs du système électrique doit identifier un responsable d'équilibre. Au nombre de 182 au 31 décembre 2019, ils s'assurent que les quantités d'énergie soutirées par ses utilisateurs sont couvertes par des quantités injectées d'un volume équivalent ([article L. 321-15](#) du code de l'énergie).

Ils sont responsables financièrement de leurs écarts (injections/soutirages). RTE gère l'ensemble des produits et des charges liées à l'équilibrage et répercute, sous le contrôle de la CRE, le déficit ou l'excédent financier sur les acteurs à l'origine des déséquilibres.

Le responsable d'équilibre dispose d'une grande marge de manœuvre pour mener sa mission d'équilibrage ; il peut conduire ses transactions commerciales sur des périodes de temps variées allant de plusieurs années à l'avance jusqu'à une heure avant le temps réel.

Le rôle de RTE

En cas de déséquilibre ou d'anticipation de déséquilibre, RTE prend le relais de manière ponctuelle après la fermeture des marchés infra-journaliers. Son intervention constitue la dernière échéance avant le temps-réel et le débouclage physique des positions des acteurs de marché. Durant cette période limitée appelé « *fenêtre opérationnelle* », RTE est seule à agir pour modifier les flux sur le réseau.

⁵⁰ L'[article L. 321-10](#) du code de l'énergie dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

2.1.2.2 Les modalités d'intervention de RTE : le développement d'outils adaptés aux défis croissants de l'équilibrage

RTE joue un rôle important dans la conception et la mise en œuvre des différents dispositifs qui permettent de connaître à tout moment la situation sur les marchés et qui concourent à l'équilibre de l'offre et de la demande.

Une connaissance fine de l'état des marchés

Cette information est assurée par des programmes d'appel et d'approvisionnement très détaillés qui imposent aux acteurs de marché de préciser les quantités d'électricité ou d'effacement qu'ils envisagent d'injecter ou de soutirer ([l'article L. 321-9](#) du code de l'énergie) sur le réseau de transport d'électricité mais également sur le réseau public de distribution. De même, les producteurs doivent mettre à disposition de RTE la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible ([article L.321-13](#)).

Cette connaissance fine des marchés permet à RTE de solliciter les acteurs directement et rapidement tout en limitant le niveau des offres contractualisées en amont, souvent plus coûteuses.

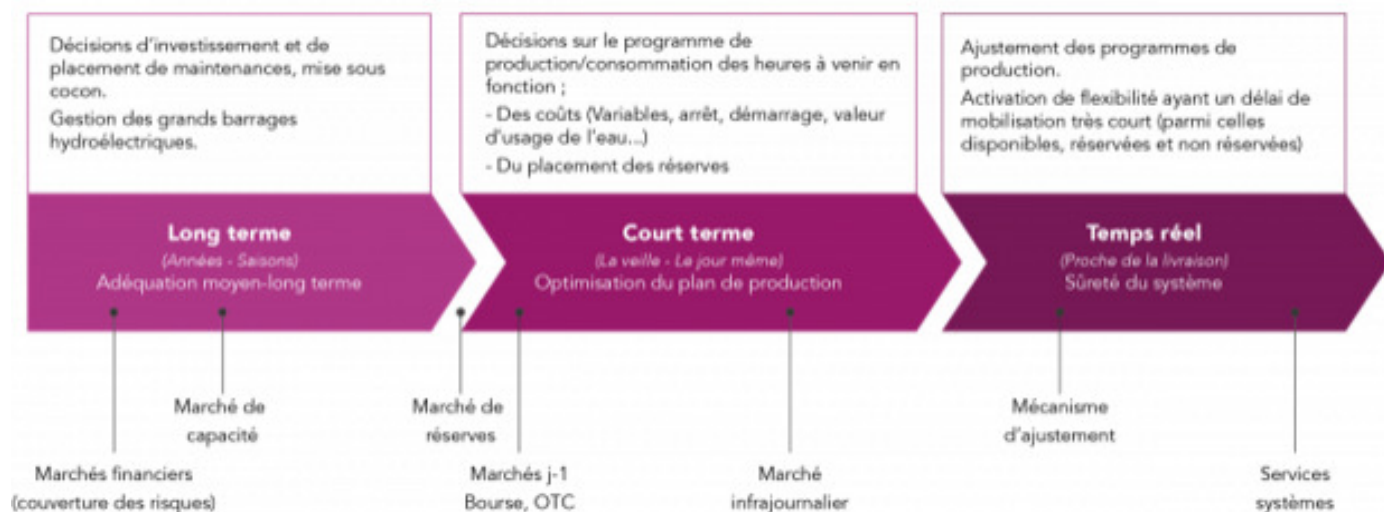
La capacité à mobiliser producteurs et consommateurs

Le système français se caractérise aussi par la capacité à mobiliser les producteurs comme les consommateurs. Cela signifie que l'équilibre entre les injections et les soutirages peut résulter soit d'un ajustement du niveau de production (à la hausse ou à la baisse), soit d'une diminution de la demande résultant du renoncement de certains acteurs économiques à consommer de l'électricité (cf. annexe 6 relative à l'effacement).

Production et consommation ont été ainsi mis progressivement sur le même pied, que ce soit par les responsables d'équilibre dans la gestion de leur portefeuille que par RTE lorsqu'elle intervient pour rétablir l'équilibre après la fermeture des marchés.

Une gamme variée de réserves et d'outils d'ajustement

Afin de répondre aux besoins croissants de flexibilité du système électrique, RTE a mis en place plusieurs leviers mobilisables à des échéances de temps variées.

Graphique n° 1 : Les mécanismes d'optimisation du système électrique

Source : bilan électrique 2019

Certains de ces leviers permettent d'intervenir juste en amont du temps réel, dans le cadre de la fenêtre opérationnelle ou en amont de celle-ci pour s'assurer des disponibilités (cf. annexe 7 sur les services systèmes et mécanisme d'ajustement).

D'autres peuvent être actionnés en temps réel, en cas d'urgence.

Le dispositif d'interruptibilité

Le dispositif d'interruptibilité est issu de la loi NOME et codifié à l'article [L. 321-19 du code de l'énergie](#).

Il est actionné dans des situations critiques « *lorsque le fonctionnement normal du réseau public de transport est menacé de manière grave et immédiate* » et permet d'interrompre des consommateurs industriels en cinq ou 30 secondes, dans la limite respectivement de « cinq et dix activations par an ». Il a été activé deux fois en 2019.

Les contrats d'interruptibilité sont passés après mise en concurrence. Ils prévoient le volume de puissance interruptible. Pour 2020, les contrats d'interruptibilité représentent 1 300 MW pour 73,1 M€ dont 62,49 M€ pour les sites interruptibles en cinq secondes.

En sens inverse, le mécanisme de capacité (cf. annexe 8) permet d'anticiper les difficultés d'équilibrage plusieurs années avant leur réalisation prévisible effective.

2.1.2.3 Des dispositifs d'équilibrage largement transfrontaliers

Dans le prolongement de la mise en place du marché de l'électricité (cf. *infra*), la dimension européenne est de plus en plus importante sur le marché de l'équilibrage.

En particulier, le dimensionnement de la réserve primaire est déterminé au niveau européen afin de pouvoir compenser la perte des deux plus gros groupes de production sur la zone continentale européenne, soit une puissance de 3 000 MW (équivalent des deux plus gros

réacteurs nucléaires)⁵¹. Depuis le 1er janvier 2017, cette réserve est contractualisée par organisation d'appels d'offres communs à la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, les Pays-Bas, le Danemark et la Suisse.

De même, RTE fait de plus en plus appel aux acteurs d'ajustement situés dans les pays voisins. En 2019, les offres d'équilibrage aux interconnexions activées par RTE ont représenté 40 % des activations de réserves tertiaires à la hausse.

L'intégration des marchés d'équilibrage connaît une nouvelle avancée avec l'entrée en vigueur du [règlement 2017/2195](#) de la Commission du 23 décembre 2017 instaurant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. La mise en œuvre du règlement nécessite la définition d'offres standardisées⁵² la création de plateformes permettant l'échange d'énergie d'équilibrage. RTE joue un rôle important dans plusieurs projets de plate-forme, notamment les projet TERRE⁵³ (réserve complémentaire) ou MARI (réserve rapide), tout en préservant, avec l'appui de la CRE, les caractéristiques du système français d'équilibrage afin de limiter des adaptations coûteuses.

2.2 Les marchés européens de l'électricité : une organisation des flux fondée sur le développement des interconnexions physiques

RTE a participé à la création d'un véritable réseau européen par le développement des liaisons transfrontalières. Au-delà, l'entreprise a été partie prenante de nombreuses initiatives européennes destinées à renforcer l'intégration européenne. Sa taille lui permet de jouer un rôle essentiel dans la coordination avec les différents gestionnaires réseaux de transport et dans les orientations de la politique européenne de l'électricité. Elle devra préserver cette place en développant, en lien avec le gouvernement, une réelle stratégie européenne sur les nouveaux enjeux industriels ou de politique énergétique.

2.2.1 Les interconnexions, supports de l'intégration européenne des marchés

Les enjeux relatifs aux interconnexions sont au cœur de la stratégie européenne en matière d'énergie. Ils concernent la sécurité d'approvisionnement en optimisant les flux entre zones productrices et zones consommatrices et en limitant la mobilisation des réserves. Ils renvoient d'autre part au développement des marchés de l'électricité à l'échelle européenne.

Par ailleurs, les interconnexions constituent un enjeu fort pour la France, structurellement exportatrice (en solde annuel), pour assurer des débouchés extérieurs à l'augmentation de la production à base d'EnR et éviter des écrêtements.

⁵¹ La part de la France est de 527 MW en 2019.

⁵² Par standardisation, on entend par exemple la définition commune des délais de mobilisation des offres, des délais d'utilisation des offres, la taille de l'offre, la méthode d'activation... Cela permet aux offres de pouvoir être comparées entre elles, indépendamment de leur origine géographique.

⁵³ Projet dit « TERRE » pour « Trans European Replacement Reserves Exchanges »

La France accueille 51 des 423 interconnexions européennes. Les échanges sont très volatils tout au long de l'année mais le solde reste globalement excédentaire sur l'ensemble de la période, malgré un épisode plus tendu sur l'hiver 2016-2017.

Tableau n° 1 : Volumes commerciaux échangés par la France avec les autres pays européens

TWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Exports	73,5	79,4	92,4	91,3	71,7	74,2	86,3	84,0
Imports	29,3	32,2	27,3	29,6	32,6	36,2	26,1	28,3
Solde	44,2	47,2	65,1	61,7	39,1	38,0	60,2	55,7
Total	102,8	111,6	119,7	120,9	104,3	110,4	112,4	112,3

Source : Bilan électrique ; tableau Cour des comptes

Durant la période sous contrôle, RTE a consacré, entre 2013 et 2019, près de 300 M€ par an en dépenses d'investissement (brutes) pour le développement de ces interconnexions. Une ligne composée de deux liaisons à courant continu de 1 GW a été mise en service en 2015 entre Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne). D'autres projets sont bien avancés, en cours de réalisation ou déjà validés, avec l'Italie, l'Espagne, et la Grande-Bretagne.

RTE a retenu dans le SDDR plusieurs projets qu'elle a priorisés en fonction notamment de leur faisabilité technique et industrielle et de leur rentabilité socio-économique (annexe 12) :

- Paquet 0 : projets devant se concrétiser à court terme (Italie, IFA 2 et ElecLink) ;
- Paquet 1 : d'ici 2025, projets d'adaptation ou de renforcement d'ouvrages avec la Belgique et l'Allemagne ; création d'une nouvelle ligne avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) et avec l'Irlande (projet Celtic) ;
- Paquet 2 : projets présentant un intérêt économique sous certaines conditions mais dont le degré de maturité est moins avancé (ex. projets avec la Grande-Bretagne⁵⁴).

Ces projets sont fortement encouragés par la Commission qui a fixé des objectifs ambitieux pour le développement des interconnexions. Le [règlement 2019/943](#) sur le marché intérieur de l'électricité a fixé l'objectif, de mettre à disposition des échanges transfrontaliers au moins 70 % des capacités des réseaux électriques⁵⁵.

La trajectoire financière retenue par le SDDR intègre les seuls paquets 0 et 1 (2,8 Md€ bruts) en vue d'atteindre 25 GW de capacité à l'import et 30 GW à l'export d'ici 2035. Ce n'est pas le cas pour les projets du paquet 2 (3 Md€ bruts) dont la rentabilité devra faire l'objet d'un nouvel examen. Le séquençage proposé a été accueilli favorablement par la CRE.

⁵⁴ À l'exception des projets déjà en cours (IFA2 et ElecLink), les projets avec la Grande-Bretagne sont placés dans le paquet 2 du fait des incertitudes liées au Brexit.

⁵⁵ La CRE, dans son [rapport](#) du 2020 sur les interconnexions, a pointé le risque de « *surréglementation* ». Elle a rappelé son soutien au développement des échanges transfrontaliers mais elle estime cet objectif uniforme de 70 % non pertinent techniquement et économiquement.

2.2.2 Une intégration croissante des marchés européens

RTE n'intervient pas directement sur les marchés de l'électricité mais fournit les informations et l'infrastructure nécessaires à son bon fonctionnement. Elle a aussi contribué à la mise en place du couplage des marchés.

2.2.2.1 Le couplage des marchés

Les marchés de l'électricité ont pour ambition d'optimiser le système électrique à l'échelle européenne. Les outils de couplage visent, dans ce cadre, à assurer la compatibilité entre les échanges commerciaux et la capacité physique des réseaux.

Avant la mise en place du couplage des marchés, la capacité transfrontalière et les volumes d'électricité devaient être achetés séparément. Les acteurs du marché devaient d'abord réserver la capacité transfrontalière, avant de pouvoir utiliser celle-ci pour transporter l'électricité achetée.

Le couplage des marchés permet de réaliser, en une seule opération, les échanges d'électricité et l'acquisition de la capacité de transport aux frontières. Les acteurs de marché font une offre d'achat ou de vente d'électricité. De leur côté, les GRT calculent la capacité physique des réseaux transfrontaliers dont les résultats sont intégrés dans les carnets d'ordres des bourses de l'électricité. Un tel mécanisme nécessite une coopération étroite entre ces différents acteurs.

Le couplage des marchés s'est d'abord développé sur la base d'initiatives régionales. La France a fait partie d'une des premières zones couplées sur le marché journalier, d'abord avec le Bénelux et l'Allemagne (CWE) puis à partir de 2014 avec 17 autres partenaires boursiers (dont Epex Spot) ou GRT d'Europe du Nord-Ouest. RTE a joué un rôle important dans la définition des règles de calcul des capacités d'interconnexion⁵⁶ ainsi que pour la mise en place d'un algorithme partagé permettant le calcul simultané des prix et des flux.

Le règlement du 14 août 2015 établissant une ligne directrice sur l'allocation des capacités et la gestion de la congestion a ensuite précisé les règles de calcul et d'allocation des capacités transfrontalières ainsi que l'architecture des marchés journalier et intra journalier.

Le couplage sur le marché journalier concerne aujourd'hui 23 pays en Europe et sept bourses de l'électricité, soit 85 % de la consommation d'électricité. Les projets en cours visent à rapprocher les différentes initiatives régionales. Des projets similaires sont en cours sur le marché intra journalier.

⁵⁶ La capacité disponible est calculée selon la méthode de calcul dite « fondée sur les flux » (*flow-based*), développée par les gestionnaires de réseau, et validée par la CRE, dans une [délibération](#) du 26 mars 2015. Cette méthode analyse les flux engendrés par des hypothèses de production et de consommation nationales et en déduit la marge restante qui pourra être affectée aux échanges transfrontaliers ; puis, elle alloue cette marge aux différentes frontières en fonction des différentiels de prix ou des marges physiques des réseaux concernées. Les congestions des réseaux de certains pays (Allemagne) contraignent l'optimisation des flux.

2.2.2.2 Un rôle actif au niveau européen

Du fait de la prégnance croissante des règles européennes sur les GRT, RTE dispose d'un bureau de représentation permanente situé à Bruxelles. L'entreprise a renforcé sa présence auprès des institutions européennes et développé la coopération au niveau de l'ENTSO-E, qu'un de ses cadres dirigeants préside pour deux ans, et avec les différents GRT dans le cadre de la gestion des projets d'interconnexion et des initiatives régionales.

Elle contribue également à la définition de règles communes d'exploitation du réseau et d'organisation des marchés, par le biais des codes européens de réseau et à la mise en œuvre de projets de recherche et de développement à l'échelle européenne.

RTE est également à l'origine, avec l'opérateur belge Elia, de la création en 2008 de Coreso. Cette structure rassemble aujourd'hui neuf GRT. Elle assure la supervision des flux d'électricité sur l'ouest de l'Europe afin de contribuer à l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en électricité de l'Europe de l'ouest et produit à cet effet des données et des études sur les capacités des interconnexions aux frontières ou les impacts des plannings de retraits d'ouvrages.

Le Paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* » a fait évoluer le modèle des centres de coopération régionale. Rebaptisés centres de coordination régionale (CCR), ces structures opéreront dorénavant sur un périmètre géographique appelé région d'exploitation. Les premières versions du texte sur l'énergie propre prévoyaient un transfert partiel de la responsabilité des GRT européens dans le contrôle des flux vers des ROC. A la faveur d'un intense travail de lobbying conduit par RTE et le gouvernement français, ce projet a été pour l'instant écarté même si Coreso voit son champ d'intervention étendu.

Par ailleurs, RTE participe depuis 2016 avec 24 autres GRT d'Europe continentale à l'initiative « *iGCC* » (« *international Grid Control Cooperation* »). L'IGCC permet aux GRT participants de compenser entre eux leurs besoins en réserve secondaire lorsqu'ils sont en sens opposés. L'objectif est de diminuer la sollicitation, coûteuse, de la réserve secondaire auprès des acteurs de marché en permettant à des GRT de mettre en commun leurs offres d'ajustement. En 2019, ce mécanisme d'échange a permis à RTE d'éviter un tiers des activations de réserve secondaire.

2.2.2.3 Des nouveaux enjeux industriels qui appellent une stratégie claire de la part de RTE et des pouvoirs publics

Le rôle joué par RTE dans le développement des marchés de l'électricité et dans la production des codes de réseau apparaît clair et bien affirmé. De même, RTE a réussi à plusieurs reprises à faire évoluer les projets de réglementations (ex. CCR) ou convaincre la Commission de la pertinence de nouveaux mécanismes en matière d'équilibrage (marché de capacité).

Pourtant, sa capacité à fédérer les GRT autour d'enjeux stratégiques communs ou de nouveaux projets apparaît à ce jour plus limitée, du fait notamment de la diversité des nouveaux enjeux (électrification des usages, décentralisation, numérisation...). L'accroissement de l'influence de RTE en Europe constitue un des axes du nouveau projet d'entreprise. Cet objectif apparaît d'autant plus pertinent que l'évolution de la situation capitaliste de certains GRT

européens et la présence de plus en plus importante de la Chine peut contribuer à affaiblir les relations avec ses partenaires.

En 2012, l'entreprise d'État State Grid Corporation of China (SGCC) a acquis 25 % du capital d'EDP (Energias de Portugal). En Italie, elle possède, depuis 2014, 35 % de la holding qui contrôle les réseaux italiens de gaz et d'électricité, CDP Reti et par ce biais, 10 % de Terna, le GRT italien. En 2016, l'entreprise chinoise a pris une participation dans le GRT grec⁵⁷. En revanche, ses tentatives en Espagne en direction de REE ont échoué.

Initialement concentrées en Europe du Sud, les entreprises chinoises tentent désormais de s'implanter en Europe centrale. Ainsi, la China Southern Power Grid international détient, depuis 2018, 24,9 % de la holding luxembourgeoise qui contrôle le réseau de transport national luxembourgeois. La SGCC a tenté la même année d'acquérir 20 % de l'allemand 50 Hertz. C'est finalement Elia, le GRT belge qui s'est substitué à SGCC.

Au-delà des prises de participation en Europe, la Chine a lancé en 2016 l'idée de créer un réseau de courant continu à ultra-haute tension entre l'Asie centrale et l'Europe (Allemagne) qui constitue le volet énergétique de l'ambitieux projet d'infrastructures des « Nouvelles Routes de la Soie ». La réalisation d'un tel projet permettrait aux pays européens de disposer de l'électricité à base d'EnR reposant sur l'important potentiel hydro, solaire et éolien des pays d'Asie centrale. Il aurait évidemment des conséquences importantes sur les volumes échangés par RTE avec ses partenaires européens.

RTE est consciente de ces enjeux et de la nécessité de s'impliquer plus activement dans la définition de projets industriels communs, au niveau européen. Le nouveau président du directoire a créé à cet effet une délégation générale aux affaires européennes industrielles. La Cour relève cette initiative et invite l'entreprise à définir, en lien avec la direction de l'énergie et du climat (DGEC), la stratégie qu'elle entend conduire pour développer son leadership sur ces nouveaux enjeux.

2.3 La gestion des infrastructures : des adaptations à venir, nécessaires mais coûteuses

Les missions de transport d'électricité ont évolué de manière moins visible sur la période. À la différence du réseau de distribution, la transition énergétique a eu un effet limité sur les raccordements réalisés par RTE. De même, le réseau de transport n'a pas fait l'objet de transformations majeures depuis la fin du programme de développement nucléaire dans les années 80, d'autant que la stagnation de la consommation d'électricité n'a pas imposé de revoir son dimensionnement.

Sur les dix dernières années, les interventions sur le réseau ont consisté à mettre en œuvre un important programme de sécurisation mécanique des ouvrages vulnérables aux

⁵⁷ RTE avait aussi souhaité prendre une participation dans le GRT grec (Admie), lui-même sous statut d'ITO. Elle y a finalement renoncé, n'étant pas en mesure de concurrencer l'offre chinoise, largement déconnectée de la valeur économique de l'entreprise.

événements climatiques (2,8 Md€) et à remplacer des appareils de mesure ayant pris feu lors d'épisodes caniculaires. RTE a également poursuivi le développement du réseau souterrain. Les dépenses informatiques ont été consacrées à la numérisation des ouvrages afin d'améliorer la gestion des actifs et de faciliter la mise en place des mécanismes de flexibilité. Enfin, RTE a mené plusieurs chantiers d'interconnexions.

Le schéma décennal de développement du réseau prévoit des évolutions plus structurantes dans les 15 prochaines années, accompagnées d'une augmentation prévisionnelle des dépenses d'investissements (33 Mds€ d'ici 2035).

2.3.1 Les enjeux de la transition énergétique

La PPE prévoit de doubler les capacités éoliennes terrestres pour atteindre entre 33,2 et 34,7 GW en 2028 et de quadrupler les capacités photovoltaïques pour atteindre entre 35,1 et 44,0 GW en 2028⁵⁸. Une accélération du déploiement de l'éolien en mer est également prévue, conduisant à une capacité installée pouvant atteindre 12 GW en service à l'horizon 2035.

Ces objectifs ont un double impact sur RTE :

- Le développement de l'éolien en mer va nécessiter d'importants travaux de raccordements ;
- L'évolution du mix énergétique impose, à partir d'un certain volume, une adaptation des réseaux.

2.3.1.1 Les défis de l'éolien en mer

Fin décembre 2019, la capacité installée cumulée d'éolien en mer était de 12 GW en Europe dont plus des trois-quarts en Grande-Bretagne et en Allemagne. Elle est quasiment nulle en France.

RTE reconnaît l'ampleur du défi : « *il s'agit de déterminer les modalités techniques, industrielles, économiques et sociétales permettant de développer et raccorder en 15 ans un volume compris entre 10 et 15 GW d'éolien offshore, via la construction d'un réseau en mer nouveau, en partant d'une situation où aucun parc n'est aujourd'hui raccordé* »⁵⁹.

2.3.1.1.1 Un parc à créer

Depuis 2012, sept projets de parcs éoliens posés en mer ont déjà été attribués dans le cadre de trois appels d'offre⁶⁰. Pour l'éolien flottant, RTE participe au raccordement des quatre

⁵⁸ [Article L. 100-4](#) du code de l'énergie et [décret 2020-456](#) du 21 avril 2020

⁵⁹ SDDR 2019

⁶⁰ L'appel d'offre de 2011 a donné lieu à l'attribution de quatre parcs d'environ 500 MW chacun : Fécamp, Courseulles sur Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire. Celui de 2013 a concerné deux parcs de 500 MW

fermes pilotes⁶¹ d'environ 24 MW chacune à la suite de l'appel à projets lancé par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME).

Aucun de ces projets n'a été mis en service. RTE prévoit un démarrage en 2022 et 2023 pour les fermes pilotes, entre 2022 et 2025 pour les six parcs des appels 1⁶² et 2, et à partir de 2026 pour le projet au large de Dunkerque attribué en 2019. Ces retards résultent des délais d'obtention des autorisations réglementaires et des nombreux recours contentieux.

S'agissant des futurs projets, l'État a annoncé un appel d'offres de 1 000 MW pour un parc posé au large de la Normandie en 2020 et prévoit d'accroître en moyenne la capacité installée de 1 000 MW par an (posé et flottant) dans les dix prochaines années.

Tableau n° 2 : Projets d'éolien en mer (posé et flottant)

Date d'attribution de l'appel d'offres (AO)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Après 2025
Eolien flottant			250 MW Bretagne (120 €/MWh)	250 MW Méditerranée (110 €/MWh)		250-500 MW selon les prix	1 projet de 500 MW par an, posé ou flottant selon les prix et le gisement
Eolien posé	500 MW Dunkerque (70 €/MWh)	1000 MW Normandie (65 €/MWh)				1000 – 1500 MW (60 €/MWh)	

Source : [Ministère de la transition écologique](#)

Les futurs sites ne sont pas encore déterminés, les outils de planification existants ([Documents Stratégiques de Façade](#) – DSF) restant à ce stade beaucoup moins développés que ceux applicables aux EnR terrestres (cf. *supra* SRADDET et S3REnR).

2.3.1.1.2 Des coûts de raccordement importants supportés par les consommateurs

Dans le SDDR 2019, RTE a évalué à 2,2 Md€ le coût de raccordement pour les sept projets d'éolien posés déjà engagés et pour les fermes pilotes d'éolien flottant, avec des grandes différences selon les projets en raison des conditions physiques très hétérogènes de ces projets (nature des sols, distance des côtes). Par ailleurs, l'estimation initiale du coût du raccordement des deux premiers appels d'offre a fait l'objet d'une actualisation importante en 2019 (entre + 30 et + 70 %) que RTE impute à une évaluation plus réaliste des coûts finaux à terminaison.

À l'horizon 2035, le raccordement de 10 GW de parcs éoliens en mer (scénario PPE) représente, selon les estimations de RTE, un investissement de 7 à 8 Md€ (hors renforcement du réseau terrestre).

chacun : Dieppe-le-Tréport et Yeu-Noirmoutier. L'appel d'offre lancé en 2016 un projet au large de Dunkerque pour 600 MW et environ 45 éoliennes a été attribué en 2019.

⁶¹ Groix (Bretagne), Faraman, Gruissan et Leucate (Méditerranée)

⁶² Les travaux du parc de Saint-Nazaire ont démarré en juin 2019.

RTE estime que les coûts pourraient être réduits de 800 M€ sur 15 ans grâce à l'activation de différents leviers d'optimisation (mutualisation des coûts, création de hubs...). Ces leviers nécessitent cependant un renforcement de la planification de long terme, similaire à ce qui a été mis en place pour les EnR terrestres. Dans sa délibération de juillet 2020, la CRE indique partager les projections de RTE sur ces postes d'optimisation tout en soulignant la nécessité d'études approfondies pour éviter les coûts échoués.

Les modalités de prise en charge financière des projets d'éolien en mer ont évolué sur la période. La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017⁶³ et la loi n° 2018-727 du 10 août 2018⁶⁴ ont confié à RTE la maîtrise d'ouvrage des raccordements offshore, pour les appels d'offres déjà passés (hors postes en mer), comme pour les futurs appels d'offres⁶⁵. RTE a donc compétence sur la conception et l'exploitation de la plateforme qui accueille le poste en mer et sur les câbles sous-marin reliant ce dernier au poste électrique terrestre.

L'objectif était de réduire le coût des projets, en transférant le risque sur RTE, jugé plus à même de le porter en raison notamment de son cadre de régulation sécurisant.

Le corollaire de la prise en charge par RTE des opérations de raccordement est le financement de ces opérations par les consommateurs via le TURPE. Les coûts de raccordement étaient jusque-là supportés par les producteurs eux-mêmes mais ces derniers bénéficiaient d'aides budgétaires dans le cadre des mesures de soutien aux EnR. À noter que le ministère de la transition écologique n'a pas transmis d'éléments sur l'impact budgétaire de la loi ESSOC et sur le transfert de charges entre contribuables et consommateurs.

2.3.1.2 Les enjeux de l'adaptation du réseau

La configuration actuelle du réseau de transport n'a pas fondamentalement évolué depuis les années 90. Selon RTE, il est aujourd'hui correctement dimensionné pour faire face à la croissance de la production à base d'EnR, dans les 10/15 prochaines années et pour absorber l'augmentation de la consommation liée au développement la mobilité électrique⁶⁶.

Au-delà, la poursuite de l'essor des EnR risque de créer des situations de congestion dans certaines zones⁶⁷ d'autant que les structures de production des EnR sont souvent situées loin des centres de consommation et contribuent à l'augmentation des refoulements du réseau de distribution vers le réseau de transport.

Pour faire face à cet enjeu, RTE mise dans un premier temps sur le développement des flexibilités reposant sur des outils numériques permettant de capter en temps réel l'état des

⁶³ Mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement

⁶⁴ Pour un État au service d'une société de confiance dite loi ESSOC.

⁶⁵ Elles ont également prévu la mise en place d'une phase de concertation avec le public, en amont du lancement des projets ainsi que des assouplissements des procédures administratives afin de tenter de raccourcir les délais de mise en service.

⁶⁶ RTE, *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, mai 2019, 82 pages

⁶⁷ Massif central et Centre, façade atlantique, Rhône-Bourgogne, Normandie-Manche-Paris.

réseaux de répartition et d'adapter en conséquence les flux de transit ou de modifier le volume des injections et des soutirages, par des écrêtements ponctuels de production notamment.

Au-delà d'un certain niveau de production à base d'EnR (50 GW selon ses évaluations⁶⁸), RTE devra procéder à des adaptations plus structurantes du réseau. Ces adaptations porteront sur la création de nouvelles infrastructures ou la mise en place de matériels plus performants.

Elles conduisent à une forte augmentation des investissements concentrée sur la période 2031-2035 (850 M€ par an dans le scénario PPE contre 200 M€ par an sur la période 2021-2025) sur près de 600 km de liaison par an.

Ces évaluations prennent en compte un renforcement de la part du souterrain dans les lignes à plus faible tension. La CRE est réservée sur ce choix coûteux⁶⁹ et propose de réserver le souterrain aux seuls emplacements visés par le contrat de service public entre RTE et l'État tout en reconnaissant que la mise en souterrain peut être un facteur d'acceptabilité des projets.

2.3.2 Un parc vieillissant, à renouveler et à moderniser

Le réseau de transport d'électricité est constitué d'environ 106 000 km de circuits électriques tous niveaux de tension confondus, 81 000 km de files de pylônes et plus de 3 900 postes électriques qui orientent les flux d'électricité en fonction des besoins.

Le maillage du territoire résulte de vagues successives de grands travaux. La première date de l'après-guerre, avec le réseau électrique 225 kV. Le réseau très haute-tension (400 kV) s'est développé à partir de 1975 et a constitué l'ossature du réseau de grand transport qui a accompagné le développement de la production nucléaire et des interconnexions.

Une grande partie des lignes construites à ces périodes sont encore en service et imposent un renouvellement par palier calé sur ces grandes périodes d'investissement. L'âge moyen du réseau français est d'environ 50 ans avec une proportion non négligeable d'ouvrages de plus de 80 ans. Les renouvellements vont donc être importants dans les 15 prochaines années. Pour certains matériels à haute tension des postes électriques aériens (transformateurs de puissance, transformateurs de mesure, disjoncteurs...) RTE parle même de « *mur de renouvellement* »⁷⁰.

Au-delà des dépenses induites par le vieillissement mécanique des ouvrages, le réseau de transport présente certaines faiblesses qui appellent des investissements importants. Ainsi, la dégradation des supports en acier noir causée par la corrosion dans certaines régions nécessite, selon le SDDR, 110 M€ par an en investissement et 28 M€ par an en dépenses d'exploitation (OPEX⁷¹). De même, RTE ambitionne de remplacer ou de couvrir les postes sous

⁶⁸ Dans le scénario PPE, cette cible est atteinte en 2025.

⁶⁹ La mise en souterrain des nouvelles liaisons entraîne un surcoût de 40 % (+ 100 M€ par an pour le scénario Ampère).

⁷⁰ SDDR 2019

⁷¹ De l'anglais « *operational expenditure* »

enveloppes métalliques les plus dégradés⁷² pour un budget total de 630 M€ en investissement et autant en OPEX de maintenance et de réhabilitation.

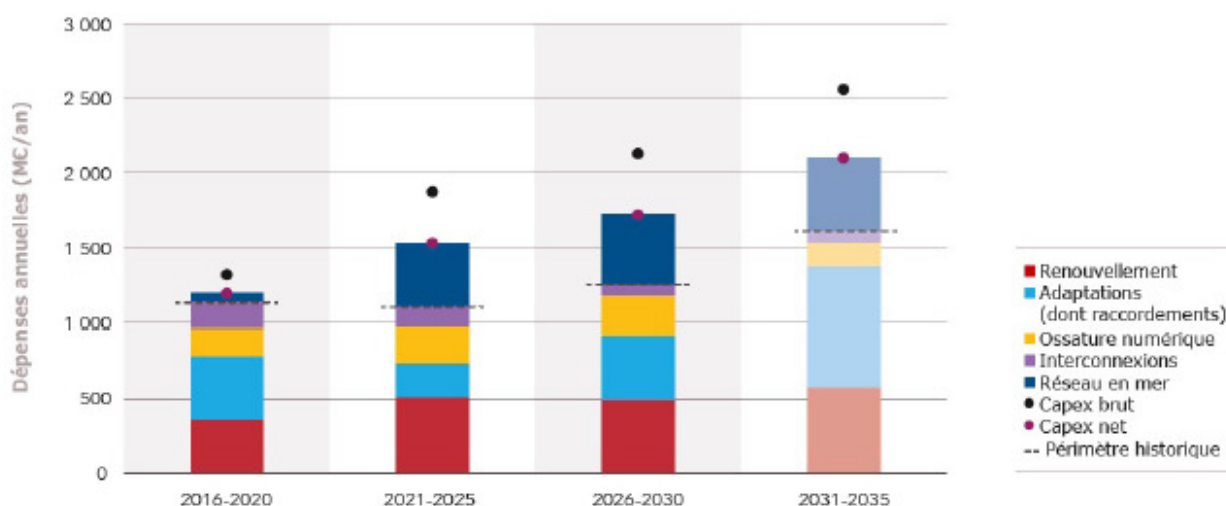
2.3.3 Les enjeux financiers des projets d'investissement

RTE évalue les investissements bruts nécessaires sur le réseau de transport à environ 33 Md€ d'ici 2035⁷³, auxquels s'ajoutent 3 Md€ d'investissements hors réseau (immobilier, systèmes d'information, logistique et véhicules). Les dépenses nettes⁷⁴ s'élèveraient à 30 Md€, dont un tiers pour des projets entièrement nouveaux (interconnexions et éolien off-shore essentiellement). La CRE estime que l'ensemble des dépenses d'investissement réalisées dans le cadre du scénario PPE entraînera une hausse des coûts du réseau de transport d'environ 20 % à l'horizon 2031-2035. Cela représenterait selon elle, à horizon 2035, une augmentation d'environ 30 € par an pour un ménage ayant une facture annuelle de l'ordre de 750 € (hors inflation).

Des dépenses tirées par la transition énergétique (raccordements éolien en mer et adaptation du réseau)

Selon RTE, une première vague de la croissance des investissements aura lieu entre 2020 et 2025. Elle sera tirée par le développement de l'éolien en mer. Une seconde vague d'investissement à partir de 2030 porterait sur l'adaptation du réseau rendue nécessaire par la poursuite de l'essor de production d'électricité à base d'EnR.

Graphique n° 2 : Dépenses d'investissements prévisionnelles (SDDR)



⁷² L'isolation de ces postes est réalisée par un gaz isolant sous pression à fort pouvoir d'effet de serre, l'hexafluorure de soufre (ou SF₆).

⁷³ 21 Md€ sur 2021-2030

⁷⁴ Hors subventions versées par la Commission européenne pour les projets d'interconnexion et les contributions versées par les producteurs/consommateurs pour les raccordements.

Note : les CAPEX bruts ne prennent pas en compte les subventions d'investissement versées notamment par les producteurs d'électricité ou par l'Union européenne ; ces recettes sont soustraites des CAPEX brutes pour obtenir les CAPEX nets.

Source : SDDR 2019

Selon les projections du SDDR, les dépenses atteindraient 1,9 Md€ par an entre 2021 et 2025 et près de 2,6 Md€ par an au-delà de 2030, avec des variantes selon les scénarios (cf. annexe 10). Les investissements hors réseaux représentent 200 M€ supplémentaires par an.

Une augmentation des OPEX

Le SDDR prend également en compte les dépenses d'OPEX associées aux projets d'investissements. L'optimisation des ouvrages du réseau de répartition va permettre de renoncer ou repousser certains investissements mais dans le même temps, va accroître les coûts de congestion de 5 à 10 M€ par an. La France reste cependant relativement bien placée en Europe : en 2019, les coûts de congestion ont atteint plus de 1,1 Md€ en Allemagne du fait de l'inadaptation du réseau face à la sortie accélérée du nucléaire et au développement rapide des EnR, et 429 M€ au Royaume-Uni⁷⁵.

De même, les dépenses de maintenance vont augmenter (ex. plan corrosion ou éolien en mer). Actuellement de 200 M€ par an (2016-2020), elles passeraient, dans le scénario PPE, à plus de 280 M€ en 2021-2025, puis 350 M€ sur 2026-2030 et 420 M€ sur 2031-2035.

2.3.3.1 Les interrogations de la CRE sur les investissements liés à la numérisation

Le SDDR décrit des projets ambitieux pour renforcer l'ossature numérique du réseau.

Ils reposent d'abord sur la numérisation, à horizon 2030 des dispositifs de contrôle commande, qui captent et traitent les informations sur l'état du réseau au niveau local (38 % aujourd'hui)⁷⁶. Les évolutions se feront au moment du renouvellement des dispositifs obsolètes existants (150 M€ par an entre 2021 et 2030⁷⁷), voire par anticipation (80 M€ par an entre 2021 et 2030) afin d'optimiser le réseau pour l'insertion des EnR.

RTE souhaite parallèlement étendre les réseaux de télécommunications « privés », qu'elle possède et exploite directement. Les autres réseaux sont exploités par un opérateur télécom dans le cadre d'un contrat de prestation de services. À ce jour, ces réseaux « privés » représentent 57 % du total des liaisons de télécommunication et RTE souhaiterait atteindre un taux de 73 %. Ils sont utilisés pour les activités jugées les plus sensibles, comme celles relatives à la télécommande. De même, RTE souhaite étendre le recours à la fibre optique, déployée aujourd'hui sur 41 % des liaisons télécom, qu'elle juge plus performante pour accompagner la numérisation comme le renforcement de la sûreté.

⁷⁵ [ACER](#), *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019*

⁷⁶ RTE a conduit depuis 2013, en lien avec l'Ademe, Enedis et des partenaires industriels un projet de recherche sur les postes intelligents afin de tester des solutions 100 % numérique dans les postes électriques.

⁷⁷ Soit + 50 M€/an par rapport au rythme actuel du fait de l'âge de certains matériels.

RTE estime que les dépenses découlant du socle numérique « minimal » devraient s'élever à 3,45 Md€ sur la période 2021-2035. Au-delà de ces dépenses jugées indispensables, l'extension de l'infrastructure privée à l'ensemble des sites et la numérisation de tous les dispositifs de contrôle-commande coûteraient 1,2 Md€ de plus sur 2031-2035.

Alors que la CRE a émis un avis positif sur la plupart des orientations du projet de SDDR 2019, elle s'est montré plus critique sur la partie décrivant les projets numériques. Elle a demandé à RTE de préciser les critères pour un renouvellement anticipé des dispositifs de contrôle-commande afin d'en démontrer la pertinence technico-économique. Elle s'interroge également sur la pertinence de l'extension du réseau privé de télécommunication et a demandé des études complémentaires sur ce sujet.

2.3.3.2 Le chiffrage des optimisations, des économies à confirmer

Le chiffrage des investissements intègre plusieurs leviers d'optimisation destinés à contenir la croissance des dépenses des investissements. Ces leviers reposent sur :

- Une gestion dynamique des actifs fondée sur l'allongement de la durée de vie des matériels par une maintenance et des remplacements ciblés en fonction, non pas de critères normatifs comme l'âge des équipements, mais de leur état réel ;
- Le développement des solutions de flexibilité permettant notamment des écrêtements temporaires de production⁷⁸ ;
- Le dimensionnement optimal des adaptations du réseau ;
- Le développement d'outils numériques permettant de piloter le réseau de façon optimale
- Une meilleure planification du développement des EnR (anticipation des études et de l'instruction des démarches administratives, adaptation du dimensionnement des ouvrages en fonction des gisements potentiels d'EnR, coordination des travaux d'adaptation et de développement du réseau, création de « hubs » de raccordement dans l'éolien off-shore...).

La CRE partage les propositions de RTE et estime que « *le recours à l'ensemble des solutions de flexibilités doit être systématiquement considéré comme une alternative à l'investissement et être privilégié lorsqu'il permet des bénéfices pour la collectivité* ». Le SDDR a chiffré les économies découlant des différents leviers d'optimisation à plus de 10 Md€ sur la période 2021-2035 sur le scénario PPE. Elles n'intègrent pas les solutions techniques au stade d'expérimentation (projet RINGO pour le stockage par batterie ou le *power-to-gas*) mais qui pourraient constituer des solutions complémentaires après 2030.

2.3.4 **Des synergies à renforcer avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD)**

Dans ce document publié en 2016 dans le prolongement du [document stratégique](#) sur les défis du développement du marché intérieur, l'ACER affirme que le renforcement des

⁷⁸ Le volume des écrêtements est évalué par RTE à 0,3 % de la production EnR terrestre à horizon 2035.

interactions entre GRT et GRD est essentiel pour optimiser la gestion des réseaux et développer les flexibilités. Elle explore différentes pistes de coopération, notamment la planification coordonnée des investissements ou l'échange d'informations sur les congestions.

La coordination entre RTE et les GRD, notamment Enedis existe déjà dans de nombreux domaines et de façon fructueuse, comme en témoigne le travail autour de la planification régionale des implantations d'ouvrage de production à base d'EnR (SD3EnR) ou la mise en place de [Capareseau](#), qui permet de mettre à disposition des producteurs d'électricité les données de capacité d'accueil disponible dans le cadre des raccordements aux réseaux de transport et de distribution.

Ce n'est pas encore le cas dans tous les domaines. Ainsi, RTE et Enedis ont publié, à quelques mois d'intervalle, un rapport sur le développement de la mobilité électrique. De même, chaque entreprise a piloté en 2017 la création de plateformes distinctes d'accès aux données⁷⁹. Des liens existent entre les deux plateformes mais une initiative commune ou, *a minima*, un tronc commun aurait sans doute permis des économies et un accès facilité pour les utilisateurs de données. Dans sa [délibération](#) du 11 octobre 2018 sur l'avancement des travaux sur les données, la CRE demande du reste aux deux gestionnaires de rechercher des synergies concernant les services proposés aux acteurs, et de mener une enquête de satisfaction auprès des utilisateurs de leurs plates-formes.

Même si les missions et les enjeux des deux entreprises ne sont pas exactement les mêmes, il existe des problématiques communes notamment autour de la planification des adaptations du réseau, la mise en place de flexibilités ou la gestion des données. Une meilleure coordination entre les deux gestionnaires apparaît donc nécessaire.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le système d'équilibrage français repose sur l'ensemble des acteurs de marché mais RTE assure, en dernier ressort, l'ajustement ou la correction des déséquilibres. Ce rôle impose de disposer à la fois d'une vision de long terme, permettant d'anticiper l'évolution des moyens de production et d'une capacité à prendre, en quasi temps réel, les mesures correctrices adaptées aux déséquilibres. L'intermittence qui caractérise la production d'électricité à partir de sources EnR, a renforcé l'importance et la complexité de la mission.

Dans ce cadre, RTE a su développer des outils prévisionnels solides et cohérents avec les objectifs de la PPE. L'entreprise a également mis en place des dispositifs d'ajustement variés largement fondés sur des mécanismes de marché, qui lui permettent de faire face à l'augmentation des tensions sur le système électrique. Elle a aussi contribué à assurer le développement des marchés européens de l'électricité et a, dans ce cadre, conduit les chantiers d'interconnexions nécessaires au développement des échanges commerciaux et participé à la mise en place du couplage des marchés.

Le rôle joué par la société au niveau européen lui a permis de peser dans les négociations sur les récents textes relatifs aux marchés. Il lui faut maintenant, en lien avec le

⁷⁹ Agence ORE (Opérateurs de Réseaux d'Énergie) pour Enedis et la plate-forme ODRE (Open-Data Réseaux Énergies) pour RTE.

gouvernement, renforcer cette influence pour contribuer à faire émerger des politiques industrielles communes.

Les missions qu'elle exerce en matière de transport d'électricité ont évolué de manière moins structurante sur la période. À ce jour, le développement de la production à base d'EnR a surtout eu un impact sur les réseaux de distribution. Pour autant, RTE anticipe dans les 15 prochaines années des investissements importants liés notamment au développement de l'éolien en mer, à la poursuite des interconnexions et au renouvellement d'ouvrages vieillissants.

Afin de limiter l'impact financier de ce programme, RTE doit développer les outils de flexibilités et adapter sa stratégie numérique pour une utilisation optimale du réseau. Dans ce domaine en particulier, RTE pourrait bénéficier d'une proximité plus grande avec les GRD, notamment Enedis, dont les enjeux sont communs aux siens dans plusieurs domaines (notamment adaptation du réseau, développement des flexibilités et gestion des données).

3 UNE REGULATION FINANCIERE FAVORABLE SUR LA PERIODE ECOULEE, DES ENJEUX IMPORTANTS DE GESTION ET DE PERFORMANCE POUR L'AVENIR

3.1 Analyse des comptes : une gestion efficace, des flux d'exploitation qui ne couvrent que partiellement les investissements

L'analyse des comptes prend en considération la situation particulière de RTE. Monopole régulé, RTE bénéficie essentiellement de ressources tarifaires fixées par la CRE qui lui permettent de couvrir ses coûts et d'assurer la rémunération de ses actifs. La notion de risque d'exploitation a donc une portée différente de celle concernant les entreprises du secteur concurrentiel.

3.1.1 Compte de résultat : des augmentations tarifaires et une évolution contenue des charges qui permettent une rentabilité élevée

Les comptes sociaux de RTE sont établis en normes françaises. L'entreprise dispose aussi de comptes consolidés, qui intègrent le résultat des filiales, établis en normes IFRS (cf. annexe 11).

Tableau n° 3 : Présentation simplifiée du compte de résultat

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Chiffre d'affaires net	4 652	4 428	4 564	4 433	4 620	4 764	4 792
<i>Évolution/N-1</i>	4%	-5%	3%	-3%	4%	3%	1%
Résultat d'exploitation	1 066	905	1 110	814	856	1 095	1 117
<i>Évolution/N-1</i>	15%	-15%	23%	-27%	5%	28%	2%
Résultat financier	-328	-332	-440	-304	-246	-250	-230
Résultat exceptionnel	-3	-17	15	-17	-8	-2	32
Bénéfice	417	294	105	263	258	514	573
<i>Évolution/N-1</i>	20%	-29%	-64%	151%	-2%	99%	11%

Source : comptes sociaux

Un chiffre d'affaires porté par les augmentations tarifaires

Sur la période 2013-2019, le chiffre d'affaires est en très légère croissance (+ 3 %).

La principale source de revenu est constituée par les recettes d'accès au réseau (payées par les distributeurs et les clients industriels directement raccordés au réseau de transport). Ces recettes évoluent en fonction de l'activité (effet volume) mais aussi des augmentations tarifaires (effet prix). Elles ont augmenté de 2 % sur la période.

Tableau n° 4 : Évolution du chiffre d'affaires (2013-2019)

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2013
Chiffre d'affaires	4 652	4 428	4 564	4 433	4 620	4 764	4 792	3%
<i>Dont accès au réseau de transport</i>	4 197	3 938	4 023	3 984	4 168	4 299	4 278	2%
<i>Dont interconnexions</i>	368	415	475	393	389	405	450	22%

Source : comptes sociaux

On constate que l'augmentation de 3 % est largement portée par les augmentations tarifaires (+ 594 M€) et les recettes d'interconnexion (+ 143 M€) même si celles-ci restent inférieures à 10 % du chiffre d'affaires. En sens inverse, les conditions climatiques ont pesé négativement sur la progression du chiffre d'affaires (- 189 M€), avec de fortes variations selon les années, ainsi que les recettes liées aux volumes de soutirages ou d'injections sur le réseau de transport (- 202 M€).

Tableau n° 5 : Facteurs d'évolution du chiffre d'affaires

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cumul
Croissance du chiffre d'affaires/N-1	173	- 241	132	- 147	202	169	39	327
<i>Dont aléa climatique</i>	21	- 242	71	40	40	- 32	- 87	- 189
<i>Dont croissance structurelle des soutirages et injections</i>	- 14	- 9	- 4	- 28	- 49	- 47	- 51	- 202
<i>Dont évolutions tarifaires</i>	90	12	- 32	71	102	232	119	594
<i>Dont interconnexions</i>	61	47	61	- 82	- 4	16	45	143

Source : RTE ; tableau Cour des comptes

En d'autres termes, l'activité de réseau de RTE n'a pas offert, en cumulé, un volume suffisant pour assurer une évolution positive du chiffre d'affaires. Cette tendance s'explique par l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement de la production décentralisée. Selon RTE, elle devrait se poursuivre mais s'accompagner d'une forte augmentation des refoulements du réseau de distribution vers le réseau de transports (+ 45 % sur 2021-2024).

L'évolution des produits d'exploitation (+ 4,1 %) est restée sur la période supérieure à celle des charges d'exploitation (+ 3,9 %) malgré le dynamisme plus important des charges de personnel (+ 12,9 %) et surtout des charges d'amortissement (+ 31,7 %). La hausse limitée des charges résulte de la baisse des achats système⁸⁰ à l'exception d'un rebond en 2016 et 2017 liés à la hausse des achats de pertes et à la mise en place de l'interruptibilité et du mécanisme de capacité. Les autres achats sont aussi en diminution importante du fait notamment de la fin du programme de sécurisation mécanique.

Tableau n° 6 : Évolution des charges (2013-2019)

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2013
Total charges d'exploitation	3 905	3 837	3 775	3 948	4 109	4 053	4 057	3,9%
<i>Dont charges de personnel</i>	779	795	809	821	837	857	880	12,9%
<i>Dont achats liés à l'équilibre du système électrique</i>	979	868	820	859	943	884	853	-12,9%
<i>Dont autres achats</i>	727	704	657	641	692	597	593	-18,5%
<i>Dont dotations aux amortissements</i>	688	726	728	794	842	874	907	31,7%

Source : comptes sociaux ; tableau Cour des comptes

Le résultat net a augmenté de façon significative entre 2013 et 2019 mais a connu des fluctuations importantes qui s'expliquent notamment par l'aléa climatique. La baisse de 2015 est liée aux conséquences du contentieux RAG (cf. *infra*). Si on neutralise ses effets, le résultat de 2015 atteint 442 M€, grâce à un résultat d'exploitation particulièrement élevé.

Après une stabilisation en 2016 et 2017, la croissance du résultat reprend de façon importante en 2018 et 2019 grâce au dynamisme du chiffre d'affaires (entrée en vigueur du TURPE 5 en août 2017), à la première vente de garanties de capacité (2019) et à la baisse des achats (- 9 %).

Tableau n° 7 : Évolution du résultat (2013-2019)

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bénéfice	417	294	105	263	258	514	573

⁸⁰ Les achats liés à l'exploitation du système électrique comprennent notamment les achats pour compenser les pertes électriques (423 M€ en 2019), les achats liés aux réserves d'équilibrage (304 M€ en 2019) et à l'interruptibilité (79 M€ en 2019).

<i>Évolution/N-1</i>	20%	-29%	-64%	151%	-2%	99%	11%
----------------------	-----	------	------	------	-----	-----	-----

Source : comptes sociaux

En 2020, la crise sanitaire a entraîné une baisse de la consommation d'électricité de 5 %. Cette baisse, couplée à l'aléa climatique défavorable à RTE a entraîné une diminution du chiffre d'affaires, partiellement compensée par l'augmentation importante des ventes de garanties de capacité d'interconnexion. Le résultat net s'établit à 434 M€.

Une entreprise rentable

Les ressources de RTE lui permettent de dégager une marge nette après impôt élevée, notamment en 2018 et 2019 (respectivement 10,8 % et 11,9 %), s'agissant d'une entreprise dont le risque d'exploitation reste limité.

De même, la capacité de l'entreprise à limiter l'évolution de certains postes de dépenses lui ont permis de dégager, sur la période contrôlée, une rentabilité économique⁸¹ souvent supérieure à la rentabilité attendue et au taux de rémunération du capital (CMPC) fixé par la CRE (cf. *infra*).

Tableau n° 8 : Évolution de la rentabilité économique

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CMPC	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	6,125%	6,125%	6,125%
Rentabilité attendue	6,1%	6,3%	6,3%	5,6%	6,0%	6,6%	6,0%
Rentabilité économique	8,5%	6,8%	8,0%	5,7%	5,7%	7,1%	7,1%

Note : la rentabilité attendue prend en compte divers correctifs sur le CMPC liés par exemple aux apurements des précédents TURPE ou aux taux de rémunération plus faible des immobilisations en cours.

Source : données RTE ; tableau Cour des comptes

Le niveau de rentabilité atteint par RTE s'explique par la baisse du coût de la dette dans un contexte de faibles taux d'intérêt et l'optimisation des dépenses non éligibles au compte de régularisation annuel (cf. *infra* CRCP), en particulier les diverses catégories de dépenses d'achats. Cette optimisation découle de la logique incitative du TURPE⁸² et a été, sauf en ce qui concerne les dépenses de personnel, bien gérée par l'entreprise.

En 2020, la rentabilité économique s'établit à 5,2 %, niveau inférieur à celui des années précédentes, mais elle demeure supérieure à la rentabilité attendue (5,1 %). Les années suivantes sont plus incertaines en raison notamment de la baisse de la rémunération du capital

⁸¹ Résultat d'exploitation/capitaux mobilisés par RTE pour son activité

⁸² Pour les dépenses jugées maîtrisables (achats, rémunérations...), la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire. Tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de RTE, incitant cette dernière à limiter ses dépenses. Les dépenses jugées non maîtrisables sont couvertes par le TURPE si elles sont supérieures à la trajectoire prévisionnelle ou restituées par RTE si elles sont inférieures à cette trajectoire.

(cf. *infra*) et de l'augmentation des investissements. Selon l'agence de notation S&P, ces éléments vont contraindre l'entreprise à améliorer sa performance. Elle anticipe cependant une augmentation des résultats, grâce à la croissance de la base d'actifs régulés, et ce, en dépit de la baisse de la rémunération du capital⁸³.

3.1.2 Bilan et flux de trésorerie : un niveau élevé d'investissements imposant des financements externes

Actif et passif

L'actif net de RTE s'élève à 21 Md€. Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont de par la loi, propriétés de RTE et inscrits en « immobilisations corporelles » avec une durée variable d'amortissement (40 ans pour les transformateurs, 45 ans pour les lignes et câbles). Son évolution découle du niveau élevé des investissements, soit 1,4 Md€ par an en moyenne (cf. annexe 12).

Tableau n° 9 : Actif

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Actif immobilisé net	14 350	14 954	15 593	16 316	16 819	17 397	17 865
Actif circulant net	1 970	17 764	17 893	1 770	2 543	2 690	2 983
<i>Total actif net</i>	<i>16 336</i>	<i>17 764</i>	<i>17 893</i>	<i>18 124</i>	<i>19 403</i>	<i>20 134</i>	<i>20 903</i>

Source : comptes sociaux

S'agissant du passif, les provisions ont augmenté de manière importante sur la période. Elles sont destinées, pour la quasi-totalité, à financer les avantages de long terme et postérieurs à l'emploi du personnel statutaire (cf. annexe 13).

Tableau n° 10 : Passif

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Capitaux propres	5 861	6 035	6 211	6 475	6 625	7 000	7 330
Provisions	671	674	726	811	877	936	1 011
Dettes	9 805	11 054	10 956	10 838	11 901	12 198	12 562
<i>Total passif</i>	<i>16 336</i>	<i>17 764</i>	<i>17 893</i>	<i>18 124</i>	<i>19 403</i>	<i>20 134</i>	<i>20 903</i>

Source : comptes sociaux

Flux de trésorerie

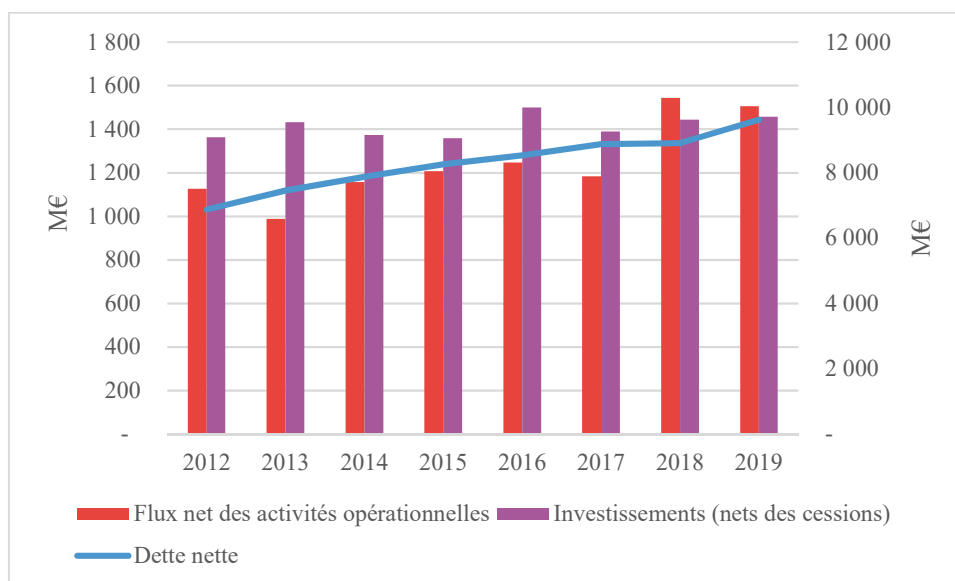
Les dépenses brutes d'investissement sont restées stables sur la période (+ 0,7 %) et ont contribué à l'augmentation de la base d'actifs régulés de 19 % entre 2014 et 2020. À l'exception

⁸³ S&P Global Rating, *French electricity and gas regulatory frameworks: very supportive*, mars 2021.

de l'année 2013, elles ont été systématiquement inférieures aux montants prévisionnels autorisés par la CRE (- 520 M€ de décalage en cumulé sur la période).

En dépit de cette progression plus faible que prévue et de l'augmentation de l'EBITDA, les flux de trésorerie générés par l'exploitation n'ont pas permis de couvrir la totalité des investissements, à l'exception des années 2018 et 2019. Ceux-ci ont donc été en partie financés par le recours à l'emprunt (cf. *infra*).

Graphique n° 3 : Flux de trésorerie (2013-2019) et financement des investissements



Source : RTE (comptes consolidés) ; graphique Cour des comptes

3.1.3 Une augmentation importante du dividende distribué aux actionnaires

Jusqu'en 2015, le montant du dividende distribué par RTE était de 60 % du résultat net N-1 en normes françaises.

En raison de l'écart croissant entre le résultat exprimé en normes françaises et le résultat exprimé en normes IFRS (77 M€ en 2013, 85 M€ en 2014, 134 M€ en 2015) et dans le cadre des discussions sur l'ouverture du capital, EDF a souhaité changer l'assiette de calcul des dividendes tout en maintenant le taux de 60 %. L'APE a estimé que la situation financière de RTE lui permettait d'absorber cette évolution. Les discussions autour du mode de calcul du dividende 2015 (payé en 2016) ont été l'occasion pour l'actionnaire d'imposer ce changement d'assiette.

Changement d'assiette des dividendes et contentieux RAG

Les discussions autour du dividende 2015 ont porté sur deux sujets :

-Le changement d'assiette (NF/IFRS) ;

-L'impact de l'issue finale du contentieux RAG⁸⁴ qui a obligé RTE à restituer à l'État français 241 M€ en principal et 134 M€ en intérêts.

En 2010, suite à l'annulation de la première décision de la Commission⁸⁵, la totalité des sommes en principal restituées (soit 241 M€) avait été versée en dividende à l'actionnaire.

En 2016, RTE a proposé au Conseil de surveillance de retenir une méthode symétrique à celle de 2010, conduisant à un dividende de 24 M€ (265 M€ – 241 M€):

o + 265 M€ correspondant à 60 % du résultat net 2015 en normes françaises hors impact RAG (442 M€ x 60%) ;

o - 241 M€ correspondant au dividende versé par RTE à l'actionnaire en 2010 suite au reversement par l'État français au titre du contentieux RAG (voir ci-dessus).

RTE n'a pas été suivie par son actionnaire qui a choisi de calculer le dividende sans déduire les sommes correspondant au remboursement RAG et en changeant d'assiette (IFRS au lieu de NF). Au lieu de 24 M€, le dividende versé a été de 129 M€. Le différentiel (+ 105 M€) repose à parts égales, sur le changement d'assiette et sur le mode de calcul choisi au regard du RAG.

Il est à noter que le dividende a été, cette année-là, supérieur au résultat net en normes françaises (104,7 M€). Son versement a nécessité un prélèvement sur les réserves.

Le nouveau ratio de 60 % en normes IFRS est présenté, par l'actionnaire et par l'APE, comme raisonnable au regard des pratiques du marché. Les comparaisons internationales montrent une grande dispersion des taux pratiqués.

Le taux de distribution est beaucoup plus élevé si on le calcule par rapport au résultat comptable établi en normes françaises ; il représente en moyenne 80 % du résultat figurant dans les comptes sociaux de l'entreprise au cours des trois derniers exercices.

⁸⁴ Par décision en date du 22 juillet 2015, la Commission européenne a qualifié d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général (RAG) et ordonné sa récupération par l'État français.

⁸⁵ La Commission avait déjà pris le 16 décembre 2003 une décision allant dans le même sens que celle de 2015. Cette décision avait été annulée par un arrêt du Tribunal de l'Union Européenne du 15 décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union Européenne dans un arrêt du 5 juin 2012. L'annulation de la décision de la Commission avait conduit l'État à restituer à RTE (ainsi qu'à EDF et ERDF) le montant versé par celle-ci. À la suite de l'arrêt de la CJUE, la Commission a ouvert une nouvelle procédure d'aides d'État, au terme de laquelle elle a adopté la décision du 22 juillet 2015, confirmée par la CJUE en 2018.

Tableau n° 11 : Évolution du versement des dividendes

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dividendes versées (M€)	209	250	177	129	242	223	362
Dividendes/Résultat net NF	60%	60%	60%	123%	92%	87%	70%
Dividendes/Résultat net IFRS	51%	51%	47%	60%	60%	60%	60%

Note : les montants indiqués sont ceux de l'année de versement au titre de l'année précédente ; les % sont calculés par rapport au résultat N-1.

Source : comptes sociaux et comptes consolidés

Sur la période, la politique de distribution de dividende a conduit à une augmentation importante des montants versés. Elle a constitué un déterminant significatif de la politique financière de l'entreprise (cf. *infra*).

3.2 Du côté des recettes : la négociation des tarifs

3.2.1 Un système de couverture *a priori* de charges prévisibles sur quatre ans

Le système actuel de couverture des charges par le tarif a pu être qualifié de fonctionnement de type budgétaire⁸⁶. En effet, du côté des dépenses, le niveau tarifaire correspond au montant des charges supportées par le GRT pour une période de quatre ans, à venir. La prévision de dépenses conduit à fixer leur évolution jugée probable sur la durée d'application du tarif⁸⁷.

⁸⁶ L'article L.341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». L'article L.341-3 du même code dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ». L'article L.341-4 du même code dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. À cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre. »

⁸⁷ Le tarif ne prend en charge que les coûts qui résultent des missions et contrats de service public.

Dans la période sous revue, le cadre de régulation mis en œuvre et approfondi dans les TURPE successifs, et en particulier, les mécanismes incitatifs mis en place, ont traduit la volonté de la CRE de fixer des objectifs ambitieux à l'opérateur (sur sa performance opérationnelle, sur la qualité d'alimentation et plus largement sur l'ensemble des sujets identifiés comme prioritaires pour le bon fonctionnement du marché), tout en laissant l'entreprise maîtresse de son organisation et des moyens qu'elle met en œuvre pour atteindre les objectifs fixés. Ainsi la CRE n'intervient ni sur l'organisation interne de RTE, ni sur la façon dont les objectifs généraux qu'elle fixe sont déclinés au sein du management intermédiaire de RTE.

La CRE considère, à cet égard, qu'elle doit conserver un certain recul sur les activités de RTE et ne procède en aucune façon à du « *micro-management* », lequel ne laisserait pas suffisamment de latitude à RTE pour réaliser ses missions dans de bonnes conditions. Le régulateur reconnaît toutefois que « *les échanges sont bien évidemment plus tendus lors des discussions tarifaires, compte tenu des enjeux financiers, en particulier sur les OPEX. Pour préparer le tarif, la CRE entre dans le détail des différents postes de coûts de l'entreprise afin de garantir la pertinence des montants qui seront couverts et donc payés par la collectivité des utilisateurs* ». Le régulateur œuvre alors conformément à la mission confiée par la loi d'agir au bénéfice des consommateurs. *In fine*, sur la base de ces analyses détaillées, le tarif fixe une trajectoire globale d'OPEX (et non une multitude de sous-enveloppes poste par poste). Il faut relever que RTE est ensuite libre de s'organiser pour atteindre, voire « battre » la trajectoire fixée.

3.2.2 Le bilan des TURPE 4 (pour la période 2013 à 2017) et 5 (pour la période 2017 à 2021)

3.2.2.1 La recherche d'une bonne visibilité

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité actuels, dits TURPE 4 HTB pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB, sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2013 pour une durée d'application d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 3 avril 2013. Les travaux d'élaboration du TURPE 5 ont, quant à eux, commencé au début de l'année 2015, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des parties prenantes. La CRE a alors mené une large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle a réalisé trois consultations publiques et procédé à de multiples auditions et tables rondes. Elle a adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du tarif et transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations. On peut considérer que tant le calendrier que les modalités de la concertation ont donné aux parties concernées la visibilité et la capacité d'anticipation nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Le TURPE 5 HTB a commencé à s'appliquer à compter du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTA-BT (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en moyenne et basse tension), pour une durée d'environ quatre ans. Le tarif a incité RTE à améliorer son efficacité tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

D'une manière générale, ce tarif a donné à la société les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité. La structure tarifaire du tarif encore en application au jour du dépôt du présent rapport se fonde sur les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmis par RTE pour la période 2017-2020. Elle prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier, c'est-à-dire de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, ce qui est favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation.

Le tarif a augmenté de 6,76 % au 1^{er} août 2017 et a évolué ensuite selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits)⁸⁸. L'annexe n° 14 revient sur la hausse tarifaire retenue en 2017.

3.2.2.2 Les incitations à la performance

Des dispositifs incitatifs de réduction des coûts ont été mis en place afin d'éviter qu'une approche budgétaire ne favorise une dérive des dépenses. Ces incitations à la performance de RTE ont, précisément, été renforcées de plusieurs manières, par :

- l'introduction d'une incitation sur les coûts d'investissement portant sur les grands projets de développement de réseaux et sur les investissements « hors réseaux » ;
- l'introduction d'une incitation sur le coût d'achat des pertes électriques, avec un taux d'incitation plus faible sur le volume de pertes que sur le prix d'achat ;
- le renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation : rééquilibrage des cibles de durée et de fréquence de coupure, augmentation de la force de l'incitation et du plafond des gains et des pénalités, introduction d'une obligation pour RTE d'indemniser les GRD pour les coupures de plus de cinq heures affectant les clients finaux.

D'une manière générale, la CRE considère que le cadre de régulation en vigueur depuis le TURPE 4 a permis de remplir ses principaux objectifs, à savoir maîtriser l'évolution des coûts de réseaux, tout en permettant aux gestionnaires d'infrastructures de financer leurs investissements et de viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation. Un bilan complet de ces tarifs figure d'ailleurs dans la partie 2 de la consultation de la CRE du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France⁸⁹.

⁸⁸ Cette évolution résulte notamment de facteurs exogènes à la couverture des charges de RTE : fin de la compensation des trop-perçus de la période du TURPE 2 et 3, couverture de l'abattement de facture pour les électro-intensifs, transfert des charges d'équilibrage (soit +1,2 %) qui n'étaient jusqu'alors pas couvertes par le tarif.

⁸⁹ Cette fixation est le point d'aboutissement de la Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

3.2.3 Les enjeux de la négociation du TURPE 6 (tarif applicable de 2021 à 2025) et les débats autour de la juste rémunération du capital

Le tarif du TURPE 6 a été fixé par une décision en date du 21 janvier 2021

Lors de la négociation pour la fixation de ce nouveau tarif, RTE avait formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2021-2024 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. La prise en compte des éléments du dossier de demande tarifaire aurait conduit à une hausse du tarif unitaire moyen de + 6,25 % au 1^{er} août 2021 et chaque année sur toute la durée du tarif (incluant une hypothèse d'évolution moyenne de +1,6 % d'inflation par an). C'est cette demande que la CRE a analysée à l'automne 2020. La CRE s'est également appuyée sur des études de consultants externes, dont les conclusions ont été publiées en même temps que la présente consultation publique⁹⁰.

Un enjeu a concerné le fonctionnement du Compte de Régularisation des Charges et Produits (CRCP) : RTE a cherché à y inclure le plus de postes possibles, parmi ceux dont l'entreprise estime ne pas avoir la maîtrise, ou à augmenter le taux de couverture de ceux qui y figurent déjà, afin de réduire ses risques. La CRE a, de son côté, plutôt tendance à vouloir réduire la part du CRCP pour augmenter les incitations de RTE à l'efficacité⁹¹.

Les débats autour de la juste rémunération du capital ont été au cœur des négociations entre RTE et la CRE. Le tableau ci-après récapitule les taux existants et projetés en matière de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

Tableau n° 12 : Demandes exprimées à l'automne 2020 en termes de coût moyen pondéré du capital

	Rappel du niveau TURPE 5	Demande de RTE pour le TURPE 6	Analyse par le cabinet mandaté par la CRE pour le TURPE 6
<i>Taux sans risque nominal</i>	2,7%	1,80%	Entre 1,53% et 1,95%
<i>Prime de dette</i>	0,6%	0,75%	0,52%
<i>Bêta des fonds propres</i>	0,73	0,93	Entre 0,68 et 0,77
<i>Prime de risque de marché</i>	5%	5,75%	Entre 4,9% et 5,38%
<i>CMPC (nominal avec IS)</i>	6,1%	5,35%	Entre 3,87% et 5,06%

Source : données reconstituées par la Cour des comptes, à partir des éléments fournis par RTE et la CRE (novembre 2020)

⁹⁰ Ces études portaient sur les sujets suivants : un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 ; et un audit de la demande du taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité. Ce dernier audit fait l'objet d'une annexe au présent rapport.

⁹¹ Au final, le critère guidant les décisions de la CRE est le degré de maîtrise de RTE sur chacun des postes concernés : un poste sur lequel RTE n'a aucune maîtrise (par exemple les quantités consommées chaque année en France) a vocation à être couverts à 100 % au sein CRCP.

Lors de la négociation, RTE plaidait pour un CMPC fixé à 5,35 % (nominal, avant impôts sur les sociétés), pendant quatre ans à partir de 2021, qui aurait donc été en baisse par rapport à celui du tarif précédent, le TURPE 5 (6,125 %).

Une révision à la hausse du bêta de l'actif a été sollicitée par RTE, arguant du fait que les besoins d'investissements ainsi que la complexité des projets s'accroissent alors qu'évolue rapidement la gestion du système électrique dans un contexte de transition énergétique. RTE a également mis en avant la variation potentielle du risque auquel la société est exposée du fait des modifications du cadre de régulation.

À l'automne 2020, la CRE s'orientait vers une valeur de CMPC comprise entre 4,2 % et 4,7 % (nominal, avant impôts sur les sociétés) pour rémunérer la base d'actifs régulés de RTE. Au final, suite à sa délibération n°2020-314 en date du 21 décembre 2020, ce taux a été fixé à 4,6%, ce qui est proche du haut de la fourchette précédemment envisagée par la CRE.

D'une manière générale, la CRE a entendu modérer la hausse du tarif 2021-2024 d'utilisation des réseaux d'électricité. Elle retient des hausses tarifaires moyennes de 1,57 % par an pour RTE. Cette évolution devrait induire une hausse moyenne annuelle des tarifs d'électricité d'environ + 0,4 % par an. Le TURPE 6 introduit un rééquilibrage entre tarification à la puissance et tarification à l'énergie, au bénéfice de la première. Selon RTE, l'évolution va dans le bon sens dans un contexte de baisse structurelle de l'énergie soutirée et de stabilité des puissances souscrites.

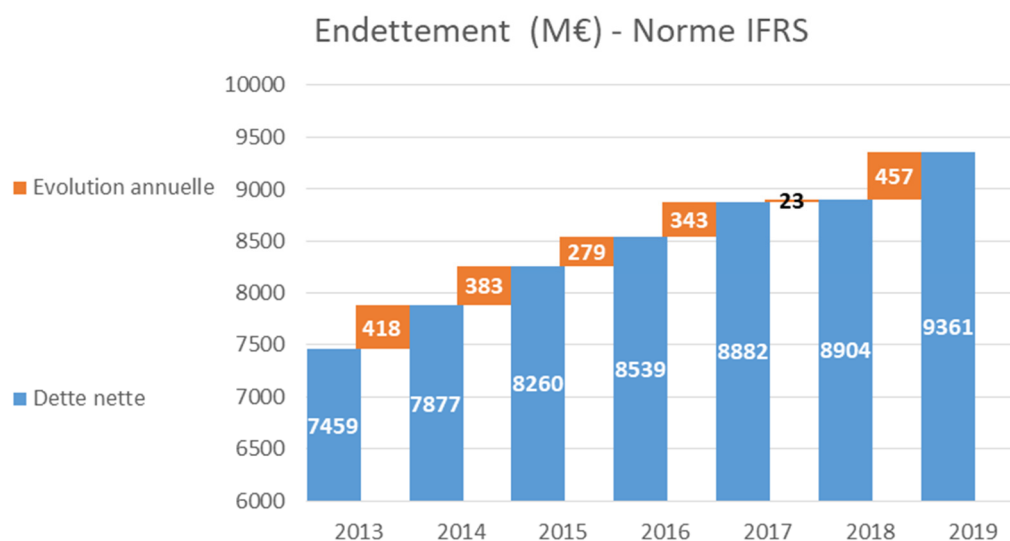
3.3 Un point d'attention : la croissance forte de l'endettement

Au 31 décembre 2019, la dette financière de RTE se décomposait de la manière suivante : un montant de 400,5 M€ de dettes à court terme émise sur le programme de Neu CP, un montant de 8 750 M€ de dettes obligataires et un montant de 1 350 M€ d'emprunt auprès de la banque européenne d'investissement.

3.3.1 Une évolution sensible de la dette financière et de la dette nette

L'ouverture du capital de RTE via CTE effectuée en 2017 était supposée permettre d'amorcer un mouvement de ralentissement de l'endettement de RTE. Tel n'est pas le constat fait lors de l'étude des comptes sociaux. Depuis 2012, les dettes financières de RTE n'ont fait qu'augmenter et le mouvement n'a pas ralenti depuis 2017, comme le montre le tableau ci-dessous.

L'évolution de la dette nette depuis 2013 en normes IFRS est présentée ci-dessous :



D'une manière générale, l'évolution de la dette, sur cette période entre 2013 et 2019, doit être regardée en tenant compte du taux de distribution du dividende et de l'évolution de ses modalités de détermination sur la dernière période (Cf. supra).

C'est dans ce contexte et celui d'un volume d'investissements soutenu qu'il faut analyser la croissance de la dette. L'augmentation de l'endettement implique de veiller attentivement à la soutenabilité de la dette au cours des années à venir. Il en va de l'équilibre économique à moyen et long termes d'une entreprise qui devra massivement investir dans son réseau, comme exposé précédemment.

3.3.2 Une politique d'emprunt adaptée

RTE définit, pour chaque année, une politique de financement qui précise les besoins de refinancement de la dette et les besoins de financement additionnels de l'entreprise. Cette politique de financement est approuvée par le conseil de surveillance et par le directoire en fin de l'année N pour l'année N+1. Sur la base de la prévision des besoins de financement, le montant maximal de nouveaux emprunts qui pourront être réalisés est précisé.

L'entreprise intervient de manière régulière sur les marchés financiers (au court terme et long terme) afin d'obtenir un profil bien réparti de l'échéancier de la dette. Au 31 décembre 2019, la maturité moyenne de la dette long terme⁹² de RTE était de 10,2 années pour un taux d'intérêt moyen de 1,84%. Les taux de l'endettement financier sont fixes pour 93% de l'endettement brut à long terme à fin décembre 2019. Les prévisions d'endettement prennent

⁹² En septembre 2018, RTE a procédé à un nouvel emprunt obligataire de 1 Md € par deux opérations sur 12 et 20 ans, allongeant la maturité moyenne de la dette de 8,3 à 9,1 ans. Fin 2019, la maturité est passée à 10,2 ans.

en compte les capacités d'autofinancement calculées, les investissements prévus sur les différentes années ainsi que les subventions attendues et la distribution du dividende.

RTE assure aujourd'hui correctement son financement à court terme et à long terme en émettant des Neu CP (« *billets de trésorerie* ») ou des titres obligataires. En complément de ces deux programmes de financement, et afin de diversifier ses sources de financement, l'entreprise a également mis en place des contrats de financement avec la banque européenne d'investissement. Depuis l'évolution de son actionnariat, RTE a dû accentuer sa communication financière afin de porter son propre discours vis-à-vis des investisseurs. L'objectif a consisté à mieux faire connaître le crédit RTE et à se démarquer du crédit EDF. On peut constater que cette démarche a manifestement été appréciée par les investisseurs, comme en témoigne l'accueil des émissions obligataires réalisées depuis.

L'effort de rallongement de la maturité de la dette, avec des taux actuellement bas, est significatif et permet d'assurer le refinancement dans de bonnes conditions. Il serait bon que RTE poursuive la politique d'emprunts visant à allonger la maturité de la dette, dans un contexte de taux d'intérêts historiquement très faibles.

3.3.3 Les perspectives en matière de notation financière

L'augmentation des investissements à moyen terme entraîne une augmentation de la dette nette de 490 M€ par an en moyenne de 2021 à 2024 (+ 24 % par rapport à 2019). La BAR augmente elle-aussi, mais de façon moins importante (+ 19 % entre 2019 et 2024) en raison du décalage entre le financement des investissements et leur mise en service. Ce décrochage entre l'évolution de la dette nette et la BAR entraîne une dégradation préoccupante des ratios financiers. Ainsi, la ratio dette nette /BAR augmente fortement à partir de 2022. Dès son évaluation de mai 2019, l'agence de notation S&P a retenu une notation A /stable, qui résulte de la combinaison d'un profil de risque d'exploitation jugé « *excellent* » et d'un risque financier jugé « *significatif* ». S&P avait estimé par ailleurs que l'endettement de RTE constituait un facteur d'aggravation du risque financier.

Dans ce contexte, d'après un travail de simulation et d'analyse de sensibilité établi par RTE à l'automne 2020, les trajectoires financières de l'entreprise sont susceptibles de fortement varier en fonction de plusieurs critères. Une analyse de la sensibilité de la notation financière de RTE au niveau du CMPC a été réalisée sur la base de plusieurs hypothèses⁹³. Il aurait fallu que le CMPC du TURPE 6 soit inférieur à 4% (3,7%) pour que RTE perde un cran de notation intrinsèque, sans pour autant abaisser sa notation globale. On peut relever que les sensibilités présentées par les équipes de RTE dans leur travail de simulation sont indicatives et ne prennent pas en compte :

⁹³ Les hypothèses sont : à modèle économique de RTE constant, en faisant l'hypothèse d'une réalisation du SDDR, à politique de dividende inchangée (60% du résultat net IFRS) et avec un niveau de CMPC de TURPE 6 constant sur tout l'horizon de temps. Une analyse de rating de l'agence de notation Standard&Poor's sur la base du ratio FFO (funds from operations)/ dette nette a été réalisée avec une hypothèse de perte d'un cran de notation intrinsèque si le ratio FFO à /dette nette tombe sous la barre des 9%.

- Une possible dégradation de la note souveraine de la France qui aurait pour conséquence immédiate une perte de notation de RTE⁹⁴ ;
- Un changement de méthode de notation de Standard&Poor's avec par exemple la prise en compte de nouveaux ratios dans la notation (en particulier le ratio dette nette / EBITDA, etc.).

Même si la notation ne se dégradait pas, sur cette période, la dette nette de RTE augmenterait, d'après les derniers calculs de RTE fournis à la Cour en avril 2021, de plus de 3 milliards d'euros pour atteindre environ 11,5 milliards d'euros (plus de 35% d'augmentation par rapport à fin 2019) au bout des cinq ans (à horizon 2025). Le ratio dette nette / Ebitda évoluerait alors entre 5,5x et 5,7x entre 2021 et 2024 selon le PMT 2022-2024 (contre 4,3x en 2019).

En définitive, il convient que la dynamique de l'endettement soit suivie avec la plus grande attention tant par le directoire que par le conseil de surveillance de RTE, afin que la société garde la maîtrise de sa dette, du refinancement de celle-ci et de sa notation financière.

Le changement d'assiette a permis une augmentation importante des dividendes versés entre 2013 et 2019 (+ 73 %). Sur cette période, le montant cumulé est de 1 592 M€. Pour les prochains exercices, la politique de distribution devra tenir compte de l'augmentation des dépenses d'investissement nécessaires pour moderniser le réseau et accompagner la transition énergétique, ainsi que de leur impact sur les flux de trésorerie.

Recommandation n°1 (CTE, APE, 2021) : Ajuster la politique de distribution de dividendes pour préserver dans la durée la capacité d'autofinancement de l'entreprise en fonction de la trajectoire des investissements à financer.

3.4 La performance : un fonctionnement interne qui pourrait gagner en efficacité et en souplesse

3.4.1 Dynamiser le travail du COMEX et réduire le nombre de comités

Dans la période récente jusqu'au dernier renouvellement du directoire, en novembre 2020, le COMEX était composé⁹⁵ du président du directoire, des directeurs généraux-adjoints et du directeur général délégué. Le contrôleur général de la conformité, le directeur de cabinet, le directeur de la communication, le directeur des relations institutionnelles, la responsable du

⁹⁴ La notation intrinsèque de RTE est actuellement BBB+, et bénéficie d'un rehaussement de deux crans à A du fait d'un soutien probable de l'État français en cas de difficultés.

⁹⁵ Le nouveau président du directoire entend augmenter le nombre de membres du COMEX qui pourrait être une quinzaine.

projet d'entreprise sont invités permanents de ses réunions. Elles ont lieu toutes les semaines et sont présidées par le président du directoire ; le secrétaire général en assure le secrétariat.

Le COMEX traite de l'ensemble des dossiers opérationnels et stratégiques de l'entreprise nécessitant un pilotage ou une prise de décision aux stades de l'orientation, de l'engagement, de la mise en œuvre et du suivi, à l'exclusion des sujets relevant de l'autorité du conseil de surveillance et du directoire.

La nouvelle direction de RTE entend faire évoluer les choses de ce point de vue⁹⁶. L'idée consistant à s'appuyer sur un ensemble de comités aux missions bien définies semble pertinente. La Cour constate en effet l'existence, dans la période sous revue, d'une comitologie au sein de RTE aussi complexe que foisonnante. Des efforts de rationalisation ont heureusement déjà été entrepris, afin de limiter le nombre de comités dont les attributions pouvaient se recouper, voire se confondre, dans la période antérieure⁹⁷. Ils mériteraient d'être poursuivis, afin d'aboutir à une cartographie beaucoup plus resserrée des comités mis en place. La direction de RTE envisage de passer de 22 comités à 16 comités multi-pôles (hors directoire et COMEX). L'effort de réduction du nombre de comités devrait être beaucoup plus important et conduire, au vu de l'intitulé de ceux-ci, à une dizaine maximum.

Le secrétariat général est aujourd'hui chargé de plusieurs types d'activités qui s'articulent bien entre elles⁹⁸. Il a d'ailleurs déjà contribué à l'exercice de réflexion sur le projet d'entreprise, son écosystème, son fonctionnement interne. Son rôle devrait être d'accompagner le processus de rationalisation ainsi engagé.

Recommandation n°2 (RTE, 2021) : Supprimer les comités en support des activités du COMEX sans utilité pour l'aide à la décision.

⁹⁶ Dans une note rédigée en novembre 2020, la direction achats et finances écrit : « concernant le COMEX, la majorité des sujets qui lui sont soumis ne requièrent pas de décision de celui-ci. L'objectif est principalement de donner et transmettre de l'information. Les sujets d'actualité sont analysés au cas par cas, sans mise en perspective de ces derniers. Le COMEX devrait pouvoir s'appuyer sur un travail plus dynamique des comités de travail. »

⁹⁷ Il existe au sein de l'entreprise, de nombreux comités « thématiques » dits de rang 1 : présidés par un des membres du directoire et composés d'un représentant de chaque direction concernée par la thématique. On peut citer : le comité d'engagement des projets réseaux, le comité d'engagement des projets numériques, le comité environnement et concertation, comité clients et services. À ces comités, s'ajoutent de nombreux autres comités ou groupes de travail créés au gré des besoins de l'entreprise, à chaque fois qu'un sujet d'importance doit être traité, sans que ces comités ne soient ensuite supprimés au fur et à mesure du temps.

⁹⁸ Il s'agit des activités de programmation, d'organisation et de secrétariat du COMEX, de suivi des travaux et des décisions COMEX, du suivi du respect des obligations d'indépendance de RTE au regard de sa certification par la CRE et du code de l'énergie, de l'organisation et gestion de la permanence de direction, de la coordination des partenariats de RTE, du pilotage des ressources du regroupement de pôles et directions, de l'animation et management du site Window, de l'animation des délégués, enfin, de l'appui à la gestion RH et pilotage de dossiers transverses.

3.4.2 La question des seuils des délégations

Le directoire a seul autorité sur les directeurs opérationnels ainsi que sur les cadres et agents exerçant au sein de RTE. Ainsi, le directoire doit être saisi pour délibérer, et éventuellement pour consentir des délégations spéciales, ponctuelles ou permanentes, en matière :

- D'achats et de bons à payer, de réceptions, de contrats/recettes, de coopérations et de partenariats à partir de 5M€ (HT) ;
- D'engagements de projets et programmes relatifs au fonctionnement et au développement du réseau (par exemple lorsqu'un projet est d'initiative nationale ou à partir de 5M€ (HT) d'initiative régionale) ;
- De litiges et d'actions en justice à partir de 100 000€ (HT) ;
- D'abandon de créances et de libéralités à partir de 10 000€ (HT) (1000€ s'agissant de créances sur salariés) ;
- D'acquisitions et cessions d'actifs, de baux, de locations et de mises à disposition à partir de 500 000€ (HT) ;
- De propriété intellectuelle à partir de 1M€ (HT).

En deçà de ces seuils, les directeurs peuvent agir, sans avoir à saisir le directoire, dans leurs périmètres respectifs et dans les limites des délégations qui leurs ont été consenties. Pour tout acte engageant RTE en dehors des domaines susvisés, le directoire est amené à délibérer ou à prendre acte sur des projets ou des activités stratégiques par nature (engagement de projet spécifique, activités au sein des filiales.). Au vu de la réalité des dossiers traités au sein des services de RTE, il semble aujourd'hui opportun de remettre à plat les règles applicables en matière de délégations et d'augmenter les seuils de ces délégations afin de responsabiliser les directeurs exécutifs. L'actuel président du directoire a d'ores et déjà relevé le seuil de 5 à 10M€. Cette augmentation pourrait ne pas suffire à désengorger les ordres du jour du directoire.

Recommandation n° 3 (RTE, 2021) : Revoir les seuils applicables en matière de délégations afin de donner plus de responsabilité opérationnelle aux directeurs exécutifs.

3.4.3 Un contrôle interne à consolider, une cartographie des risques à affiner

Dans la période sous revue, RTE s'est intéressé à la nécessité de développer un dispositif de contrôle interne, nécessaire pour améliorer ses processus de management des risques. Pourtant, le principe de rattachement de l'audit interne au plus haut niveau hiérarchique de l'entreprise n'est pas appliqué, cette fonction demeurant intégrée au sein de services ou de directions diverses.

Jusqu'en 2015, et ce malgré des efforts de rationalisation et d'appropriation, le bilan de contrôle interne de RTE est donc resté très contrasté, avec des directions opérationnelles et d'autres toujours en cours de construction. La remontée d'informations ne se faisait pas et la boucle d'amélioration était, par conséquent, quasi-inexistante. En 2016, le bilan de contrôle interne a changé de présentation et est apparu plus complet. Cinq actions ont été menées pour améliorer le dispositif de contrôle interne avec la poursuite du travail sur les analyses des

risques, la simplification du dispositif de contrôle interne, la poursuite de l'intégration des dispositifs concernés, le développement d'innovations dans les outils de contrôle et, enfin, le développement d'un corpus de règles en matière de lutte contre la fraude.

Actuellement plus robuste, le dispositif de contrôle interne vise à assurer la maîtrise durable de l'ensemble des activités de RTE et à permettre à l'entreprise de se protéger contre les risques susceptibles de compromettre la réalisation de ses objectifs.

Sous le précédent directoire, un contrôle interne des activités comptables et fiscales, composante du dispositif de contrôle interne de RTE, était piloté par le département comptable et fiscal (DCF) appuyé par la mission maîtrise des risques (MMdR) au sein de la direction finances. Le dispositif de contrôle interne se déployait tout au long de l'année au niveau des processus/activités (métiers et transverses), selon une démarche itérative d'amélioration régulière : mise en place de plans d'actions, mise à jour des risques, adaptation éventuelle des moyens de maîtrise et des contrôles associés.

Au sein de l'entreprise, la fonction générale de l'audit était alors assurée par la direction de l'audit et des risques (DAR). Jusqu'en 2018, la DAR était placée au sein du pôle du secrétariat général. Elle a été déplacée en 2018, à l'intérieur du nouveau pôle de compréhension, analyse et responsabilité sociale d'entreprise (CARE). L'actuel président du directoire a souhaité rattacher l'audit au seul pôle Achats et finances.

L'audit interne doit évaluer les processus de management des risques, de contrôle et de gouvernement d'entreprise selon un cadre référentiel international des pratiques professionnelles de l'audit interne (CRIPP). Son objectif est d'améliorer la performance. On note cependant qu'il n'a qu'une obligation de moyens : permettre l'amélioration de la maîtrise des risques d'une organisation. Entre 2013 et 2019, cinquante-sept audits internes ont été menés à RTE avec une moyenne de dix par an. Seule l'année 2017 n'en compte que trois. De plus, vingt-deux audits de conformité ont été menés.

En 2018, une nouvelle cartographie des risques a inclus les droits humains et libertés fondamentales, ainsi que la santé et la sécurité des personnes et de l'environnement, en conformité du plan vigilance mis en place par la loi du 27 mars 2017. Par ailleurs, le dispositif anti-corruption a été mis en place de manière opérationnelle.

Si ces avancées doivent être signalées, il n'en reste pas moins que RTE peut et doit encore progresser sur ce terrain. L'analyse sur les risques majeurs, toutes directions confondues, relatifs, entre autres, à des questions d'environnement et de sécurité des salariés et des tiers, pourrait être plus fouillée. Les thèmes de la confidentialité des données, de lutte contre la corruption et du suivi du patrimoine paraissent également majeurs et peuvent encore être approfondis.

Aucun contrôle d'efficacité de la boucle d'amélioration n'est parfois réalisé. Ce faisant, les actions peuvent mettre du temps à montrer leurs effets. La réorganisation de l'entreprise (entre les directions et services) a pu aussi constituer un risque de frein au contrôle, les entités devant sans cesse s'adapter au regard des nouveaux enjeux de la direction⁹⁹. Certes, le CSEA

⁹⁹ Pour exemple, en 2014, l'entreprise s'est réorganisée, conduisant à l'édiction d'un nouveau type de cartographie des risques. En 2018, le nouveau pôle compréhension, analyse et responsabilité sociale d'entreprise (CARE) a été créé, ce qui a modifié à nouveau l'environnement dans lequel l'exercice se déroule.

passé en revue chaque année le bilan de l'activité d'audit et de contrôle interne, le suivi des plans d'actions consécutifs aux audits, ainsi que les évolutions des risques majeurs de RTE et le programme prévisionnel d'audits associé. Il pourrait être recommandé de stabiliser l'exercice et les méthodologies du contrôle interne afin de mieux identifier sur la durée, dans les bilans annuels, les progrès réalisés et les marges d'amélioration restantes. Ces efforts devraient permettre d'affiner encore la cartographie des risques, qui mériterait de faire l'objet de débats plus nourris au sein du directoire comme du COMEX. Par ailleurs, le risque proprement financier, d'emballement de la dette, et son corollaire, la question de son financement, en lien avec le sujet de la dette de CTE, devrait faire l'objet d'un travail plus approfondi de la part du Pôle achats et finances et venir nourrir la cartographie des risques de l'entreprise.

La Cour prend acte des actions engagées que fait valoir l'entreprise mais maintient sa recommandation.

Recommandation n° 4 (RTE, 2021) : Stabiliser les méthodologies du contrôle interne et renforcer la portée de l'exercice de cartographie des risques, notamment des risques financiers.

3.4.4 Parfaire la sécurisation de la politique des achats et des marchés

Lors de l'instruction, des vérifications de pièces justificatives ont été menées par échantillonnage ; un contrôle plus approfondi a concerné une liste de marchés importants par leur montant et/ou objet. Aucune irrégularité n'a été constatée au vu des pièces.

3.4.4.1 Un corpus *a priori* solide de règles et de principes internes

RTE, en tant que personne morale de droit privé qualifiée d'organisme de droit public par le droit communautaire, est soumise aux obligations habituelles lors de la passation de ses marchés¹⁰⁰. Le code de bonne conduite a été mis à jour en 2017, lors de l'ouverture du capital de RTE, en étendant les principes applicables à l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité et en ajoutant deux chapitres sur le SDDR et les relations de RTE avec ses filiales. Mi 2019, une section a été ajoutée sur les obligations de RTE au titre du REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés du gros de l'énergie du 25 octobre 2011).

RTE s'est également dotée d'une charte de déontologie des achats, désormais intégrée dans le règlement intérieur, de même que le code de conduite anti-corruption. Cette charte de déontologie vise à garantir l'objectivité et l'indépendance de jugement de tous les acteurs

¹⁰⁰ Ces principes sont déclinés dans les textes régissant l'activité de RTE. Les textes applicables ont la directive européenne 2004/17/CE du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux dont les grands principes sont retranscrits dans le code de bonne conduite de RTE adopté en 2012. La directive a été remplacée par la directive européenne 2014/25/CE qui est venue actualiser certains principes, en accentuant notamment la place des PME sur le marché de l'électricité.

concernés au sein de l'entreprise et leur impartialité dans leurs relations avec les fournisseurs. Elle s'inscrit dans les actions menées par RTE contre la fraude et la corruption, renforcées depuis la loi dite Sapin 2 du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique. De plus, la présence d'un déontologue achat, également contrôleur général de la conformité de RTE, se veut un gage d'indépendance et d'impartialité dans la passation des marchés.

Depuis les années 2010, RTE intègre plus complètement des enjeux sociaux, environnementaux¹⁰¹ et locaux¹⁰² dans ses procédures de passation de marchés ainsi que dans leur exécution.

3.4.4.2 Une commission des marchés externe supprimée en 2017 et non remplacée depuis

L'application de l'ensemble des obligations décrites faisait l'objet de procédures de contrôle par la commission des marchés externe et indépendante instituée par l'arrêté du 17 octobre 2006¹⁰³. Avant 2015, les marchés supérieurs à 2 M€ étaient systématiquement contrôlés, alors que ceux inférieurs à cette somme l'étaient par échantillonnage. En 2015, les procédures ont changé. Les marchés au-delà de 10 M€ étaient systématiquement contrôlés ; ceux entre 5 et 10 M€ l'étaient par échantillonnage et ceux inférieurs à 5 M€ l'étaient sur demande du management ou *a posteriori* par échantillonnage.

Pendant toute sa durée d'existence, la commission a rendu un rapport annuel d'activité au ministre concerné ainsi qu'au président de l'entreprise, et ce suivant l'article 8 du décret n° 48-1442 l'instituant. Plusieurs éléments ont conduit à la suppression de cette commission, critiquée pour sa relative lourdeur, les délais d'examen et le fait qu'elle était commune aux marchés d'EDF et de RTE. Par arrêté du 4 mai 2017, signée par la ministre chargée de l'environnement d'alors, la commission des marchés a ainsi été supprimée. Le rapport de gestion de 2017 de RTE évoque la mise en place d'une nouvelle commission externe équivalente, en plus du contrôle interne effectué sur les marchés. Le rapport de gestion de 2018 mentionne « *une consultation du marché lancée en 2018 en vue de déployer en 2019 une solution d'évaluation (due diligence) des fournisseurs.* » Rien n'est indiqué par la suite dans le rapport de 2019.

¹⁰¹ RTE s'est engagé dans une démarche d'achats responsables en signant la charte « Relations fournisseurs responsables » puis s'est doté de sa propre charte « Achats responsables » en 2016. Cette démarche constitue également un des engagements de RTE dans le cadre du pacte mondial des Nations Unies. La politique RSE (responsabilité sociétale d'entreprise) fait également l'objet d'une prise en compte dans les marchés concernés à travers différents leviers. Cette prise en compte par les fournisseurs est vérifiée par RTE à plusieurs étapes : la qualification des fournisseurs récurrents en amont de la procédure ; les critères de sélection et d'attribution au cours de l'appel d'offres ; les contrats incluant des clauses éthiques, environnementales et relatives à la sécurité ; la vérification de la performance RSE lors de l'exécution de la prestation par des contrôles et audits.

¹⁰² RTE collabore avec les établissements du secteur protégé et du secteur adapté pour la réalisation de certaines prestations. Cette collaboration a été renforcée par la signature d'une convention entre RTE et le réseau GESAT en 2016. De plus, RTE développe sa coopération avec les PME. Il veille à l'allotissement de ses marchés et à l'intégration des entreprises locales dans ses panels de fournisseurs.

¹⁰³ Arrêté fixant les règles de compétence de la commission des marchés de RTE-EDF transport.

L'absence de tout contrôle externe constitue un manque dans le dispositif actuel. Certes, les audits des contrats réalisés par RTE, détectant des écarts avec les exigences définies préalablement, peuvent faire l'objet de demandes d'actions correctives de la part de RTE. Ces résultats permettent dans ce cas aux services compétents de la société d'évaluer la performance de leurs fournisseurs et sont pris en compte dans le renouvellement de ses marchés. De plus, à chaque renouvellement de grands marchés de travaux, un retour d'expérience a lieu.

Une nouvelle commission externe des marchés risquerait de rallonger les délais de passation. Néanmoins, un suivi de ces procédures, par exemple, par le responsable de la conformité ou une autre personne salariée par RTE mais indépendante du fait de son statut, serait opportun afin de garantir par un œil extérieur le plus haut niveau de rigueur possible dans les processus d'achats et de passation de marchés. Ceux-ci sont souvent lourds, notamment lorsqu'il concerne des marchés multi-attributaires aux allotissements complexes. Dans ce contexte, la seule expertise interne, bien que de qualité, ne peut suffire à sécuriser l'ensemble du dispositif.

3.5 Une nécessaire modernisation de la gestion des ressources humaines

Alors que l'ouverture du marché de l'électricité a conduit à des évolutions importantes dans la structure capitaliste et le fonctionnement des entreprises publiques du secteur électrique, le cadre juridique applicable aux salariés de ces entreprises a relativement peu évolué (cf. annexe 19). En effet, ils continuent à relever, pour la quasi-totalité d'entre eux du statut national du personnel des industries électriques et gazières approuvé par le décret n° 46-1541 du 22 juin 1946.

Le principal changement vient du fait que les règles statutaires sont complétées, depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, par une négociation collective de branche. Mais cette évolution reste limitée dans la mesure où les accords collectifs (de branche ou d'entreprise) ne peuvent déroger au statut que dans un sens plus favorable¹⁰⁴.

L'évolution des ressources humaines, et notamment la politique salariale, s'inscrit donc dans un cadre juridique qui échappe assez largement à RTE prise isolément. L'entreprise garde néanmoins des marges de manœuvre importantes sur l'organisation du travail ou pour développer des leviers managériaux dans les décisions salariales. La Cour note néanmoins que le climat social a pu parfois peser sur les projets de réforme de l'entreprise.

3.5.1 Une croissance quasi-continue des effectifs, un personnel plus qualifié et un taux de féminisation faible

Fin 2019, RTE employait 9 314 personnes¹⁰⁵ dont la quasi-totalité relève du statut des IEG. Entre 2013 et 2019, l'effectif total a progressé de 404 salariés (soit + 4,5 %).

¹⁰⁴ [Article L.161-1](#) du code de l'énergie

¹⁰⁵ Dont 450 personnes en contrat de professionnalisation

L'augmentation a été continue sur la période, à l'exception de l'année 2016 (- 85) et elle reprend à un rythme plus élevé en 2018 et 2019, ces deux années représentant à elles seules presque les deux-tiers des augmentations totales sur la période 2013-2019.

Tableau n° 13 : Évolution des effectifs 2013-2019

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total	8 910	8 987	9 128	9 043	9 059	9 161	9 314
Évolution/N-1		77	141	- 85	16	102	153

Source : Bilans sociaux

La baisse de l'année 2016 s'explique par le départ à la retraite de 510 salariés (+ 90 % par rapport à 2015). L'ampleur, partiellement non anticipée, de ces départs résulte de la fin du régime favorable de calcul des pensions pour les parents d'au moins trois enfants et ayant 15 ans de services effectifs au sein des IEG.

L'augmentation depuis 2018 résulte du rattrapage des départs de 2016, des recrutements de salariés pour la mise en place des nouveaux outils informatiques et pour accompagner la montée en charge des investissements, notamment pour les raccordements d'éolien en mer.

Elle a été très contrastée selon les collèges : + 12 % pour les cadres alors que le nombre des personnels d'exécution diminuait de 11 %. Les cadres représentent désormais la moitié des effectifs tandis que la part du personnel d'exécution n'est que de 7 %.

Tableau n° 14 : Évolution des effectifs par collège

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2013
Exécution	689	677	668	643	631	596	612	-11,2%
Maîtrise	4 064	4 037	4 083	4 017	4 010	4 044	4 030	-0,8%
Cadres	4 157	4 273	4 377	4 383	4 418	4 521	4 672	12,4%
Total	8 910	8 987	9 128	9 043	9 059	9 161	9 314	4,5%

Source : bilans sociaux

Cette évolution s'explique par le rôle grandissant des missions de gestion de l'équilibre du marché de l'électricité (analyses prévisionnelles et gestion des mécanismes de marchés) ainsi que par la numérisation des réseaux qui permet de limiter les équipes opérationnelles.

Les femmes ne représentent que 23 % des effectifs en 2019. La proportion de femmes cadres est passée de 22 à 26 % entre 2013 et 2019 mais elles sont moins de 20 % à faire partie de la catégorie la plus élevée des cadres dirigeants hors classe. Les effectifs féminins du collège exécution ont baissé de 43 %, avec notamment la diminution des recrutements sur les fonctions de secrétariat de niveau exécution.

3.5.2 Politique salariale : un système rigide, des rémunérations en hausse

La Cour a pointé à plusieurs reprises la rigidité et le caractère inflationniste du système de rémunération des salariés de la branche des IEG (cf. annexe 20). Elle a recommandé de faire évoluer le cadre juridique vers plus de souplesse et d'élargir le champ de la négociation d'entreprise.

L'évolution de la rémunération repose en effet sur la conjugaison de mesures de branche à caractère automatique et de mesures individuelles de promotions et d'avancement prises au niveau de l'entreprise. Ces mesures se traduisent par des augmentations annuelles de rémunérations fixes d'au minimum + 2,3 %, l'employeur ne pouvant moduler ce taux.

Des discussions ont été engagées au niveau de la branche en 2018 pour revoir le système de grille afin de limiter le nombre de mesures automatiques et donner plus de souplesse aux entreprises pour moduler l'impact financier des mesures individuelles. Elles n'ont pas abouti à ce jour et la situation sanitaire n'a sans doute pas facilité l'avancée des discussions.

Les recommandations de la Cour restent donc d'actualité.

3.5.2.1 Des dépenses de personnel dynamiques

Les rémunérations des salariés statutaires de RTE comprennent les éléments suivants :

- Une rémunération fixe fondée sur un système de grille ;
- Une rémunération variable liée à la performance individuelle ;
- Des rémunérations complémentaires liées aux contraintes particulières des métiers (service continu ou astreinte), à l'organisation du travail ou représentatives d'avantages familiaux ;
- Un dispositif d'intéressement ;
- Des avantages en nature comme le tarif préférentiel pour l'énergie (cf. annexe 21).

L'examen des comptes fait apparaître une hausse des rémunérations de 12,7 % sur la période 2013-2019 alors que les effectifs n'ont progressé que de + 4,5 %. Les rémunérations fixes ont proportionnellement moins augmenté mais elles représentent 76 % du total des rémunérations.

Tableau n° 15 : Évolution des rémunérations 2013-2019

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2013
Rémunérations	483	493	500	515	511	528	544	12,7%
<i>Dont rémunération fixe</i>	376	386	392	397	397	402	414	10,0%
<i>Dont rémunération variable</i>	23	23	25	25	25	25	26	15,2%
<i>Dont rémunération complémentaire</i>	70	72	75	77	80	80	82	18,2%
Intéressement et abondement	35	31	35	32	29	42	39	11,2%

Source : données RTE (comptes consolidés) ; tableau Cour des comptes

Cette hausse s'explique notamment par une augmentation continue de la RMPP¹⁰⁶ de 18 % sur la période contrôlée. Cette hausse se situe très nettement au-dessus de l'inflation (+ 4,7 %). Elle va néanmoins en diminuant sur l'ensemble de la période mais n'est jamais inférieure à + 2,2 %.

L'accroissement de la RMPP est essentiellement le fait des décisions individuelles (promotions et avancements) prises au sein de l'entreprise, même si les décisions générales relevant de la branche (SNB et mesures de grille) et les décisions automatiques (ancienneté) représentent plus du tiers de l'augmentation. Son impact sur les dépenses est partiellement atténué par l'évolution du GVT ou effet noria négatif (- 9,6 % sur la période).

Tableau n° 16 : Évolution de la RMPP

%	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2013/2019
RMPP	3,4%	3,0%	2,8%	2,8%	2,2%	3,3%	2,9%	18,1%
dont Évolution SNB	0,8%	0,3%	0,3%	0,2%	0,0%	0,2%	0,3%	1,3%
dont Évolution GVT+	2,6%	2,7%	2,5%	2,6%	2,2%	2,3%	2,3%	15,5%
Évolution GVT-	-1,2%	-1,4%	-1,7%	-2,1%	-2,1%	-1,1%	-1,6%	-9,6%
Inflation	0,9%	0,5%	0,0%	0,2%	1,0%	1,8%	1,1%	4,7%

Source : données RTE ; tableau : Cour des comptes

Note : la RMPP intègre les augmentations destinées à compenser la hausse de la CSG (+ 0,75 % en 2018 ; + 0,25 % en 2019).

L'augmentation de la RMPP sur la période est inférieure à celle constatée sur la période 2006-2011 (30 %) mais avec une inflation plus faible également (5 % sur la période sous contrôle et + 11 % sur la période 2006-2011).

L'augmentation significative de la masse salariale impose la mise en place de mesures destinées à freiner cette évolution et à renforcer l'efficacité des dépenses de personnel.

Recommandation n° 5 (RTE, 2021) : Mieux maîtriser l'évolution de la masse salariale.

3.5.2.2 Un système de rémunération individuelle de la performance insuffisamment développé

RTE dispose d'un système de rémunération variable très large puisqu'il concerne tous les salariés de l'entreprise¹⁰⁷.

Le montant consacré à la rémunération de la performance reste limité (moins de 500 € par an en moyenne pour le collège exécution, et 4 800 € en moyenne pour les cadres) et évolue

¹⁰⁶ La rémunération moyenne des personnes en place (RMPP) permet de mesurer l'impact des différentes mesures salariales (générales et individuelles) sur l'évolution de la rémunération fixe des salariés.

¹⁰⁷ Les cadres au forfait jours disposent d'un dispositif spécifique, avec une assiette représentant 4 % des rémunérations principales des cadres en forfait-jours. Ce montant est réparti avec un taux entre 0 et 7 %.

peu sur la période sous contrôle (moins de 5 % de la rémunération totale). Elle reste peu différenciée malgré les tentatives de la DRH de donner à titre indicatif des fourchettes assez larges supposées inciter le manager à moduler l'attribution des primes et à déconnecter leur montant de la position hiérarchique.

L'entreprise est consciente du caractère insatisfaisant du dispositif actuel. Elle estime que l'augmentation de la rémunération variable doit être précédée d'une réforme du dispositif afin de clarifier les finalités et les critères de la rémunération de la performance pour inciter les managers à aller vers une plus grande réversibilité d'une année sur l'autre et une sélectivité accrue dans l'attribution des primes, notamment pour les cadres. La rénovation du système de rémunération à la performance fait partie des objectifs du projet d'entreprise.

3.5.2.3 Rémunérations complémentaires : un système peu lisible, coûteux et insuffisamment piloté

Le rapport de la Cour sur les rémunérations au sein du groupe EDF avait pointé la diversité et le nombre important des primes, et leur coût excessif au regard de leur utilité qui n'est pas avérée. Le constat reste le même.

Les rémunérations complémentaires comprennent en effet plus d'une centaine de primes. Elles sont regroupées dans quatre catégories plus ou moins homogènes et cohérentes et couvrant des problématiques aussi différentes que les aides familiales, les incitations à la mobilité, la valorisation des alimentations du CET ou les heures supplémentaires.

Les rémunérations complémentaires représentent plus de 82 M€ en 2019, soit 15 % du total des rémunérations. Elles ont fortement augmenté depuis 2013 (+ 18 %), en particulier les aides à la famille (cf. annexe 22).

Les rémunérations complémentaires ne font pas l'objet d'un suivi spécifique permettant de maîtriser l'évolution des dépenses et de mesurer l'efficacité des dispositifs existants.

Au-delà de nombreuses primes prévues par les dispositifs statutaires et communs à tous les salariés de la branche, l'entreprise crée ses propres dispositifs de rémunération complémentaires.

Il existe des exemples variés de ces dispositifs *ad hoc*, fruit du dialogue social interne et souvent destinés à désamorcer les éventuelles tensions sociales. Ils accompagnent parfois des réformes difficiles, dans une entreprise où les conflits du travail sont fréquents, mais ils contribuent à l'empilement de mesures et d'avantages divers.

Ainsi, dans le cadre du projet RTE2 de réorganisation de l'entreprise, le COMEX a acté en 2013 le versement de primes pour les salariés contraints de déménager ou dont le temps de trajet se trouve augmenté mais aussi une prime « changement de site » pour les salariés dont la distance à leur lieu de travail est inchangée ou réduite (un mois de salaire).

Un autre exemple est la création de la prime créée par un accord d'entreprise du 16 janvier 2017¹⁰⁸ pour compenser les conséquences financières de l'application des règles fiscales et sociales sur les frais de déplacement¹⁰⁹. Ce nouveau dispositif indemnitaire se compose d'une prime de nuitée (50 € par nuitée, 80 € au-delà de 40 nuitées) et d'une prime annuelle (1 000 € ou 2 000 € bruts selon les salariés) pour tout déplacement nécessitant un découchage. Le bénéfice de la prime annuelle est déclenché au premier découchage de l'année civile, ce qui signifie qu'un salarié peut, avec une seule nuit passée à l'extérieur de chez lui, toucher 2 000 € bruts.

L'accord, qui touche un sujet socialement très sensible, a le mérite de mettre fin aux dispositifs antérieurs destinés à indemniser la contrainte de découchage et mis en place de façon plus ou moins formelle. Il contribue cependant à l'empilement des avantages divers.

Enfin, RTE a revu en 2017 les conditions d'octroi d'un logement du parc immobilier de RTE. Les mesures d'accompagnement restent généreuses : les salariés qui ne sont plus éligibles à un logement ne sont pas obligés de quitter leur logement mais bénéficient d'une indemnité de 18 000 € bruts s'ils le font au cours de la première année d'entrée en vigueur de la réforme (15 000 € la deuxième année). Cette indemnité se cumule avec le pécule de fin d'occupation (7,5 % du montant des loyers effectivement payés durant l'occupation).

L'entreprise a récemment engagé une réforme des aides à la mobilité destinée à concentrer l'effort financier sur les mobilités les plus bénéfiques à l'entreprise. La Cour encourage RTE à poursuivre la démarche de rationalisation de l'ensemble des dispositifs de rémunération complémentaire.

Recommandation n° 6 (RTE, 2021) Simplifier les dispositifs de rémunération complémentaire pour en diminuer le coût et mieux les contrôler.

3.5.2.4 Des écarts de rémunération significatifs, des différences de situation à objectiver

En 2019, l'écart moyen de rémunération des femmes par rapport aux hommes se situe dans une fourchette de 7 % pour les salariés du collège cadres et 43 % pour ceux du collège exécution. Par rapport à 2015¹¹⁰, l'écart s'est resserré pour les salariés du collège cadre mais s'est creusé s'agissant de salariés du collège exécution où il représente plus de 8 300 € par an.

¹⁰⁸ Accord relatif à la reconnaissance des contraintes associées aux déplacements professionnels

¹⁰⁹ RTE s'est mis en conformité avec la réglementation en faisant supporter à ses salariés les cotisations sociales et l'assujettissement à l'IR sur les frais de déplacement l'écart entre les barèmes de frais de déplacement de l'ACCOSS et ceux applicables dans la branche des IEG.

¹¹⁰ RTE a indiqué ne pas être en mesure de communiquer des données fiables sur la période antérieure à 2015.

Tableau n° 17 : Rémunération globale moyenne par sexe

€	2015			2019		
	Moyenne hommes	Moyenne femmes	Écart	Moyenne hommes	Moyenne femmes	Écart
Exécution	22 532	17 900	4 631	27 899	19 530	8 369
Maîtrise	40 534	35 855	4 678	41 717	36 593	5 124
Cadre	74 178	67 412	6 766	75 666	70 411	5 255

Source : données RTE ; tableau Cour des comptes

Note : la rémunération globale intègre la rémunération fixe, la rémunération variable individuelle et les rémunérations complémentaires ; la moyenne a été calculée à partir des effectifs moyens payés.

Les écarts au sein du collège exécution résultent en partie d'évolutions structurelles au sein de ce collège avec une forte diminution des effectifs féminins (- 43 %) qui ne représentent plus que 11 % des effectifs totaux.

Ils résultent aussi, pour ce collège, de la part importante des rémunérations complémentaires dans la rémunération globale (25 % pour les hommes ; 12 % pour les femmes).

Tableau n° 18 : Part des rémunérations complémentaires dans la rémunération globale

%	2015		2019	
	Hommes	Femmes	hommes	femmes
Exécution	15%	6%	25%	12%
Maîtrise	18%	10%	21%	11%
Cadre	15%	12%	14%	11%

Source : données RTE ; tableau Cour des comptes

Par ailleurs, ces rémunérations sont, pour nombre d'entre elles, versées en contrepartie des sujétions imposées aux salariés exerçant des métiers techniques (astreintes par exemple), où les femmes sont moins représentées. Elles bénéficient aussi moins souvent d'heures supplémentaires, dont les modalités de calcul sont particulièrement favorables (cf. *infra*).

Or, comme on l'a vu précédemment, la catégorie des rémunérations complémentaires est celle qui connaît le dynamisme le plus important (+ 18 % sur la période). Cette évolution a contribué à creuser les écarts, notamment dans le collège exécution où les hommes ont vu le montant moyen de rémunérations complémentaires passer de 3 300 € par an en moyenne à 7 100 € (+ 96 %). En revanche, dans le collège cadres, l'augmentation des rémunérations complémentaires a contribué à diminuer légèrement les écarts de rémunération.

Ces écarts de rémunération importants ne sont pas nécessairement le signe d'un traitement discriminatoire ; ils peuvent résulter de différences objectives de situation. Néanmoins, l'entreprise ne fournit aucune analyse précise montrant que c'est bien le cas. Ainsi, le rapport annuel de situation comparée ne comporte aucune information sur les écarts de rémunérations complémentaires alors que ce sont les rémunérations les plus dynamiques et que les écarts concernent les catégories de personnel les moins bien rémunérées. Ce manque est regrettable alors que l'entreprise affiche sa volonté de mettre en œuvre les mesures nécessaires,

dans le cadre des accords d'entreprise sur l'égalité professionnelle, pour assurer des taux de promotions similaires pour les deux sexes ou pour améliorer les recrutements de femmes cadres. Les femmes sont du reste majoritaires au sein du nouveau directoire.

La Cour ne peut donc qu'inviter l'entreprise à faire preuve d'une plus grande transparence sur l'ensemble des éléments de rémunérations.

Recommandation n° 7 (RTE, 2021) : Identifier les causes des écarts de rémunération entre les hommes et les femmes et en rendre compte dans le bilan social annuel de l'entreprise.

3.5.3 Temps de travail : une nécessaire adaptation aux besoins de l'entreprise

La filialisation de RTE a entraîné la signature d'un nouvel accord sur le temps de travail, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2007. Cet accord donne un cadre général aux différents aménagements du temps de travail qui ont été ensuite déclinés et précisés localement, dans chaque établissement de RTE. L'accord de 2007 est toujours en vigueur mais a été modifié en mars 2015 suite à la réorganisation des établissements¹¹¹ et en 2016 pour adapter les règles relatives aux CET.

Le temps de travail au sein du groupe EDF a fait l'objet d'un référé de la Cour en 2013¹¹². La Cour pointait notamment les rythmes de travail avantageux, leur inadaptation à la logique des métiers et le régime dérogatoire des heures supplémentaires (cf. annexe 23). Ces observations n'ont pas donné lieu aux réformes nécessaires.

3.5.3.1 Des modalités d'organisation du temps de travail à adapter aux métiers et aux missions

L'accord de 2007 prévoit plusieurs dispositifs d'aménagement du temps de travail qui concernent 90 % des salariés de l'entreprise¹¹³ :

- Aménagement en cycles pluri-hebdomadaires (de 8 à 12 semaines) ;
- Aménagement en cycle hebdomadaire sur quatre ou cinq jours ;
- Aménagement en période de pointes programmées (alternance sur l'année de semaines basses et de semaines hautes).

Ces différents aménagements ne reposent pas nécessairement sur une logique métier. La durée du travail hebdomadaire est de 35 heures, sauf si la moitié des salariés d'une équipe opte pour un temps de travail réduit à 32 heures hebdomadaires (réduction collective du temps

¹¹¹ Les 18 établissements existant ont été refondus en quatre établissements : exploitation, développement et ingénierie, maintenance, fonctions centrales.

¹¹² [Cour des comptes](#), *Le temps de travail dans les principales entreprises du groupe EDF*, référé, 16 septembre 2013

¹¹³ L'entreprise compte aussi 290 salariés en service continu.

de travail). Les salariés concernés par ce dispositif sont plus de 2 000 (près de 22 % de l'ensemble des salariés). Ils sont considérés comme travaillant à temps plein.

L'entreprise doit évaluer l'efficacité de ces différents aménagements et engager les adaptations nécessaires à l'évolution des missions (développement des raccordements en mer, renforcement de la surveillance des actifs) et de sa structure d'emploi.

3.5.3.2 Un dispositif inadapté au travail des cadres

Les cadres bénéficient pour la plupart des mêmes conditions de temps de travail que les autres salariés. Le forfait jours mis en place par l'accord de 2007, qui ne s'applique qu'aux membres des comités de direction, ne concerne que 13 % des cadres (603 salariés). Le dispositif existant de 190 jours¹¹⁴ est pourtant particulièrement favorable, comparé au seuil maximum de 218 journées prévu par le code du travail. Par ailleurs, les jours travaillés au-delà du forfait peuvent être placés sur les CET dans la limite de 16 jours, les 11 premiers jours faisant l'objet d'un abondement de 25 %.

La direction de RTE a souhaité fin 2017 réviser l'accord sur le temps de travail. Sa proposition plutôt favorable de passer à 202 jours avec un accompagnement financier, s'est heurtée à une opposition syndicale unanime. En 2019, RTE a tenté de mettre en place une expérimentation avec un accompagnement financier, dans le cadre d'un élargissement du télétravail. Elle indique s'être heurtée une nouvelle fois à l'opposition des représentants du personnel.

3.5.3.3 Une augmentation préoccupante des CET

Les stipulations relatives au compte épargne-temps (CET) à RTE issues de l'accord du 15 mars 2007 relatif au temps de travail étaient particulièrement favorables aux salariés car elles ne prévoyaient aucun plafond au CET et autorisaient une grande diversité des modalités d'alimentation. Les salariés pouvaient placer du temps sur leur CET¹¹⁵ mais également l'alimenter au moyen de leur 13^{ème} mois, d'un certain nombre de primes et de l'intéressement. L'accord prévoyait en outre l'abondement par l'entreprise de certaines sommes versées, à hauteur de 30 % (JRTT, 13^{ème} mois, primes mobilité), voire à 100 % (intéressement). Ces avantages ont entraîné une inflation du nombre d'heures placées sur les CET.

Un avenant à l'accord de 2007 a été signé le 28 juin 2016 et a permis de revoir à la baisse certains avantages : plafonnement des CET à 3 200 heures, soit deux ans environ, diminution des sources d'alimentation (suppression de la plupart des sources d'alimentation dites financières et de l'abondement lié au 13^{ème} mois), baisse des abondements (de 100 % à

¹¹⁴ Les 190 jours correspondent à 27 jours de congés annuels, 32 JRTT, 11 jours fériés et 1 journée fête locale.

¹¹⁵ 5^{ème} semaine de congés payés, cinq jours de congés d'ancienneté et jusqu'à 15 RTT par an.

50 % pour l'intéressement, de 30 % à 25 % pour les JRTT). Le régime reste toutefois très favorable.

Le nombre d'heures épargnées atteint 5,7 millions en cumulé fin 2019, soit une augmentation de 57 % depuis 2012. Cela représente plus de 87 jours par salarié en moyenne. L'encours financier est de 172 M€, en augmentation de 30 % depuis 2015. Le montant moyen par salarié est de 18 500 €.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le résultat net a évolué dans une fourchette entre 258 M€ et 573 M€ selon les années. Ces résultats résultent des augmentations tarifaires régulières, dans un contexte marqué par une baisse de l'activité de soutirage. La gestion efficace sur certains postes de dépenses comme les achats, mais aussi la baisse des prix de marché, ont contribué à assurer une rentabilité économique élevée.

Ces résultats se sont accompagnés d'un accroissement des dividendes versés aux actionnaires, grâce notamment au changement de l'assiette de calcul des dividendes. Les évolutions à venir restent plus incertaines du fait des choix tarifaires arrêtés par la CRE dans le cadre de TURPE 6.

Les flux de trésorerie dégagés par l'exploitation au cours de la période contrôlée n'ont cependant pas suffi à financer la totalité des investissements, conduisant à une augmentation significative de l'endettement. Si la croissance de la base d'actifs régulés a permis jusque-là de limiter la dégradation des ratios financiers, la période 2020-2030 pourrait être moins favorable, du fait de l'augmentation prévisible des dépenses liées à la mise en œuvre d'importants projets d'investissement.

C'est dans ce cadre que se sont déroulées les négociations sur la nouvelle période tarifaire (TURPE 6). Le taux du CMPC retenu par le CRE dans sa délibération n° 2020-314 en date du 21 décembre 2020 est de 4,6 %, ce qui est inférieur au taux de 5,35 % qui était réclamé par RTE et supposé nécessaire pour pouvoir mettre en œuvre les projections du schéma décennal de développement du réseau. Le taux finalement retenu par la CRE apparaît raisonnable, l'exposition aux risques de RTE étant relativement limitée.

S'agissant du fonctionnement interne de l'entreprise, des marges de progrès existent. Le nombre des comités travaillant en lien avec le directoire et le COMEX pourrait être réduit pour ne conserver que ceux pouvant aider à la prise de décision. Le dispositif de contrôle interne reste diversement approprié par les acteurs ; l'exercice de cartographie des risques, même s'il a été enrichi ces dernières années, est à parfaire. S'agissant de la politique d'achats et de passation de marchés, la rigueur et le professionnalisme des équipes du pôle achats et finances ne peuvent suffire à sécuriser l'ensemble du dispositif. Il conviendrait de mettre en place un suivi de ces procédures parfois lourdes et complexes par une personne jouissant d'un statut d'indépendance au sein de la société.

S'agissant des ressources humaines, la Cour a pointé à plusieurs reprises la rigidité du cadre juridique existant. Le système de rémunération se caractérise notamment par une grille complexe, des avancements automatiques et un double niveau de négociation (branche et entreprise) aux effets inflationnistes. Ces constats restent d'actualité.

Au-delà, l'entreprise n'a pas su utiliser les marges de manœuvre dont elle dispose pour engager les réformes de modernisation indispensables. Les dépenses de rémunérations ont progressé de plus de 12 % sur la période. Les rémunérations complémentaires ont augmenté de 18 %, avec un empilement de dispositifs qui contribuent à l'opacité de la politique salariale. Les efforts engagés en faveur de l'égalité professionnelle doivent être poursuivis avec notamment une plus grande transparence sur l'analyse des écarts de rémunération.

Les recommandations de la Cour sur le temps de travail ont été mises en œuvre de façon limitée. Le forfait jours ne s'applique encore qu'à une minorité de cadres et les rythmes d'organisation du travail doivent être adaptés pour répondre aux enjeux du développement de l'éolien en mer et accompagner les réformes destinées à renforcer la capacité de surveillance et d'intervention sur le réseau.

ANNEXES

Annexe n° 1. La prévalence du modèle de séparation patrimoniale OU (<i>Ownership unbundling</i>) au sein des pays de l'Union européenne	87
Annexe n° 2. Les rapports de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et indépendance (RCBCI)	89
Annexe n° 3. Le processus de décisions en matière d'investissements au sein des instances de gouvernance.....	91
Annexe n° 4. Le contrôle de RTE sur ses filiales.....	92
Annexe n° 5. Qualité de l'électricité	93
Annexe n° 6. Place des effacements dans la gestion de l'équilibre offre-demande	95
Annexe n° 7. Les mécanismes d'équilibrage	97
Annexe n° 8. Le mécanisme de capacité.....	101
Annexe n° 9. Les projets d'interconnexions du SDDR.....	103
Annexe n° 10. Trajectoires d'investissement (SDDR).....	106
Annexe n° 11. Compte de résultat 2019 simplifié (normes IFRS).....	108
Annexe n° 12. Évolution des dépenses d'investissement (2013-2019).....	110
Annexe n° 13. Évolution des provisions pour avantages du personnel.....	112
Annexe n° 14. L'augmentation tarifaire de 2017	113
Annexe n° 15. Analyse de la demande de rémunération du capital de RTE par le TURPE 6.....	115
Annexe n° 16. L'organisation des directions et services de RTE au moment du début du contrôle.....	120
Annexe n° 17. L'agence de coopération des régulateurs d'énergie (ACER)	121
Annexe n° 18. ENTSO-E, ou European Network of Transmission System Operators for Electricity en anglais	125
Annexe n° 19. Le cadre juridique applicable aux salariés de RTE	128
Annexe n° 20. Le système de rémunération de RTE.....	130
Annexe n° 21. L'avantage énergie	132
Annexe n° 22. Les aides familiales	133
Annexe n° 23. Le régime des heures supplémentaires	135

Annexe n° 1. La prévalence du modèle de séparation patrimoniale OU (*Ownership unbundling*) au sein des pays de l'Union européenne

L'obligation de certification européenne des gestionnaires de réseau de transport (*TSO - Transmission System Operators*) par le régulateur national avec validation par la Commission européenne a été définie à l'article 10 de Directive européenne 2009/72, sur la base notamment du respect de l'obligation de séparation patrimoniale des *réseaux de transport* et des *gestionnaires de réseau de transport* avec une entreprise exerçant des activités de production d'électricité, définie à l'article 9 de cette même directive.

Néanmoins, outre la certification respectant des obligations strictes de séparation patrimoniale, qualifiées de modèle *OU - Ownership Unbundling*, deux autres cas de figure ont été prévus par la Directive 2009/72 :

- Les articles 13 et 14 définissent les dispositions relatives aux *gestionnaires de réseau indépendants (ISO – Independent System Operator)*, qui ne sont pas propriétaires de leurs infrastructures,
- Les articles 17 à 23 définissent les dispositions relatives aux *gestionnaires de réseau de transport indépendants (ITO – Independent Transmission Operator)*, propriétaires de leurs infrastructures, et pour lesquels des garanties d'indépendance strictes sont requises vis-à-vis d'un actionnaire considéré comme *entreprise verticalement intégrée*, notamment : détention des ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires, indépendance de décision notamment en matière financière, obligation de non-discrimination, indépendance des dirigeants et du personnel par rapport à l'entreprise verticalement intégrée, existence d'un organe de surveillance et d'un cadre chargé de la conformité et du respect des engagements, indépendance des décisions d'investissement. RTE est certifié par la Commission européenne en tant qu'*ITO*, cette certification ayant été confirmée le 11 janvier 2018 après le changement d'actionnariat.

La directive européenne 2019/944 du 5 juin 2019 (devant être transposée en droit national avant le 31 décembre 2020) confirme ces dispositions. Notamment les articles 43 à 45 définissent les règles applicables aux *ISO*, les articles 46 à 51 les règles applicables aux *ITO*, l'article 52 définit la désignation et la certification des gestionnaires de réseau de transport.

Le type de certification (*OU*, *ISO* ou *ITO*) est une décision nationale. Néanmoins les pays qui comptent plusieurs gestionnaires de réseau de transport peuvent avoir des certifications différentes, comme c'est le cas en Allemagne (2 *OU* et 2 *ITO*) et en Autriche (1 *OU* et 1 *ITO*).

Le statut *ITO* est contraignant pour la prise de participation dans des GRT non-*ITOs*. Les 27 pays de l'Union européenne ont majoritairement adopté le modèle *OU* qui est le modèle cible visé par l'Europe. Sur les 30 gestionnaires de réseau de transport des pays de l'Union européenne :

- 20 sont certifiés sur la base du respect de la séparation patrimoniale (*OU*) ;
- 2 sont certifiés en tant qu'*ISO* (non propriétaires de leur réseau qui appartient à l'État) : Transelectrica (Roumanie) et AS Augstsprieguma tīkls (Lettonie) ;
- 7 sont certifiés en tant qu'*ITO* (propriétaires de leur réseau avec un ou des producteurs parmi leurs actionnaires) : RTE (France), ESO (Bulgarie), HOPS (Croatie), MAVIR (Hongrie), TransnetBW et Amprion (Allemagne), APG (Autriche) ;

- Le gestionnaire de réseau de transport irlandais (Eirgrid) est certifié comme TSO à titre dérogatoire, sans qualification par rapport aux 3 modèles précités ;
- Malte n'a pas de réseau de transport d'électricité.

Tableau n° 19 : Comparaison entre les principaux GRT en Europe

Nom	Modèle	Pays	Effectifs	Chiffre d'affaires (M €)	Résultat net (M€)	Dette nette (M €)	EBITDA (M €)	Longueur du réseau (km)
RTE	ITO	France	9 314	4 856	681	9 361	2 182	105 961
Terna	OU	Italie	4 290	2 295	757	8 259	1 741	74 669
REE	OU	Espagne	2 056	2 007	718	6 026	1 582	44 372
ADMIE	OU	Grèce	1 590	53,9	53,7	-	53,4	11 303
Elia	OU	Belgique	1 051	2 319	254	5 523	930,2	8 781
Amprion	ITO	Allemagne	1 800	14 344	220,20	3 244,10		11 000
Transelectrica	ISO	Roumanie		496,23	21,52	-	84,22	8 834
AST	ISO	Lettonie	548	194	-	-	-	5 244

Source : Données synthétisées par la Cour, à partir d'éléments donnés par RTE

Annexe n° 2. Les rapports de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et indépendance (RCBCI)

D'une manière générale, le contrôle de la CRE, et par conséquent, l'appréciation qu'elle porte sur l'indépendance de RTE s'exerce au travers d'une pluralité de procédures qui vont :

- Du suivi permanent et approbation des accords et contrats conclus entre RTE et l'EVI et les sociétés qu'elle contrôle ;
- À l'envoi par RTE à la CRE de bilans annuels relatifs à la mise en œuvre de certains contrats, à la participation de RTE à des réunions avec des sociétés de l'EVI ou encore concernant les prestations effectuées sur son système d'information (SI) par des sociétés amenées à intervenir également sur les SI de l'EVI, et ce afin de vérifier leur engagement à respecter les obligations de confidentialité nécessaires (article L. 111-16) ;
- À l'analyse du respect des critères d'indépendance prévus par le code de l'énergie pour les membres du directoire et du conseil de surveillance de RTE, à chaque proposition de nomination.

Rapport RCBCI 2013-2014 - synthèse (p69) :

La certification de RTE par la CRE a été assortie de demandes et de recommandations visant à garantir l'application par le GRT des règles d'organisation et d'indépendance énoncées aux articles L. 111-11 et L. 111-13 à L. 111-39 du code de l'énergie. Depuis cette délibération, la CRE a surveillé le respect par RTE de ses obligations en matière d'indépendance vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée (EVI).

La CRE considère que l'indépendance de RTE vis-à-vis de sa maison-mère EDF s'est améliorée en 2013 et en 2014. RTE s'est conformé à la plupart des demandes formulées par la CRE dans le cadre de sa certification. Toutefois, la CRE appelle RTE à rester vigilant en 2015 afin de respecter les délais d'information de la CRE, nécessaires à la bonne mise en œuvre des procédures permettant au régulateur d'exercer un réel contrôle des relations entre le GRT et l'EVI à laquelle il appartient.

Concernant le respect du code de bonne conduite, RTE a tenu ses principaux engagements en 2013 et en 2014 en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des ICS.

Rapport RCBCI 2015-2016 - synthèse (p7) :

Depuis la délibération de certification de RTE, la CRE a surveillé le respect par RTE de ses obligations en matière d'indépendance vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée (EVI). La CRE considère que l'indépendance de RTE vis-à-vis de sa maison-mère EDF s'est améliorée en 2015 et en 2016. RTE s'est conformé à la plupart des demandes formulées par la CRE dans le cadre de sa certification.

La CRE constate que RTE fait les efforts permettant une amélioration sensible du respect de ses obligations au titre de la certification, en particulier depuis la réorganisation en place depuis le 1er décembre 2015. Toutefois, les difficultés accumulées concernant certains accords devant être soumis à l'approbation de la CRE, en particulier pendant les années 2014 et 2015, ne sont pas encore complètement résorbées.

Concernant le respect du code de bonne conduite, RTE a tenu ses principaux engagements en 2015 et en 2016 en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles (ICS).

Rapport RCBCI 2017-2018 - synthèse (p93) :

Depuis la délibération de certification de RTE en janvier 2012, la CRE a vérifié le respect par RTE de ses obligations en matière d'indépendance vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée au sens de l'article L. 111-10 du code de l'énergie. La CRE considère que, en 2017 et 2018, l'indépendance de RTE vis-à-vis de sa maison-mère EDF est satisfaisante.

Concernant le respect du code de bonne conduite, RTE a tenu ses principaux engagements en 2017 et 2018 en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles.

Rapport annuel 2019 du responsable de la conformité :

Un travail important a été accompli depuis 2012 par le personnel et le management de RTE tant pour la réalisation des engagements pris lors de la certification, qui avaient pour objectif de concrétiser l'indépendance de RTE vis-à-vis du groupe EDF, que pour la mise en œuvre du code de bonne conduite dans la vie quotidienne de l'entreprise.

Restrictions sur la détention d'actions EDF par les salariés

L'article L. 111-33 du code de l'énergie indique que « Les dirigeants [au sens du dernier alinéa de l'article L.111-30] et les autres salariés de la société gestionnaire du réseau de transport ne peuvent posséder aucun intérêt dans les autres sociétés composant l'entreprise verticalement intégrée [...], ni recevoir directement ou indirectement aucun avantage financier de la part de ces sociétés ». Cela signifie tout particulièrement que la détention d'actions d'EDF est prohibée.

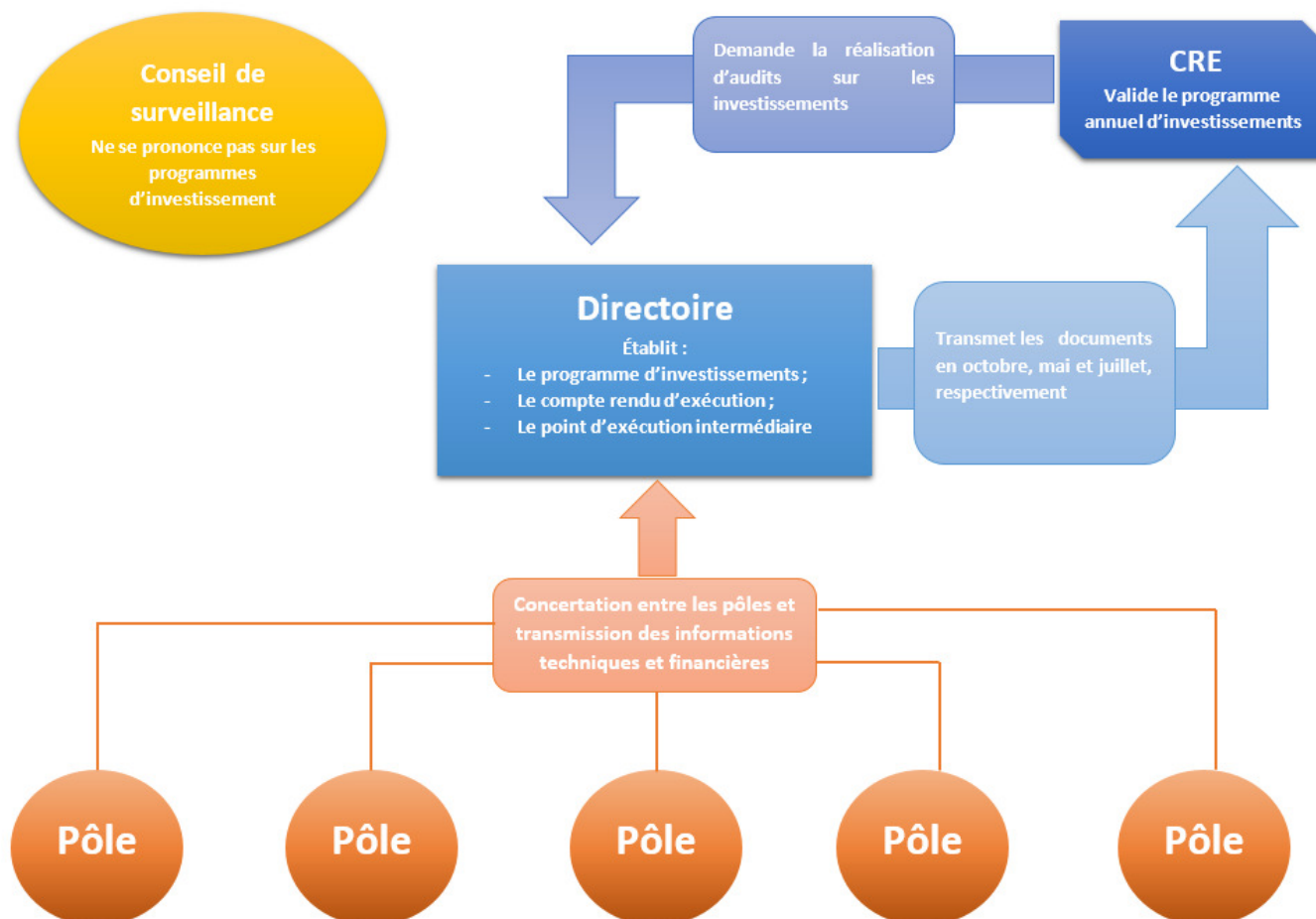
Une exception concerne les actions EDF acquises avant le 1er juin 2011 dans le cadre du dispositif collectif que constitue le PEG (plan d'épargne groupe), qui peuvent être conservées par les salariés autres que les dirigeants (paragraphe I de l'article 13 de l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie).

S'il ne peut contrôler le respect de cette obligation, l'employeur a néanmoins un devoir d'information de ses salariés sur les obligations qui pèsent sur eux, notamment, concrètement, concernant la détention d'actions.

Une action de communication interne a été menée en mai 2018, sous la forme d'une brève « Votre Info RH » adressée par courriel à l'ensemble des salariés, avec un lien vers des explications en ligne sur l'intranet de RTE. Cette page intranet a fait l'objet d'une dizaine de commentaires postés par des salariés, auxquels il a été répondu. La brève « Votre Info RH » a été transmise pour information à la CRE début juin 2018.

Par ailleurs, le déploiement en 2018 de l'outil de formation en ligne (e-learning) sur le code de bonne conduite permet également d'améliorer la connaissance des salariés de RTE quant aux obligations de l'article L. 111-33. Cette formation en ligne est à destination de tous les salariés de RTE, et notamment de tous les nouveaux arrivants.

Annexe n° 3. Le processus de décisions en matière d'investissements au sein des instances de gouvernance



Source : Cour des comptes, novembre 2020

Annexe n° 4. Le contrôle de RTE sur ses filiales

Créé le 3 juillet 2009, le Comité des filiales et participations (« CFP ») était, jusqu'à fin 2015, l'organe en charge du contrôle de RTE sur ses filiales. Ce comité avait notamment pour objet :

- De passer en revue les performances trimestrielles des filiales et participations (selon des indicateurs définis par la Direction Financière (« DF ») ;
- Se voir présenter, une fois par an le budget et les plans d'affaires des filiales (et des participations le cas échéant) ;
- D'engager les projets structurants de développement des filiales et la création de nouvelles filiales ;
- De décider de la politique de dividendes des filiales détenues à 100% ; et
- De constituer une instance de recours face à certaines difficultés.

Le CFP se réunissait de quatre à cinq fois par an et était composé des membres du COMEX (présidence assurée par le président du directoire) et du secrétariat du comité (assuré par la DF). Les prises de position et décisions donnaient lieu à un relevé de décision. Depuis 2016, le COMEX est l'instance qui examine les principaux actes touchant à la vie des filiales et participations (modification des statuts, de contrats significatifs, opérations sur le capital, achat ou cession d'actifs, politique de fixation des dividendes, revues stratégiques, suivi de l'activité) et vise les positions que RTE, en qualité d'actionnaire, adoptera dans les organes de gouvernance de ses filiales. La présidence de chacune des cinq filiales détenues par RTE est assurée par un membre du COMEX de RTE.

En 2016 également, la direction de RTE a mis en place un pôle diversification et valorisation, en charge en particulier, d'appuyer le développement des filiales à 100% de RTE. Ce pôle assurait, conjointement avec la direction finance et pour le compte du Comex, le suivi de l'activité de ces filiales. Chaque trimestre, la direction finance présente un suivi de la trajectoire budgétaire des filiales et une analyse des risques et des actions associées dans le tableau de bord du Comex. Le pôle D&V assurait également un rôle de contrepartie dans l'élaboration de leurs business plans : conseil dans le développement de leur activité, la recherche de nouvelles opportunités de développement, les partenariats avec des acteurs externes (industriels, distributeurs, gestionnaires de réseau, etc.) ou encore les investissements financiers.

Le pôle D&V a récemment été dissous et RTE réfléchit actuellement à une nouvelle organisation de ses relations avec ses filiales. Lors du séminaire stratégique du Conseil de Surveillance du 9 juillet 2019, a été proposée la création d'une holding, afin de regrouper au sein d'une même entité juridique l'ensemble des activités non régulées. Cette option n'a pas été retenue.

Chaque trimestre, la direction finance continue de présenter un suivi de la trajectoire budgétaire des filiales et une analyse des risques et des actions associées dans le tableau de bord du COMEX.

Annexe n° 5. Qualité de l'électricité

La qualité de l'électricité est le principal indicateur qui sert à mesurer la performance du service rendu par RTE à ses clients. Elle recouvre plusieurs notions :

- Le niveau de tension (nombre et durée des creux de tension);
- La continuité d'alimentation

La continuité de l'alimentation électrique se mesure par (1) le temps de coupure équivalent qui mesure l'ampleur des coupures (énergie non distribuée rapportée à la puissance annuelle livrée par RTE) et (2) la fréquence de coupure (nombre moyen de coupures fortuites dans l'année). On distingue les coupures brèves (entre une seconde et trois minutes) et les coupures longues (supérieures à trois minutes).

Ces deux indicateurs sont calculés avec ou sans les événements exceptionnels¹¹⁶.

Tableau n° 20 : Évolution du temps de coupure équivalent (2013-2019)

min et sec	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TCE	3'01"	2'46"	7'02"	2'54"	1'27"	2'59"	3'25"

Source : données RTE ; tableau Cour des comptes

Le TCE de 2019 correspond à une énergie non distribuée de 2 617 MWh.

Tableau n° 21 : Évolution de la fréquence de coupure

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Coupures longues	0,1	0,07	0,09	0,08	0,07	0,08	0,07
Coupures brèves	0,43	0,39	0,3	0,3	0,28	0,34	0,3
Total	0,53	0,46	0,39	0,38	0,35	0,42	0,37

Source : données RTE ; tableau Cour des comptes

Les performances de RTE sont globalement en amélioration sur la durée. Selon RTE, les coupures mesurées correspondent à des avaries de matériels (nombreuses défaillances de transformateurs en 2015 liées aux épisodes caniculaires), des événements climatiques d'ampleur mais aussi à des actes malveillants dans le cadre de mouvements sociaux.

¹¹⁶ Il s'agit (i) des destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; (ii) des dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers ; (iii) des catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; (iv) l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport ; (v) les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics ; et enfin (vi) les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle.

RTE s'engage contractuellement chaque année sur un niveau prévisionnel de continuité d'alimentation. En 2019, le taux de respect des engagements a atteint 96 % pour les industriels et 94 % pour les distributeurs.

En application de la délibération relative au TURPE 5, RTE est incité sur ces deux indicateurs. Sur le temps de coupure, l'objectif fixé est de 2,8 minutes par an). Le montant du bonus/malus est de 17 M€ par minute de coupure inférieure/supérieure à l'objectif de référence. S'agissant de la fréquence de coupure, l'objectif est de 0,43 coupure par an. Le montant du bonus/malus est de 109 M€ par nombre de coupures inférieur/supérieur à l'objectif fixé.

Par ailleurs, RTE doit effectuer une enquête de satisfaction auprès de ses clients au moins tous les deux ans. Le niveau de satisfaction globale de ses clients est passé de 83 en 2015 à 88 % en 2019. Il est toutefois plus faible pour les distributeurs (73 %).

Annexe n° 6. Place des effacements dans la gestion de l'équilibre offre-demande

L'effacement consiste, en cas de déséquilibre offre/demande d'électricité, à provisoirement réduire la consommation physique d'un site donné ([article L. 271-1](#) du code de l'énergie).

Le volume d'effacements disponibles est en forte augmentation (29,8 GWh selon le bilan électrique 2019) grâce à la mise en place de mécanismes de soutien, dans le cadre des objectifs fixés par la PPE, et au développement d'outils de marché leur permettant d'intervenir sur les marchés au même titre que les producteurs d'électricité.

Les appels d'offres effacement

La programmation pluriannuelle de l'énergie ([article L. 100-4 du code de l'énergie](#)) fixe à 6,5 GW d'ici 2028 le développement de capacités d'effacement en France.

Pour contribuer à cet objectif, RTE lance des appels d'offre permettant aux industriels directement raccordés au réseau de transport d'annoncer qu'il réduira sa consommation à un jour et à une heure donnés. La rémunération de l'effacement repose sur une prime forfaitaire et une part variable directement liée au volume d'électricité effectivement effacé.

Les offres retenues s'engagent à mettre à disposition leur capacité d'effacement pendant une période de disponibilité minimale sur le marché de l'électricité, par l'intermédiaire du [NEBEF](#) ou du mécanisme d'ajustement.

Les effacements et le marché de l'énergie (NEBEF)

Les sites de soutirage peuvent valoriser leurs effacements directement sur le marché de l'énergie. Le NEBEF (Notification d'échanges des blocs d'effacement) est un mécanisme de marché développé par RTE pour valoriser les effacements de consommation sur le marché. Il a été mis en place en 2014.

Le NEBEF permet traiter l'effacement comme la production. Les effacements offerts sur le NEBEF (par blocs de 100 MW) viennent en concurrence avec les volumes de production offerts. Les différents acteurs ont le choix pour garantir l'approvisionnement de leurs clients, soit de souscrire des contrats de capacité, soit des contrats d'effacement.

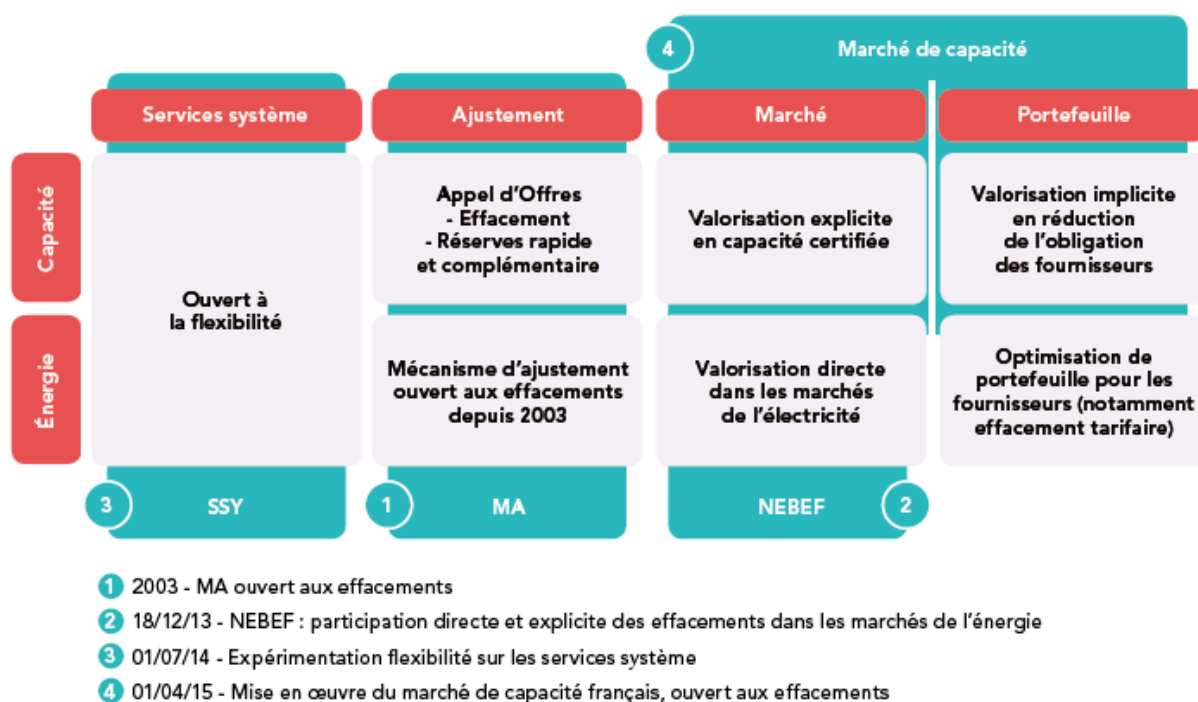
Les effacements et l'ajustement

Les différents mécanismes d'ajustement mis en place par RTE pour assurer l'équilibre entre l'offre et les demandes sont également ouverts à l'effacement.

Ainsi, les effacements peuvent être proposés pour la couverture des besoins des différentes réserves et du mécanisme d'ajustement.

Graphique n° 4 : Place des effacements de consommateurs dans les mécanismes de marché

Figure 15 – Place des effacements de consommation dans les mécanismes de marché



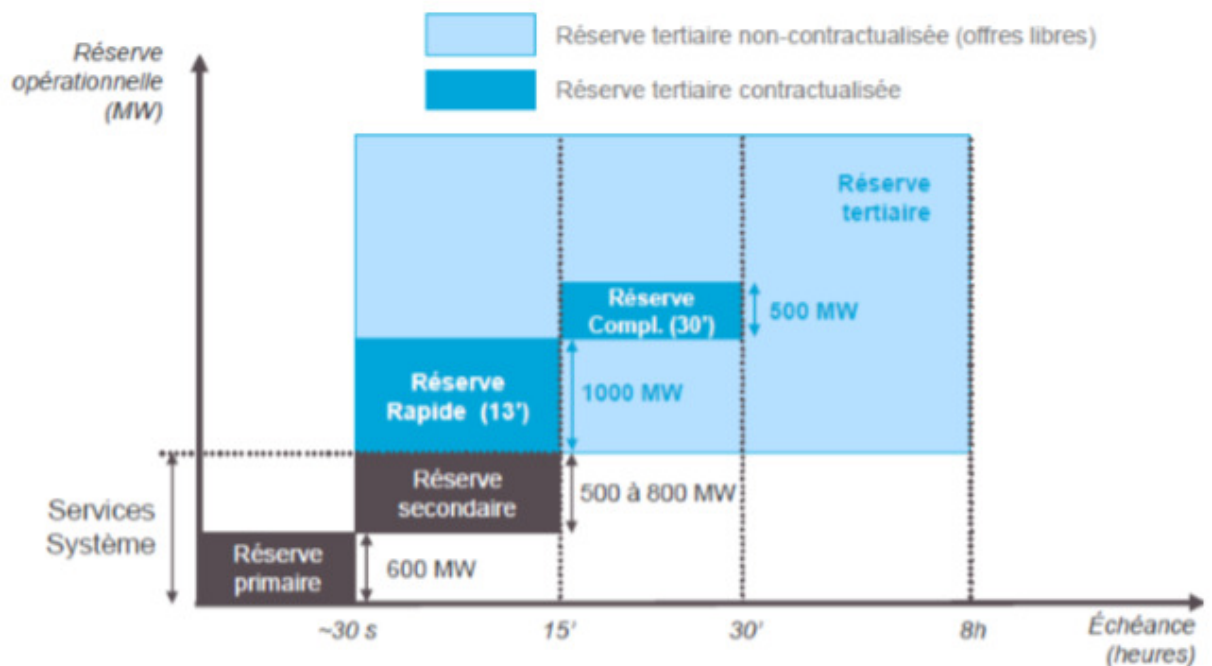
Source : RTE, feuille de route de l'équilibrage du système français d'électricité, juin 2016

En 2019, le volume moyen d'effacement offert sur le mécanisme d'ajustement était de 878 MW, soit 50 % des réserves rapides et complémentaires (contractualisées). Le bilan électrique 2019 souligne néanmoins que les volumes offerts ont essentiellement une valeur capacitaire et ne sont activés qu'en cas de fortes tensions sur le système électrique.

Annexe n° 7. Les mécanismes d'équilibrage

La régulation de l'équilibre du réseau par RTE repose sur deux outils principaux : les services systèmes (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). Ces services et mécanismes permettent de compenser, dans un sens ou dans l'autre, les variations de fréquence du réseau dans un certain laps de temps.

Graphique n° 5 : Caractéristiques de services système et du mécanisme d'ajustement



Source : RTE, feuille de route de l'équilibrage du système français d'électricité, juin 2016

Une partie de ces réserves est contractualisée en amont. Néanmoins, la part des offres contractualisées est assez faible, comparée aux autres pays européens. Le fait que les producteurs doivent mettre leur disponible sur le marché permet le caractère proactif des interventions de RTE mais cela nécessite en contrepartie une connaissance fine de l'état du marché et une capacité à réagir immédiatement au-delà de la mobilisation des réserves contractualisées.

Les services système

Il existe deux types de services système qui se distinguent par des temps différents de mise en œuvre : la réserve primaire dont le délai d'activation est inférieur à 30 secondes et la réserve secondaire dont le délai d'activation est inférieur à six minutes. Ces deux réserves sont activées automatiquement dès qu'un déséquilibre est détecté.

- *La réserve primaire* (ou FCR¹¹⁷, pour l'UE) : il s'agit donc de la première réserve activée en cas de déséquilibre détecté. Elle permet d'augmenter la puissance en moins de 30 secondes pour stopper la dérive de la fréquence. Elle concerne l'ensemble des producteurs européens interconnectés au réseau de transport.

Le dimensionnement de cette réserve est déterminé au niveau européen afin de pouvoir compenser la perte des deux plus gros groupes de production sur la zone continentale européenne, soit une puissance de 3 000 MW (équivalent des deux plus gros réacteurs nucléaires). La part de la France est de 527 MW en 2019.

Depuis le 1er janvier 2017, cette réserve est contractualisée par organisation d'appels d'offres communs à la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, les Pays-Bas, le Danemark et la Suisse. Les acteurs français obligés¹¹⁸ se doivent réglementairement de participer à ces appels d'offre, mais ils sont également ouverts à toute autre participation volontaire. Les appels d'offre hebdomadaires sont passés à des appels d'offre journaliser le 1^{er} juillet 2019 pour une puissance de 1 400 MW, soit la moitié de la réserve exigée pour l'Europe continentale. Les coûts sont couverts par le TURPE.

Seule la capacité de réserve fait l'objet d'un mécanisme de marché ; il n'y a pas en revanche de mise en concurrence des activations de la réserve.

Fin 2018, les effacements représentaient 20 % des capacités de la réserve primaire.

- *La réserve secondaire* (ou aFRR¹¹⁹, pour l'UE) : en cas d'insuffisance de la réserve primaire, il est fait appel à la réserve secondaire pour rétablir la fréquence à sa valeur de référence. Elle est activée automatiquement dans un délai maximum de 6min40s par le biais d'un signal envoyé à l'ensemble des moyens qui participent à cette réserve.

À la différence de la réserve primaire, elle est limitée à la France. Elle est dimensionnée entre 500 et 800 MW selon la plage horaire et la période de l'année. Tous les groupes de production de plus de 120 MW ont l'obligation de lui affecter une partie de leur puissance au prorata de la capacité constructive réglementaire de leurs installations de production. Elle est la plus coûteuse car son prix est régulé (prix forfaitaire de la capacité de 19 €/MW). Il n'y a pas aujourd'hui de mises en concurrence des activations en énergie. Ce ne sera plus le cas à partir de 2021.

Le mécanisme d'ajustement ou réserve tertiaire

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il est ouvert depuis sa création en 2004 aux contributions des acteurs des autres pays européens.

¹¹⁷ *Frequency containment reserve*

¹¹⁸ Nouvelles installations dont la capacité dépasse 40 MW et les anciennes installations dont la capacité dépasse 120 MW, qui sont connectées au réseau de transport

¹¹⁹ *Automatic frequency restoration reserve*

Cette réserve est pour partie composée d'offres contractualisées au travers d'appels d'offre annuels et pour partie d'offres libres faites par les acteurs.

- *Réserve tertiaire contractualisée* : Au sein de cette partie de la réserve tertiaire, deux types de réserves:

- *Réserve rapide (mFRR¹²⁰)* : activable à la hausse ou à la baisse, dimensionnée à 1 000 MW dont le temps de réaction est de 13 minutes maximum pendant deux heures (deux fois par jour).

- *Réserve complémentaire (RR¹²¹)* : activable à la hausse ou à la baisse, dimensionnée à 500 MW et mobilisable en moins de 30 minutes et pendant 1h30 (deux fois par jour).

La constitution de ces réserves repose sur des appels d'offres lancés par RTE, en vertu de l'article L. 321-11 du code de l'énergie. RTE active cette réserve en fonction des besoins en respectant une préséance dite technico-économique. En cas de sollicitation, les lauréats sont rémunérés pour l'énergie produite selon les conditions définie dans l'offre contractualisée avec RTE.

Au total (réserve rapide + réserve complémentaire), RTE peut mobiliser 1 500 MW de production ou d'effacement de consommation, permettant de faire face à la perte éventuelle du plus gros groupe de production en France.

- *Réserve tertiaire non contractualisée* : Il n'y a pas de dimensionnement *a priori* de cette réserve, elle est dépendante de ce que les acteurs offrent. Elle est activable à la hausse et à la baisse, selon un délai également variable. Y participent obligatoirement tous les producteurs raccordés au réseau de transport pour leur puissance non utilisée techniquement¹²². Peuvent s'ajouter à cela des participations volontaires de consommateurs, de productions raccordées au réseau public de distribution, ou d'acteurs étrangers.

Selon le bilan électrique 2019, le volume global d'ajustement était de 8,1 TWh en 2019, ce qui représente 1,7 % de la consommation annuelle brute. C'est l'hydraulique (suivie du nucléaire) qui réalise majoritairement les ajustements ; les ajustements en provenance de l'étranger représentent un tiers des volumes.

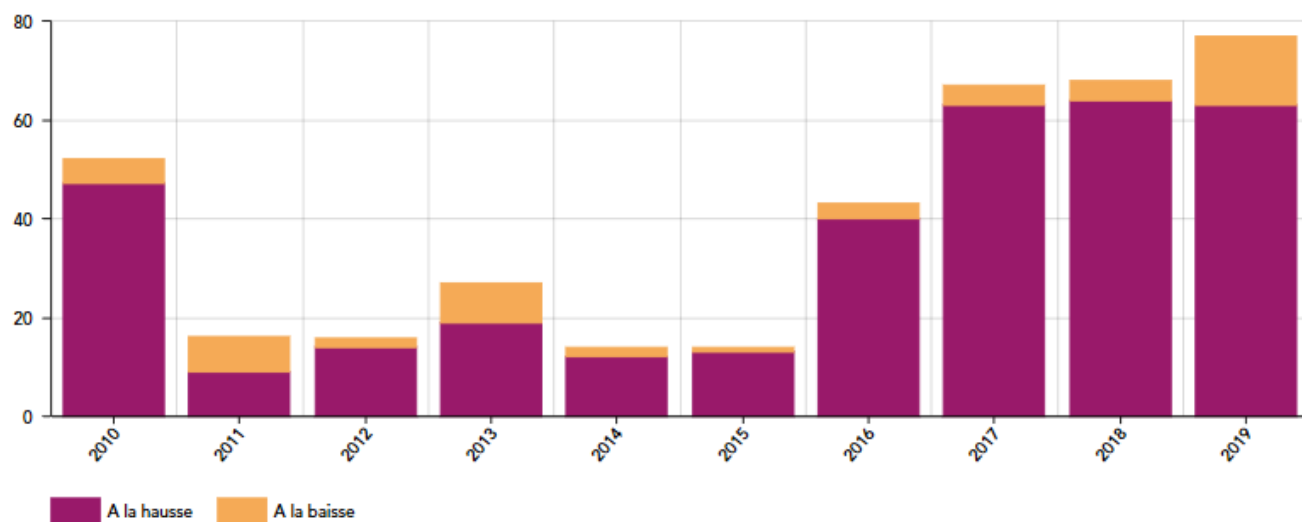
Le nombre de situations tendues à la hausse¹²³ (consommations/demande > production/offre) est de 63 demi-journées en 2019, dont 23 journées en décembre 2019 (impact des mouvements sociaux sur les parcs de production). Le nombre de situations tendues à la baisse augmente avec 14 demi-journées (congrés, week-ends et jours fériés notamment au printemps quand la production de solaire et d'éolien est importante en Europe).

¹²⁰ *Manual frequency restoration reserve*

¹²¹ *Replacement Reserve*

¹²² Cela permet aussi de contrôler que les acteurs ne font pas de rétention de capacité.

¹²³ Une situation est dite tendue quand RTE génère un ou plusieurs messages de manque d'offres.

Graphique n° 6 : Situations tendues de l'équilibre offre-demande (en nombre de demi-journées)

Source : bilan électrique 2019

Annexe n° 8. Le mécanisme de capacité

L'article 6 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré le mécanisme de capacité à partir du 1er janvier 2017. Les dispositions de l'article 6 sont codifiées aux articles [L. 335-1](#) à [L. 335-8](#) du code de l'énergie. Ces articles ont été modifiés par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Le décret n° 2012-1405 du 18 décembre 2012 a fixé les conditions d'application des dispositions législatives.

Le mécanisme de capacité complète le dispositif destiné à assurer la sécurité d'alimentation pendant les périodes de forte consommation. C'est un instrument de marché conçu et mis en œuvre par RTE permettant de rémunérer la disponibilité de moyens de production ou d'effacements de consommation, pendant ces périodes.

Il intervient sur des périodes temporelles très différentes de celles des mécanismes de marché et ne conduit pas nécessairement à des échanges physiques. Mais comme eux, la capacité intègre à la fois et de manière équivalente moyens de production et effacements.

Les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier par RTE leurs capacités en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. Les capacités de production peuvent être calculées sur la base de l'historique de réalisé ou de façon normative pour les énergies renouvelables: on considère que 1 % de la capacité disponible est produite par les parcs éoliens à la pointe.

Pour inciter les exploitants à fournir une évaluation précise de leurs capacités et améliorer la pertinence du signal prix, les modifications de disponibilité font l'objet d'une pénalité (règle modifiée en période Covid).

Les acteurs obligés, principalement les fournisseurs d'électricité, doivent de leur côté justifier qu'ils disposent des capacités de production ou d'effacement pour garantir la consommation de leurs clients en période de pointe. S'ils n'en disposent pas directement, ils doivent acheter des garanties de capacités. En sens inverse, si leurs capacités sont excédentaires, ils pourront les céder sur le marché. Les échanges sur le marché de capacité ont lieu de gré à gré et lors d'enchères organisées par EPEX Spot.

RTE assure le fonctionnement opérationnel du mécanisme (calcul de l'obligation, attribution des garanties de capacités, contrôle de disponibilité, calcul de la disponibilité effective, calcul des écarts des acteurs, calcul des frais et des pénalités, mise en place des registres permettant les échanges, reporting à la CRE...).

La mise en œuvre du dispositif a été difficile du fait du caractère inédit du mécanisme. Le marché de capacité est en effet resté longtemps un système exclusivement français¹²⁴. En novembre 2015, la Commission européenne a lancé une enquête sur le mécanisme de capacité

¹²⁴ Le règlement relatif au marché intérieur de l'électricité du 5 juin 2019 encadre pour la première fois la création et la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité.

français afin de vérifier notamment si ce dispositif devait être qualifié d'aide d'État. Elle estimait qu'un tel mécanisme était superflu, la liquidité du marché de l'énergie permet de satisfaire selon elle les objectifs de sécurité d'approvisionnement.

Elle a finalement autorisé le mécanisme par une décision du 8 novembre 2016 sous réserve d'ajustements (notamment la prise en compte explicite des capacités transfrontalières).

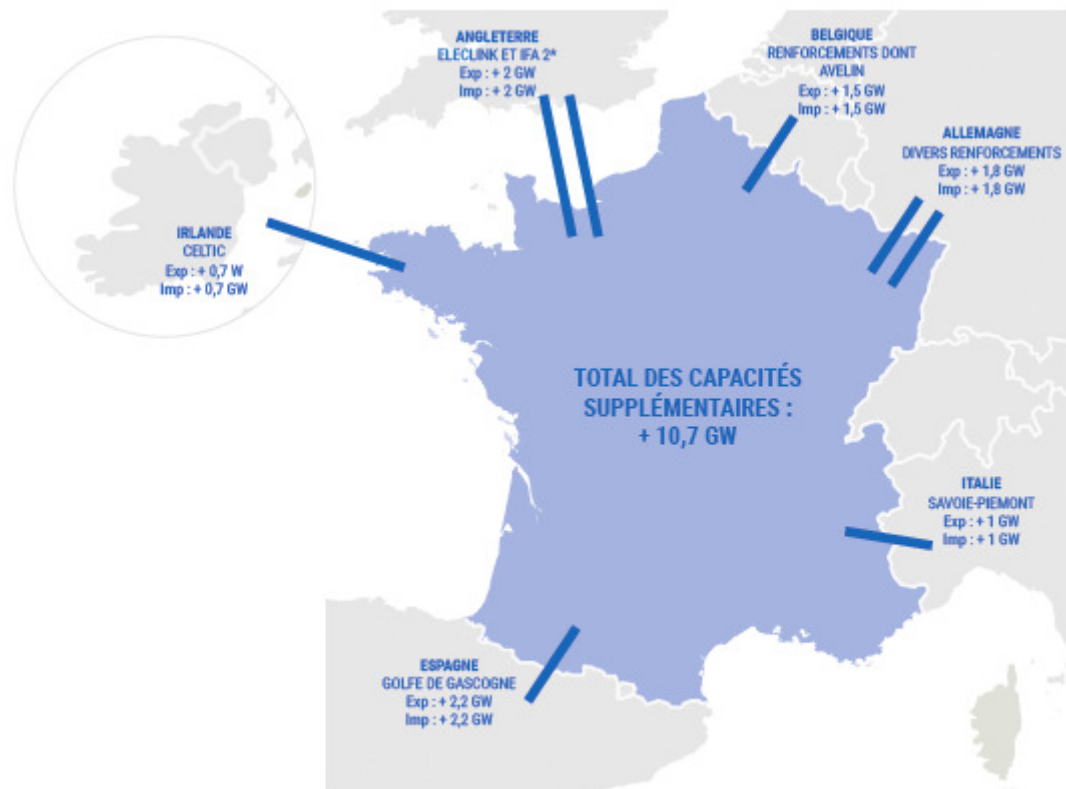
En effet, jusqu'en 2018, les capacités transfrontalières étaient prises en compte de manière implicite avec abaissement du niveau d'obligation des fournisseurs. À la demande de la Commission, les capacités de production ou d'effacement transfrontalières peuvent désormais participer de façon explicite sous réserve de l'existence d'interconnexions. Les capacités de production ou d'effacement étrangères interviennent directement sur le marché, ou par l'intermédiaire de RTE qui se charge de les vendre sur le marché.

Annexe n° 9. Les projets d'interconnexions du SDDR

La France et l'Espagne ont mis en service en 2015 une ligne entre Baixas (France) et Santa Llogaia (Espagne) composée de deux liaisons à courant continu de 1 GW (les deux pays sont historiquement reliés par des lignes à courant alternatif) et de stations de conversion. Le projet a permis de faire passer les capacités d'échange entre la France et l'Espagne à 2,8 GW.

D'autres projets sont en cours de réalisation ou décidés. Tous décident du statut de projet d'intérêt commun (PIC).

Carte n° 1 : Projets en construction ou décidés



* + 1 GW à l'import et à l'export par projet
Source : données RTE, TYNDP 2018, analyse CRE

Le chantier Savoie-Piémont (entre Chambéry et Turin) a débuté en 2015. Il consiste dans la construction de deux câbles à courant continu de 600 MW chacun. La liaison souterraine s'étend sur 190 km dont la moitié en Italie. La mise en service est prévue fin 2021 du fait d'importants retards. Le coût est de 1 Md€, partagé 50/50 entre la France et l'Italie.

Le projet Golfe de Gascogne de 2*1 GW a été validé par la CRE en 2017. Il fera passer les capacités d'échange entre la France et l'Espagne à 5 GW. Le projet bénéficie d'une subvention européenne de 578,49 M€. Le coût prévisionnel est de 1,8 Md€ dont 500 M€ pour RTE. Le 3^{ème} tiers est financé par l'Espagne. C'est un projet techniquement délicat avec des difficultés géologiques au niveau du gouf (canyon sous-marin) de Capbreton.

IFA2 est un projet d'interconnexion à courant continu de 1 GW de plus de 200 km porté par RTE et National Grid Interconnectors Limited qui reliera le poste de Tourbe (Caen) à celui de Chilling (Southampton). Il était prévu pour rentrer en service en 2020 pour un budget total d'environ 800 M€ cofinancé à parts égales. Une structure de pilotage commune a été mise en place fin 2016.

La Belgique et l'Allemagne sont essentiellement concernés par des renforcements afin d'augmenter la capacité d'échange avec ces pays.

Le projet d'interconnexion entre l'Irlande et la France (Celtic) porte sur une liaison électrique de 575 km pour une capacité de 700 MW. L'enjeu politique et économique de ce projet est fort, dans le contexte du Brexit. Les deux régulateurs français et irlandais, tout en soulignant l'intérêt du projet, avait cependant émis des doutes sur sa rentabilité et avait conditionné leur accord à l'octroi d'une subvention européenne importante. Une subvention de 530,7 M€, proche de la somme demandée par les régulateurs, a été accordée le 2 octobre 2019, par la Commission européenne. La CRE a donné son feu vert au projet. Le reste du budget de 930 M€ est porté à 65 % par le GRT irlandais et à 35 % par RTE.

Tableau n° 22 : Projets d'interconnexions prévus par le SDDR (priorisation)

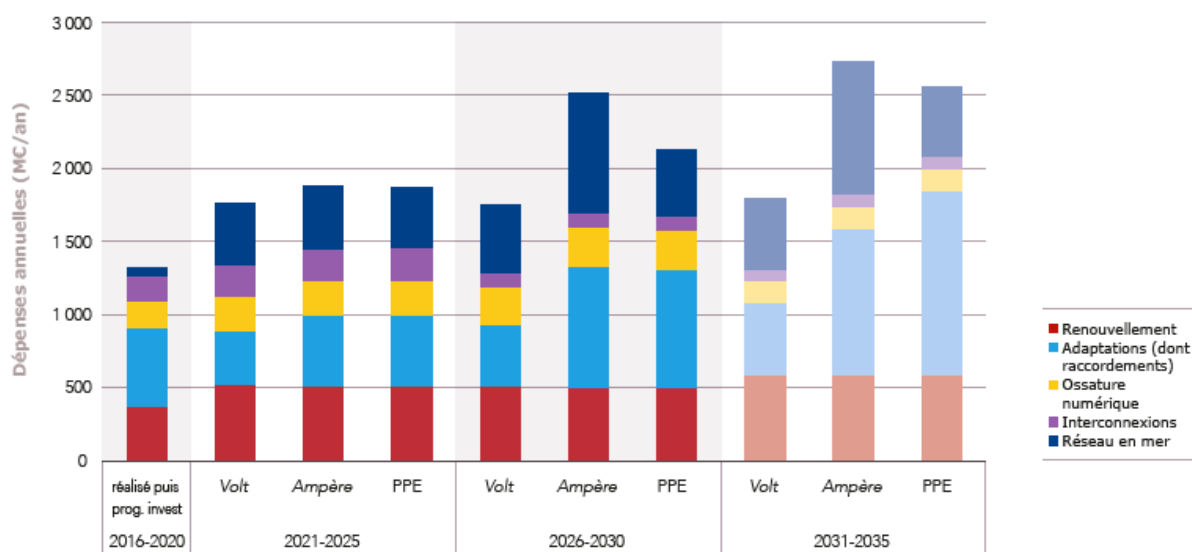
Frontière	Interconnexion	Contexte	Paquet	Action de RTE
Royaume-Uni	IFA2	» En construction	Paquet 0	✓ Finaliser la construction
	ElecLink	» En construction	Paquet 0	✓ Accompagner la finalisation de la construction
	FAB	» Projets affectés par les incertitudes autour du Brexit » Rentabilité d'un à deux projets à confirmer en particulier dans le TYNDP et rentabilité <i>a priori</i> absente pour le 3 ^e projet	2 interconnexions sur 3 dans le paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
	GridLink Interconnector			
	Aquind Interconnector			
Irlande	Celtic Interconnector	» Projet conditionné à l'octroi d'une subvention européenne » Rentabilité du bilan dépendant de l'évolution du paysage énergétique en Irlande	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Espagne	Golfe de Gascogne	» Projet rentable » Projet validé par les régulateurs en 2017 » Subvention européenne accordée en 2018 » Projet présentant un défi technologique majeur	Paquet 1 « sans regret »	✓ Projet engagé – enclencher la construction sur la base du tracé actualisé
	Projets transpyrénéens	» Projets exploratoires » Nécessité de renforcer préalablement les réseaux internes français et espagnols » Acceptabilité incertaine	Les analyses techniques ne permettent pas encore de statuer	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Belgique	Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta	» Projet rentable » Début des travaux en 2019	Paquet 1 « sans regret »	✓ Projet engagé – assurer la réussite du projet
	TD Aubange	» Projet rentable » Début des travaux en 2019	Paquet 1 « sans regret »	NA (projet sur réseau interne belge)
	Lonny-Achène-Gramme	» Rentabilité incertaine dans le TYNDP » Consistance du projet à clarifier	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Allemagne	Vigy-Uchtelfangen	» Projets rentables	Paquet 1 « sans regret »	✓ Engager et réussir le projet
	Muhlbach-Eichstetten		Paquet 1 « sans regret »	✓ Engager et réussir le projet
Suisse	Renforcement France-Suisse	» Projet en pause suite à l'absence de rentabilité depuis le TYNDP 2016	Paquet 2 « sous conditions »	✓ Lever les incertitudes et confirmer la rentabilité
Italie	Savoie-Piémont	» En construction	Paquet 0	✓ Finaliser la construction

Source : SDDR 2019

Annexe n° 10. Trajectoires d'investissement (SDDR)

Les trajectoires de dépenses varient selon les scénarios. Elles restent assez proches à court terme (2021-2025). À partir de 2026, les scénarios PPE et Ampère connaissent une forte augmentation des dépenses d'investissement bien au-delà de 2 Md€ par an, voire 2,5Md € après 2030, du fait du développement de l'éolien en mer puis des adaptations au réseau rendues nécessaires par la poursuite de l'essor des EnR. Volt reste sur une trajectoire stable autour de 1,8 Md€ par an.

Graphique n° 7 : Trajectoire globale de dépenses (SDDR)



Source : SDDR 2019

Le SDDR propose quelques comparaisons avec certains pays européens tout en soulignant la difficulté de proposer des comparaisons pertinentes en référence des différences dans l'évolution du mix énergétique.

Le plan le plus ambitieux est sans conteste celui de l'Allemagne (81 Md€ sur les dix prochaines années) destiné à développer un réseau mal adapté à l'évolution du mix énergétique.

Tableau n° 23 : Trajectoire prévisionnelles d'investissement de quelques pays européens

	Production du pays* (TWh)	Investissements actuels** M€/an	Plans d'investissement sur la période	Domaines de tension couverts
Allemagne	598	/	81 Md€ environ sur 2020-2030	110-380 kV
France	542	1 492	20 Md€ sur 2021-2030 33 Md€ sur 2021-2035	63-400 kV
Belgique	78	486	5 Md€ sur 2021-2030	110-380 kV
Italie	281	1 091	6,2 Md€ sur 2019-2023	150-380 kV
Grande-Bretagne	294	1 862	12,4 Md€ sur 2021-2026	132-400 kV
Espagne	263	881	1 Md€ en 2020 plan 2021-2025 en concertation	66-400 kV

* données de la plateforme Power Statistics de l'ENTSO-E de Juillet 2017 à Juin 2018

** issus des rapports annuels de chaque gestionnaire de réseau

Source : SDDR 2019

Annexe n° 11. Compte de résultat 2019 simplifié (normes IFRS)**Tableau n° 24 : Compte de résultat 2013-2019**

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019/2013
Chiffre d'affaires	4 702	4 461	4 593	4 446	4 648	4 817	4 856	3%
EBITDA	1 788	1 687	1 913	1 711	1 796	2 059	2 182	22%
EBIT	1 120	959	1 206	912	941	1 174	1 247	11%
Résultat financier	304,9	-308,1	-423,9	-295	-233	- 237	- 216	-171%
Résultat net	493,7	378,8	215,4	403	372,4	604	681	38%

Source : comptes consolidés

La différence entre le résultat net de RTE SA en norme française et le résultat net en IFRS vient essentiellement des différences de règles entre normes françaises et normes IFRS, et plus marginalement du résultat des filiales.

Tableau n° 25 : Résultat filiales 2019

(en milliers d'euros)	Capital	Capitaux propres	Q.P. détenue	Divid. Encaiss	Val. Brute Titres	Val. Nette Titres	Prêts, avances, Cautions	Chiffre d'affaires	Résultat
FILIALES (plus de 50%)									
ARTERIA	650	12 558	100%	300	650	650	-	12 270	1 688
RTE International	2 000	2 859	100%	40	2 000	2 000	2 000	9 135	199
AIRTELIS	10 000	17 054	100%	-	10 000	10 000	12 240	18 231	1 077
RTE IMMO	763	6 928	100%	-	6 865	6 865	-	0	-73
CIRTEUS	2 575	6 673	100%	300	2 575	2 575	500	14 614	1 126
PARTICIPATIONS (inférieures ou égales à 50%)									
HGRT	52 119	91 658	34%	3 570	20 854	20 854	-	0	10 669
IFA 2	500	465	50%	-	250	250	-	371 677	5
INELFE	2 000	16 639	50%	-	1 000	1 000	-	11 606	281
CELTIC INTERCONNECTOR	100	100	50%	-	50	50	-	-	-75
CORESO (1)	NC	NC	16%	-	NC	NC	-	NC	NC
DECLARANET	NC	NC	12%	NC	NC	NC	NC	NC	NC
JAO	NC	NC	5%	NC	NC	NC	-	NC	NC

NC : information non communiquée

(1) Données provisoires

Source : RTE

Les filiales détenues à 100 % interviennent hors du cadre des missions de service public. Ce sont les suivantes :

- **Arteria** est chargée de la valorisation des fibres optiques installées sur les lignes de RTE, auprès des opérateurs de télécommunications ou des collectivités.
- **RTE international** a été créée en 2006 et commercialise, à l'étranger, des prestations d'ingénierie, de formation et de conseil dans les domaines d'activité d'un gestionnaire de réseau de transport d'électricité.
- **Airtelis**, créée en 2011, vend des prestations aéroportées pour valoriser l'usage des hélicoptères, gros porteurs et petits appareils détenus par RTE. Ce sont essentiellement des prestations de conseil et de transfert de savoir-faire (sur les travaux héliportés et sous tension notamment).
- **RTE immobilier** vise à valoriser le patrimoine immobilier avant cession. Elle a pour objet la réalisation d'opérations immobilières, d'acquisitions, de gestion d'actifs, de cessions, de réalisation de travaux et de prestations de conseils sur des actifs détenus en propre ou par RTE. Elle est en sommeil depuis 2018.
- **CIRTEUS**, créée en avril 2014, offre des prestations de service, d'études et de conseils relevant du domaine concurrentiel dans les domaines de la maintenance, de l'exploitation et du développement des réseaux électriques à haute et très haute tension.

Le chiffre d'affaires des filiales intervenant dans le secteur concurrentiel a atteint 54 M€ en 2019. Il a plus que doublé depuis 2012 (24 M€) mais ne représente que 1 % du chiffre d'affaires de l'entreprise. Leur résultat est à peine supérieur à 4 M€ en 2019 (5 M€ en 2012). Les dividendes versés à RTE ont représenté 0,34 M€.

Les autres filiales de RTE interviennent dans le cœur de métier régulé de RTE. Elles portent d'abord les actions de coopération, dans le domaine des interconnexions et sont détenues à 50/50 avec le partenaire international (Espagne pour INELFE, Grande-Bretagne pour IFA2, Irlande pour Celtic Interconnector).

Par ailleurs, RTE détient :

- 34 % de HGRT, société holding de la bourse européenne de l'électricité EPEX Spot ;
- 15,84 % de Coreso (coordination de l'exploitation des réseaux électriques) ;
- 12 % de Declaranet (coordination des travaux menés sur l'espace public) ;
- 5 % de JAO (mise en œuvre des enchères de capacités sur les différentes interconnexion)

Annexe n° 12. Évolution des dépenses d'investissement (2013-2019)

Les dépenses brutes d'investissement sont restées stables sur la période (+ 0,7 %).

Tableau n° 26 : Évolution des investissements 2013-2019

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Cumulé
Grand Transport - Développement	358	292	357	209	188	286	357	2 048
<i>Dont interconnexions</i>	<i>134</i>	<i>64</i>	<i>101</i>	<i>84</i>	<i>113</i>	<i>212</i>	<i>277</i>	<i>983</i>
Grand Transport - Renouvellement	92	55	47	50	61	59	69	432
Réseaux régionaux - Développement	524	511	496	635	532	408	338	3 443
Réseaux régionaux - Renouvellement	342	382	334	387	382	449	450	2 725
Systèmes d'information	89	87	105	133	144	155	161	875
Logistique	39	43	60	104	83	90	81	499
Total investissements bruts	1 446	1 374	1 402	1 519	1 393	1 448	1 456	10 036
<i>Écart/montant autorisé (CRE)</i>	<i>6</i>	<i>- 39</i>	<i>- 96</i>	<i>- 30</i>	<i>- 133</i>	<i>- 45</i>	<i>- 185</i>	<i>- 522</i>

Source : données RTE ; tableau Cour des comptes

Les dépenses consacrées au réseau constituent toujours la très grande majorité des dépenses totales. Néanmoins, leur part est légèrement en diminution du fait de l'augmentation des dépenses consacrées aux systèmes d'information. Les dépenses d'interconnexion ont doublé sur la période, avec des variations importantes selon les années. Elles représentent, en 2019, 19 % des dépenses totales.

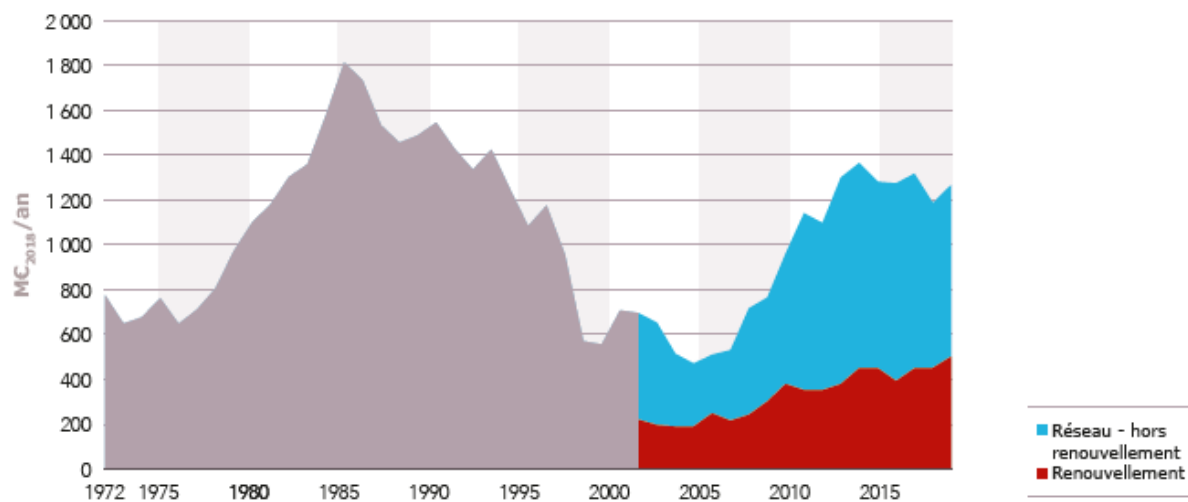
Les dépenses d'investissement ont été, sur la période, presque toujours inférieures au montant autorisé par la CRE (- 522 M€ en cumulé sur la période). Ce décalage est dû au retard dans le démarrage ou l'avancement des projets (éolien en mer, interconnexions Savoie-Piémont et IFA 2).

RTE a déménagé en 2018 dans un immeuble à la Défense (immeuble Window). Ce déménagement a permis de regrouper plus de 2000 postes de travail sur un site unique. Les salariés étaient précédemment répartis sur quatre sites à Puteaux, Courbevoie et Versailles. L'opération a pris la forme d'un bail en l'état futur d'achèvement (BEFA) de 12 ans ferme avec un loyer annuel de 27 M€. Le bailleur a accordé une franchise de loyer de 25 M€ et a réalisé des travaux d'aménagement de base pour 20 M€.

Dans le cadre de cette opération, les dépenses d'investissement payées par RTE ont représenté 12 M€ (pour le mobilier et les équipements bureautiques essentiellement). Les dépenses ordinaires se sont élevées à 17 M€.

Les dépenses totales d'investissement ont atteint plus du 10 Md€ sur la période, soit 1 473 M€ par an en moyenne. De tels niveaux ne sont pas inédits. Le développement du nucléaire avait conduit à une croissance importante des dépenses d'investissement entre 1978 et 1987, avec un pic en 1985 à 1,8 Md€₂₀₁₈ du fait notamment de la création de 8 000 km de lignes à très haute tension.

Graphique n° 8 : Historique des dépenses d'investissement consacrées au réseau (hors SI et immobilier)



Source : SDDR 2019

Annexe n° 13. Évolution des provisions pour avantages du personnel

Les provisions pour avantages du personnel résultent des avantages particuliers dont bénéficient les salariés statutaires de la branche des IEG. Le montant des provisions est actualisé chaque année.

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi représentent 85 % du montant total des provisions pour avantages du personnel.

Tableau n° 27 : Évolution des provisions pour avantages du personnel

M€	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Avantages à long terme	110	124	123	130	128	126	142
Avantages postérieurs à l'emploi	526	519	567	640	709	770	817
<i>Dont retraite</i>	260	282	308	336	362	384	390
<i>Dont avantage en nature énergie</i>	140	159	184	227	266	301	335
Total provisions pour avantages du personnel	636	644	690	770	837	896	959

Source : Comptes sociaux

Les engagements résultant du régime de retraite spécial des IEG permettent de servir les prestations non couvertes par le régime de droit commun et notamment les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 (les droits passés étant financés par la Contribution tarifaire d'acheminement)¹²⁵.

L'avantage en nature énergie qui permet aux salariés statutaires de bénéficier d'un tarif réduit pour leur consommation d'électricité et de gaz est également ouvert aux inactifs ayant au moins 15 ans de service. Il fait donc l'objet de provisions à ce titre.

¹²⁵ [Cour des comptes](#), *Les régimes spéciaux de retraite de la RATP, de la SNCF et des industriels électriques et gazières*, juin 2019, 141 pages.

Annexe n° 14. L'augmentation tarifaire de 2017

Globalement, le TURPE HTB a augmenté en moyenne de 6,76 % au 1^{er} août 2017 et a évolué ensuite selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits, ci-après CRCP).

La grille tarifaire de RTE applicable au 1^{er} août 2017 est définie dans la délibération précitée. Elle correspond à une hausse moyenne de 6,76 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur. L'évolution de la grille tarifaire de RTE, au 1^{er} août de chaque année, à compter du 1^{er} août 2018, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante : $ZN = IPCN + KN$ Avec : • ZN : variation de la grille tarifaire au 1^{er} août, exprimée en pourcentage ; • IPCN : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 641194) ; • KN : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP.

Le terme KN ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse moyenne de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle moyenne de la grille tarifaire du « TURPE 5 HTB » sera donc comprise entre (IPC - 2 %) et (IPC + 2 %).

La différence constatée entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente décision et l'inflation réelle est prise en compte au travers du CRCP.

La hausse tarifaire retenue pour 2017 résulte de divers facteurs, dont plusieurs sont exogènes à RTE :

- Une quasi-stabilité des charges de capital liée à la baisse du taux de rémunération, compensée par l'augmentation de la BAR (+ 11 % environ au cours de la période du TURPE 5 HTB) du fait de la poursuite du programme d'investissements ambitieux initié par RTE depuis la période du TURPE 4 HTB pour accompagner la transition énergétique ;
- Une hausse des charges nettes d'exploitation de 5,7 % (dont + 2,7 % hors interruptible) entre le réalisé 2015 et les charges prévisionnelles couvertes par le tarif en 2017 permettant à RTE de s'adapter à la transition énergétique et à la transformation numérique (mise à disposition des données, développement des réseaux intelligents ou adaptation des réseaux au développement des installations de production décentralisée). Cette hausse des charges d'exploitation est en partie compensée par la fin du programme de sécurisation mécanique à la fin de l'année 2017 ;
- La prise en compte du manque à gagner lié au dispositif d'abattement de factures introduit par l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie ;
- La fin du sous-calage du TURPE 4 HTB lié à l'apurement des comptes de régulation (CRCP et CRFI) de la période du TURPE 2 et 3 ;
- Une baisse des soutirages sur le réseau public de transport (ci-après RPT) ;

- L'intégration des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ainsi que des coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la préséance économique pour reconstituer les marges (+ 1,2 %). Cette hausse est globalement neutre en termes de coûts du système électrique puisque cela se traduira par une baisse équivalente des coûts supportés par les fournisseurs.

Annexe n° 15. Analyse de la demande de rémunération du capital de RTE par le TURPE 6

La CRE a mandaté un cabinet (Oxera) pour analyser les demandes faites par RTE s'agissant de la rémunération de son capital dans le cadre du TURPE 6. Un rapport a été remis à la CRE en juillet 2020. Les principaux apports de ce document sont les suivants :

Le rapport rappelle que la rémunération du capital de RTE se fait au moyen du coût moyen pondéré du capital (« CMPC »), lui-même calculé en recourant au MEDAF standard et à la formule de Modigliani-Miller. Pour estimer le coût de la dette, le cabinet a évalué le taux sans risque nominal au moyen des rendements des obligations d'État françaises d'une part, et la prime de dette au moyen des obligations émises par RTE d'autre part. Le coût de la dette est ensuite calculé comme la somme du taux sans risque nominal estimé et la prime de dette obtenue. À partir des fourchettes obtenues pour le taux sans risque nominal et la prime de dette, le cabinet calcule le coût de la dette comme la somme de ces deux paramètres et obtenons la fourchette.

Pour estimer le coût des capitaux propres de l'opérateur au moyen du MEDAF, il est nécessaire de formuler une estimation du bêta des capitaux propres de cet opérateur. Le bêta des capitaux propres mesure la volatilité du rendement de l'entreprise par rapport au rendement du marché. C'est donc une mesure du risque de l'entreprise par rapport au marché. Ce risque peut être décomposé en une composante liée à l'activité économique de l'entreprise, qui est mesurée par le bêta de l'actif, et une composante liée à la structure financière de l'entreprise. En général, le bêta des capitaux propres d'une entreprise peut être estimé statistiquement en procédant à une régression du rendement des actions de l'entreprise sur le rendement du portefeuille de marché. D'après le MEDAF, le bêta des capitaux propres de l'entreprise est alors le coefficient de régression associé au rendement du portefeuille de marché.

RTE n'étant pas cotée, le bêta des capitaux propres de l'opérateur n'est pas directement observable sur le marché. Dès lors, il est nécessaire de l'estimer en recourant à une approche indirecte en plusieurs étapes, qui repose sur une estimation du bêta de l'actif de l'opérateur :

- tout d'abord, il s'agit de sélectionner un échantillon d'entreprises comparables à RTE, dont les actions sont cotées, ce qui permet d'estimer le bêta des capitaux propres de ces dernières à partir des observations de marché ;
- dans la mesure où l'on suppose que les entreprises considérées sont comparables à l'opérateur, il est supposé que le bêta de l'actif de RTE devrait être similaire à celui de ces entreprises.

La fourchette proposée par le cabinet mandaté par RTE (Frontier) considère, quant à elle, implicitement que RTE est un opérateur faisant face à des risques opérationnels bien plus élevés que ceux auxquels les opérateurs comparables font face. En effet, la borne basse de la fourchette proposée par Frontier se situe dans la moyenne des bêtas des opérateurs comparables, tandis que la borne haute est à peu près égale au maximum des bêtas des opérateurs comparables. Cela revient à dire que les Audits de la demande de rémunération du capital de RTE pour le TURPE 6, risques auxquels RTE est exposé, sont a minima plus importants que ceux auxquels fait face un opérateur comparable moyen, voire que l'activité de RTE est aussi risquée que la plus risquée des activités des opérateurs comparables. Pour les raisons que nous évoquons dans notre analyse des risques, nous considérons que ce n'est pas le cas, et nous recommandons donc de ne pas positionner la fourchette des bêtas de l'actif dans la moitié haute des bêtas des opérateurs comparables.

Le cabinet mandaté par RTE a, pour sa part, fourni, pour le compte de RTE, une liste de risques dont il faudrait tenir compte lors de la détermination du CMPC pour la prochaine période tarifaire. En effet, ce cabinet justifie sa proposition d'une fourchette élevée du bêta de l'actif pour RTE en se reposant sur cette analyse des risques, en expliquant d'une part que les risques auxquels fait face l'opérateur ont augmenté depuis la dernière période tarifaire et d'autre part que ces risques sont plus importants que ceux affectant les opérateurs comparables. La présente section s'attache à évaluer certains des risques mentionnés par Frontier, en se concentrant sur ceux qui nous paraissent être les plus significatifs pour l'opérateur.

Il faut noter que pour justifier une prise en compte dans le bêta de l'actif, un risque doit satisfaire trois conditions cumulatives : il doit revêtir un caractère systémique, constituer un risque résiduel (c'est-à-dire après prise en compte de la protection offerte par le cadre de régulation) conséquent et être comparativement moins couvert par le cadre français qu'il ne l'est par les régimes de régulation applicables aux opérateurs régulés comparables.

Le cadre de régulation actuel couvre les risques des opérateurs de façon substantielle, notamment via le Compte de Régularisation des Charges et Produits (CRCP). Ainsi, d'après la consultation du 14 février, 94 % des revenus et 58 % des coûts de RTE étaient couverts par le CRCP au cours de TURPE 5. Il en va ainsi, par exemple, des charges liées aux pertes, couvertes dans une certaine mesure tant pour l'effet prix que pour l'effet volume, ou encore les charges liées à la mise en œuvre du dispositif d'interruptibilité. En outre, ce sont les postes de charges présentant le plus de risques pour les opérateurs, car les moins prévisibles et maîtrisables, qui sont couverts au CRCP.

L'opérateur français est, du point de vue du cabinet mandaté par la CRE, mieux couvert par le cadre de régulation que les opérateurs comparables le sont par le cadre de régulation qui leur est applicable et ce pour un certain nombre de risques. En outre, pour certains de ces risques, l'opérateur français est moins exposé que les opérateurs comparables. Il en va ainsi, par exemple, des coûts des congestions internationales et des revenus d'interconnexions, qui sont entièrement couverts par le CRCP.

Le caractère particulièrement protecteur du cadre de régulation français par rapport à celui d'autres juridictions est mentionné par Standard & Poor's dans son rapport de mai 2020 sur la notation de RTE, qui compare favorablement le régime français à celui applicable dans d'autres pays, comme l'Espagne. L'agence de notation indique dans ce même rapport qu'en pratique, elle autorise de ce fait un levier d'endettement plus élevé pour RTE que pour les opérateurs comparables. Cela se reflète dans la notation de RTE, meilleure que celle des opérateurs comparables comme National Grid, Red Electrica, Terna ou Elia.

Ainsi, les risques auxquels fait face RTE sont, dans l'ensemble, bien couverts par le cadre de régulation français, si bien que le risque résiduel est relativement réduit, notamment par rapport aux opérateurs comparables, ce qui justifie de constituer la fourchette à partir des bêtas moyens de ces opérateurs. En revanche, l'ampleur du programme d'investissements de RTE et ses conséquences, multiformes, pourraient potentiellement constituer un risque supplémentaire pour l'opérateur dans les périodes tarifaires à venir. Par ailleurs, si la CRE choisit effectivement d'inciter plus fortement RTE lors de la période tarifaire TURPE 6 par rapport à la période TURPE 5, comme le suggère RTE dans ses commentaires, il pourrait être justifié de prendre en compte cela dans le bêta dans la mesure où le risque résiduel évoluerait à la hausse. La teneur exacte de l'évolution du risque résiduel de l'opérateur dépend de décisions qui seront prises par la CRE lors de la mise en place du TURPE 6. Cette évolution devra s'apprécier tant au regard des risques à la hausse (élargissement du périmètre de l'incitation

applicable aux investissements dans les réseaux) que des risques à la baisse (moindre risque relatif au raccordement des éoliennes en mer, ou bien changement de la régulation incitative des coûts de congestion

On peut noter que le levier d'endettement est utilisé à deux reprises dans la formule du CMPC dont le coût du capital est estimé à partir du MEDAF : d'abord pour réendetter le bêta de l'actif déterminé d'après les méthodes exposées dans la section 4, et ensuite pour appliquer les pondérations du coût des capitaux propres et du coût de la dette dans la formule du CMPC. Dans le contexte de la régulation, il est possible de choisir entre deux approches pour fixer le niveau du levier d'endettement:

- soit le régulateur utilise le levier d'endettement réel de l'opérateur ;
- soit le régulateur utilise un levier d'endettement « normatif », reflétant le niveau optimal ou raisonnable d'endettement pour l'opérateur.

L'estimation faite par le cabinet Oxera du CMPC nominal avant impôts pour RTE pour la période tarifaire TURPE 6 est située entre 3,87 % et 5,06 %. Cette fourchette est située en-dessous de celle proposée par le cabinet Frontier, et le CMPC demandé par RTE se situe au-dessus de notre borne haute. Enfin, la fourchette retenue représente une baisse significative du CMPC de RTE par rapport à la période tarifaire TURPE 5 (au minimum de 1 point de pourcentage).

Ces estimations sont réalisées à partir des données de marché observées en omettant la période de crise économique causée par l'épidémie de Covid-19 et les mesures mises en place pour s'en prémunir. *« A titre indicatif, nous avons fourni des estimations intégrant les observations faites pendant la période de crise, mais nous considérons que celles-ci ne peuvent pas être valablement utilisées pour fixer le niveau de rémunération du capital de RTE pour le TURPE 6. En effet, nous n'avons pas encore un recul suffisant pour apprécier les conséquences à long terme de cette crise, et donc pour prendre en compte ses effets sur le niveau des paramètres du CMPC. Nous pensons donc qu'il serait judicieux de procéder à de nouvelles estimations dans quelques mois, avant de fixer le niveau définitif des paramètres du CMPC de RTE pour le TURPE 6. »*

D'après ce qui a été indiqué par la CRE, tant le fonctionnement que le périmètre du CRCP devraient rester globalement identiques pour le TURPE 6.

On note que dans sa délibération de décembre 2020, déjà citée dans le présent rapport, le taux de CMPC finalement retenu par la CRE est de 4,6%.

Tableau n° 28 : Répartition des effectifs entre les différentes strates territoriales

L'organisation territoriale de l'entreprise a un peu évolué dans la période sous revue.

En 2015, l'organisation régionale a été peu modifiée, seuls les rattachements aux pôles nationaux ont été révisés pour certains. Les seules modifications suivantes sont à noter :

- Direction commerciale : en plus du service Comptage, décompte, facturation, il n'y a plus que 2 pôles en région et non 5 (Nantes et Lyon) ;
- DSIT : les directions CEESI et CIMPSI ne sont plus valables. La DSIT est désormais composée de :
 - quatre départements programmes chargés de développer les applications destinées aux métiers,
 - cinq départements transverses portant des compétences communes aux projets SI,
 - Une mission d'appui au management.

Toutes les activités SI sont basées à la Défense.

Le tableau ci-dessous donne des indications sur les effectifs concernés sur la période 2015 à 2019.

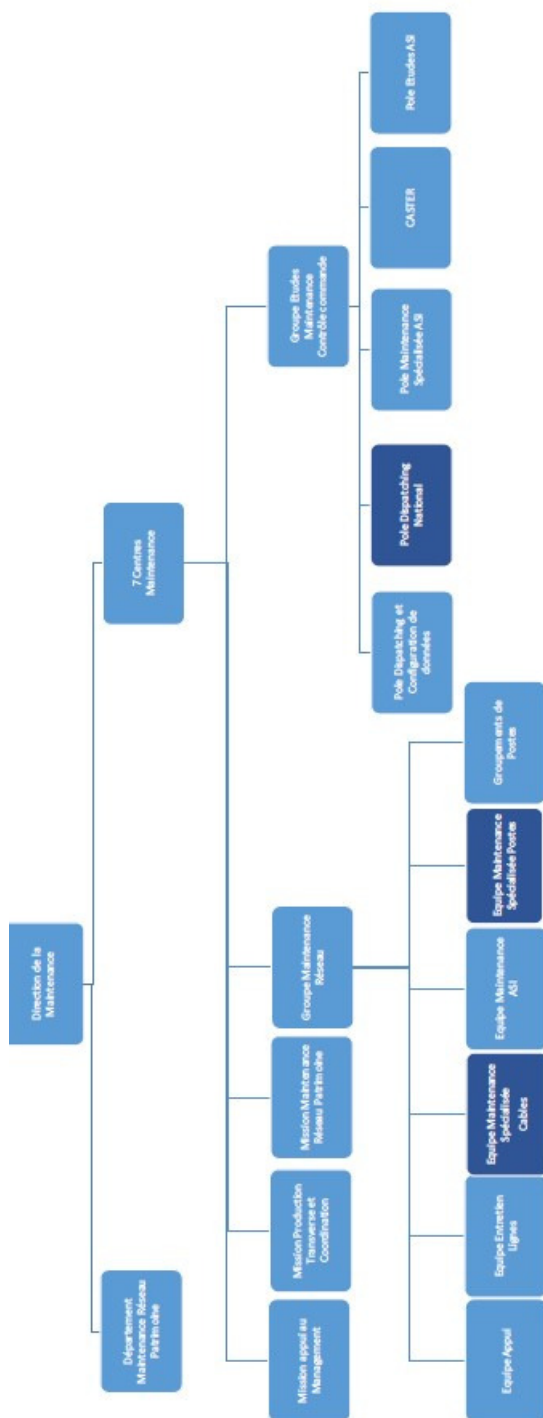
ORG - Bassin d'emploi (Région RTE)	ORG - Établissement employeur (CE)	2015	2016	2017	2018	2019
EST	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	150	156	152	151	146
EST	EXPLOITATION	81	77	77	81	85
EST	FONCTIONS CENTRALES	104	100	101	103	103
EST	MAINTENANCE	587	572	563	558	559
Total EST		922	905	893	893	893
NORD EST	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	186	181	181	174	176
NORD EST	EXPLOITATION	72	71	71	69	71
NORD EST	FONCTIONS CENTRALES	79	77	75	81	82
NORD EST	MAINTENANCE	423	420	415	418	426
Total NORD EST		760	749	742	742	755
NORMANDIE PARIS	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	213	208	204	199	201
NORMANDIE PARIS	EXPLOITATION	261	263	268	267	265
NORMANDIE PARIS	FONCTIONS CENTRALES	140	135	144	146	128
NORMANDIE PARIS	MAINTENANCE	772	767	761	763	774
Total NORMANDIE PARIS		1386	1373	1377	1375	1368

OUEST	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	182	180	178	181	184
OUEST	EXPLOITATION	103	107	106	111	113
OUEST	FONCTIONS CENTRALES	145	143	151	155	157
OUEST	MAINTENANCE	702	698	688	696	718
Total OUEST		1132	1128	1123	1143	1172
PARIS FC	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	65	61	61	58	64
PARIS FC	EXPLOITATION	45	44	43	40	45
PARIS FC	FONCTIONS CENTRALES	1617	1613	1650	1718	1800
PARIS FC	MAINTENANCE	19	22	19	19	22
Total PARIS FC		1746	1740	1773	1835	1931
RHONE ALPES AUVERGNE	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	179	175	175	173	171
RHONE ALPES AUVERGNE	EXPLOITATION	93	91	94	96	98
RHONE ALPES AUVERGNE	FONCTIONS CENTRALES	208	210	217	222	227
RHONE ALPES AUVERGNE	MAINTENANCE	602	614	608	618	617
Total RHONE ALPES AUVERGNE		1082	1090	1094	1109	1113
SUD EST	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	195	194	194	184	189
SUD EST	EXPLOITATION	81	83	84	83	89
SUD EST	FONCTIONS CENTRALES	162	150	160	163	160
SUD EST	MAINTENANCE	489	479	476	486	486
Total SUD EST		927	906	914	916	924
SUD OUEST	DEVELOPPEMENT INGENIERIE	210	212	201	205	206
SUD OUEST	EXPLOITATION	100	96	99	101	99
SUD OUEST	FONCTIONS CENTRALES	118	116	116	115	117
SUD OUEST	MAINTENANCE	744	727	727	726	736
Total SUD OUEST		1172	1151	1143	1147	1158
RTE		9 127	9 042	9 059	9 160	9 314

Source : RTE, novembre 2020

Annexe n° 16. L'organisation des directions et services de RTE au moment du début du contrôle

Organigramme n° 1 : L'organigramme des directions, pôles et services de RTE en février 2020



Annexe n° 17. L'agence de coopération des régulateurs d'énergie (ACER)

L'ACER a été instituée par le **règlement CE n° 713/2009 du 13 juillet 2009**. C'est une agence de l'Union européenne dotée de la personnalité juridique. Elle est opérationnelle depuis le 3 mars 2011.

Elle a succédé au Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (GREEG) tenait le rôle de l'ACER. Institué par la **décision n° 2003/796/CE de la Commission européenne**, ce groupe avait pour but d'appuyer la coopération et la coordination des organes de régulations des États membres entre eux et avec la Commission. Il était composé de représentants des autorités de régulation nationales.

En 2009, la Commission européenne, sur proposition du GREEG, a trouvé plus bénéfique pour la coopération européenne de posséder une structure communautaire avec des compétences précises et le pouvoir de prendre des décisions réglementaires individuelles. L'ACER reprend alors les fonctions du GREEG dans un cadre réglementaire. Ses objectifs restent les mêmes : la coopération des autorités nationales de régulation en matière d'énergie et la coordination des règles nationales en la matière dans une optique d'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Selon le **règlement n° 713/2009**, l'intervention de l'agence est *« essentielle pour garantir que la coopération entre gestionnaires de réseau de transport se déroule d'une manière efficace et transparente »*.

Dans l'attente de ses propres locaux, elle a d'abord été hébergée dans les locaux de la Commission européenne. Aujourd'hui, elle est installée à Ljubljana en Slovénie.

Sa composition

L'agence est composée de trois organes distincts :

➤ **Le conseil d'administration**

Celui-ci contient neuf membres nommés pour quatre ans, renouvelables. Deux sont désignés par la Commission européenne, deux autres par le Parlement européen et les cinq derniers par le Conseil. Leur fonction n'est pas cumulable avec celle de membre du conseil des régulateurs. Le président dispose d'un mandat de deux ans.

Il se réunit deux fois par an en session ordinaire. Ce conseil adopte le programme annuel de travail de l'agence, contrôle l'exécution du budget, établit un règlement financier et nomme le directeur de l'agence.

➤ **Le conseil des régulateurs**

Ses membres, désignés par le conseil d'administration, sont des représentants de haut niveau des autorités de régulation. Un seul représentant par État membre de l'autorité nationale siège au conseil. Un représentant de la Commission est également présent mais ne dispose pas du droit de vote.

Le conseil donne son avis sur toute recommandation, avis ou décision de l'agence. Il approuve le programme de travail de l'agence et donne son aval à la candidature du directeur de l'agence.

➤ **La commission de recours**

Composée de six membres désignés pour cinq ans par le conseil d'administration sur proposition de la Commission au sein des cadres supérieurs des autorités de régulation

nationales, elle entend les recours contre les décisions de l'agence. Elle exerce sa fonction de manière indépendante et impartiale, l'organe étant dissocié de la structure administrative et réglementaire de l'agence. Ses décisions sont contestables devant la Cour de Justice de l'Union Européenne.

Bien qu'elle soit indépendante, ses membres sont désignés par les membres du conseil d'administration de l'agence. De plus, une note de la direction juridique¹²⁶ de RTE indique que depuis 2015, plusieurs décisions de l'ACER ont fait l'objet d'un recours devant la commission de recours et seulement une seule a été annulée.

L'article 19 du règlement créant l'ACER énonce que : « *toute personne physique ou morale peut former un recours contre une décision dont elle est le destinataire ou contre une décision qui, bien qu'elle ait été prise sous la forme d'une décision dont une autre personne est le destinataire, la concerne directement et individuellement.* »

➤ **Le directeur de l'agence**

Désigné pour cinq ans par le conseil d'administration après avis favorable du conseil des régulateurs, il peut être reconduit pour trois ans sur proposition de la Commission suite à l'évaluation de ses résultats. Il est responsable de la mise en œuvre du programme de travail et établit l'avant-projet de budget de l'agence.

Depuis le 1^{er} janvier 2020, le directeur est M. Christian Zinglensen. Il était auparavant secrétaire adjoint au ministère danois de l'énergie, des services publics et du climat.

Son prédécesseur est M. Alberto Pototschnig. Nommé en mai 2010, il a pris ses fonctions le 16 septembre 2010. Il est donc resté plus de huit ans à son poste, durée maximale prévue par le **règlement n° 713/2009**.

Son rôle

Toutes ses compétences s'inscrivent dans un renforcement de la coordination des activités des régulateurs nationaux en matière d'énergie pour développer le marché européen de l'énergie. Dans ce cadre :

- Elle élabore des orientations-cadres auxquelles les codes de réseau doivent se conformer et examine ces codes avant de les recommander pour adoption à la Commission ;
- Elle formule des recommandations aux autorités nationales et aux acteurs économiques ;
- Elle donne son avis sur le plan de développement du réseau rédigé par ENTSO-E ainsi que sur son programme de travail et en surveille la mise en œuvre ;
- Elle surveille les marchés intérieurs en coopération avec la Commission et les régulateurs nationaux ;
- Elle tient un rôle consultatif envers les institutions européennes et nationales pour toute question entrant dans le périmètre de ses objectifs.

Dans ses démarches, l'ACER doit garantir son indépendance envers les producteurs d'énergie, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'envers les

¹²⁶ « *Notesynthétiqueappels20180226* » au sein de la rubrique Documents complémentaires juridiques – appels ACER

consommateurs. Elle doit également garantir la conformité de ses actions avec le droit communautaire.

Sur son site¹²⁷, l'agence se décrit comme assurant *un marché plus compétitif, une meilleure efficacité des infrastructures et des réseaux énergétiques garantissant la sécurité d'approvisionnement et l'intégration du renouvelable, un marché surveillé et transparent garantissant des prix justes.*

Ses modalités de travail

Chaque année, l'ACER publie un rapport sur les résultats de ses activités de surveillance. Elle y relève toute entrave à l'achèvement du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel et soumet des mesures correctives à la Commission européenne.

Les résultats et les méthodes de travail de l'ACER sont évalués par la Commission européenne, assistée par un expert externe indépendant. Cette évaluation est soumise aux institutions européennes ainsi qu'au conseil des régulateurs.

Son financement

L'agence est financée par :

- **Une subvention de l'Union européenne** inscrite au budget général, dans la section « Commission » ;
- **Des redevances** payées à l'agence ;
- **Des contributions volontaires** des États membres ou des autorités de régulation ;
- Des legs, dons ou subventions.

À savoir que les ressources mises en commun par les autorités de régulation au titre de leur coopération doivent rester à la disposition de l'agence.

Un avant-projet de budget est établi par le directeur de l'agence. Il est transmis au conseil des régulateurs qui peut émettre un avis. Par la suite, le conseil d'administration dresse un état prévisionnel des recettes et des dépenses pour l'année ainsi qu'un tableau des effectifs, transmis à la Commission. L'autorité budgétaire arrête le tableau des effectifs et le conseil d'administration, le budget. Le budget est soumis au principe de l'équilibre des recettes et des dépenses.

En 2018, le budget de l'ACER s'élevait à un montant de 14 millions d'euros et ses effectifs à 90 personnes.¹²⁸

Ses comptes sont vérifiés annuellement par la Cour des comptes européenne.

Actualité

Dans le cadre du *Clean Energy Package*, les compétences de l'ACER ont été renforcées par le **règlement EU n°2019/942 du 5 juin 2019**. Désormais, elle exerce une tutelle réglementaire sur les centres régionaux de coordination, renforçant son pouvoir sur les questions transfrontalières. Elle renforce également sa contribution et son suivi de la mise en

¹²⁷ www.acer.europa.eu

¹²⁸ Rapport annuel de 2018 de la Cour des comptes européenne

œuvre des codes de réseau. Elle gagne une nouvelle compétence, celle de la surveillance de l'adéquation de la production et de la préparation aux risques.

Dans deux décisions du 24 janvier 2020, l'ACER préconise aux GRT européens de modifier la gouvernance des plateformes communes d'équilibrage pour la placer au sein d'une entité unique et d'élargir le périmètre des fonctions à mutualiser au sein des plateformes à la fonction de gestion des capacités d'interconnexion. Suite à cela, plusieurs GRT ont décidé de former un recours devant la commission de recours de l'ACER. RTE en fait partie.

Annexe n° 18. ENTSO-E, ou European Network of Transmission System Operators for Electricity en anglais

ENTSO-E est le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité. Il s'agit d'une association regroupant quarante-deux gestionnaires de réseau de transport, venant de trente-cinq pays à travers l'Europe. Elle dépasse donc les frontières de l'Union européenne.

Il existe actuellement une bataille avec diverses instances européennes sur le statut de membres de certains États tels que la Suisse ou le Royaume Uni. L'ACER¹²⁹ impose déjà de ne pas prendre en compte le marché suisse dans certains calculs, ce qui apparaît comme une anomalie voire une absurdité pour les dirigeants de RTE.

Fonctionnement

ENTSO-E a été mandatée par le Troisième Paquet Energie adopté en juillet 2009, visant à libéraliser les marchés du gaz et de l'électricité. Bien que le paquet n'ait été effectif qu'en 2011, l'association a été créée le 19 décembre 2008 à Bruxelles. Ses statuts et son règlement ont été soumis à l'avis de l'ACER et de la Commission européenne. Ils ont été modifiés en septembre 2014. Ils régissent le fonctionnement, la composition ainsi que le rôle et les relations des différents organes composant l'association.

L'objectif est l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Pour ce faire, elle renforce la coopération entre les GRT¹³⁰ européens afin de soutenir la mise en œuvre d'une politique énergétique européenne. Elle constitue une interface entre les utilisateurs du réseau de transport, les institutions européennes, les régulateurs nationaux et les gouvernements.

L'assemblée générale de Entso-é est présidée par Hervé Laffaye, actuel directeur du Pôle Affaires européennes et internationales de RTE. Cette assemblée générale est composée des représentants des directions des GRT membres. Le Conseil, composé de douze membres, est élu tous les deux ans par l'Assemblée. L'association dispose également de quatre comités spécialisés :

- Le Comité Marché ;
- Le Comité Opérations système ;
- Le Comité Recherche, Développement et Innovation ;
- Le Comité Développement système ;
- et d'un groupe de travail juridique et réglementaire¹³¹.

Le président, le vice-président ainsi que les présidents des comités assistent aux réunions du Conseil.

L'association est soumise à la loi belge. Son budget, d'environ quarante millions d'euros¹³², est financé par les GRT. Une moitié correspond à une part fixe, l'autre est

¹²⁹ Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

¹³⁰ Gestionnaires de réseau de transport

¹³¹ Le *Legal and Regulatory Group*

¹³² Selon M. Laffaye dans son entretien du 18 juin.

proportionnelle à la population contenue sur le territoire géré par le GRT. Le *ressource committee* contrôle budget.

À ce titre, RTE paie la plus grosse commission, à savoir trois millions d'euros.

S'agissant de la gouvernance, le président de l'AG a souligné devant la Cour une particularité : un texte qui n'intéresse que la zone de l'Union européenne n'est voté que par les GRT des pays membres de l'Union. Il en est de même pour un texte qui ne concerne que des GRT régionaux.

Modalités de travail

ENTSO-E est amenée à publier plusieurs travaux au cours de l'année :

Les codes de réseau

Les codes de réseau correspondent aux règles de fonctionnement du marché européen de l'électricité afin de faciliter son harmonisation et son intégration. Ils sont répartis en trois catégories :

- **Les codes de connexion** qui ont principalement pour but d'uniformiser les règles du marché intérieur pour les utilisateurs du réseau et d'accroître la concurrence entre les fournisseurs d'équipement en harmonisant les exigences à leurs égards ;
- **Les codes opérationnels** qui définissent les règles d'exploitation des systèmes de transport ;
- **Les codes de marché** qui harmonisent le commerce transfrontalier de l'électricité.

ENTSO-E se base sur les orientations-cadres définies par l'ACER pour rédiger les projets de codes. Ces derniers sont examinés par l'ACER pour s'assurer de leur conformité aux lignes directrices avant leur transmission à la Commission européenne pour adoption.

Les travaux prévisionnels

ENTSO-E réalise des études à des termes différents :

- **Les prévisions saisonnières**

ENTSO-E effectue des travaux à court terme en établissant les prévisions de production en été comme en hiver. Les perspectives d'été 2020 ont pris du retard suite au lancement d'un test de résistance paneuropéen par l'association. ENTSO-E n'a relevé aucun problème d'adéquation en Europe.

- **La prévision d'adéquation à moyen terme**

Sur une période d'un à dix ans, ENTSO-E fournit une évaluation paneuropéenne de l'adéquation des ressources du système électrique. Cette prévision vise à fournir aux parties prenantes un support à la prise de décision.

- **Le TYNDP – Ten Years Network Development Plan**

Tous les deux ans, ENTSO-E publie un plan de développement du réseau sur dix ans. Par l'étude de différents scénarios, le TYNDP propose une vision du système électrique dans dix ou vingt ans. Il contribue à la réalisation des objectifs de l'ENTSO-E, à savoir un réseau sécurisé à des prix abordables et au développement durable. Il est adopté par la Commission européenne.

Selon le règlement UE n° 347/2013, le TYNDP constitue la seule base de sélection des projets d'intérêt commun (PIC). Ces PIC sont des projets d'infrastructures participant aux objectifs de la politique européenne énergétique.

- La participation au projet E-Highway 2050

Ce projet constitue un plan de développement du réseau de transport européen entre 2020 et 2050 dans le cadre des objectifs de politique énergétique européenne. Il a débuté en septembre 2012 et a été présenté lors de la conférence internationale E-Highway 2050 de novembre 2015 à Bruxelles. L'objectif de ce plan était de développer une méthodologie d'expansion du réseau électrique paneuropéen. Cette méthodologie garantit l'accueil de sources d'énergies renouvelables sur le réseau ainsi que leur transport sur le réseau.

Le secrétariat d'ENTSO-E ainsi que quinze de ses membres ont participé à ce projet. Il a été développé à partir du TYNDP produit par ENTSO-E.

Le travail d'ENTSO-E repose également sur des outils informatiques. C'est le cas de la Plateforme de la Transparence qui centralise toutes les données relatives au transport et à la consommation d'électricité au niveau européen. Cette plateforme joue un rôle dans la surveillance et la régulation des marchés de l'électricité. Elle est mentionnée à l'article 3 du règlement n° 543/2013.

Depuis 2017, ENTSO-E développe une stratégie dans la technologie d'information. Celle-ci a été approuvée début 2019 et a conduit à la création d'un Comité Numérique, organe consultatif sur les questions informatiques.

La position d'Entso-é dans le conflit entre l'ACER et les GRT

Contexte

Dans le cadre de la mise en place de plateformes communes, les GRT se sont vus imposer deux décisions par l'ACER. La première est l'intégration d'une gouvernance des plateformes au sein d'une entité unique. La seconde est l'intégration de la fonction de gestion des capacités d'interconnexions. En novembre 2019, certains GRT ont averti leur régulateur pour dénoncer le dépassement de ses compétences par l'ACER. Lors du Conseil de janvier 2020, une minorité de blocage a été réunie, dont la CRE¹³³ faisait partie. Le nouveau directeur de l'ACER, M. Zinglensen, a proposé de temporiser les décisions durant dix-huit mois sans en changer le contenu. Certains régulateurs ont accepté, faisant échec à la minorité de blocage. Les GRT ont alors fait appel au LRG d'ENTSO-E pour étudier un recours devant la Commission de Recours de l'ACER, contre les deux décisions de cette dernière.

ENTSO-E s'est interrogé sur la position à adopter dans la mesure où la recevabilité de son recours contre l'ACER est incertaine.

¹³³ Commission de Régulation de l'Énergie

Annexe n° 19. Le cadre juridique applicable aux salariés de RTE

Le cadre initial

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz pose le principe d'un statut réglementaire applicable à tout le personnel de l'industrie électrique et gazière, donc les établissements industriels et commerciaux que sont EDF et GDF mais également les entreprises locales de distribution. Ce statut a été mis en place par le décret n° 46-1541 du 22 juin 1946. Les dispositions de ces textes qui sont toujours en vigueur (articles 8 et 47 en ce qui concerne la loi de nationalisation) n'ont pas été codifiées dans le code de l'énergie.

Les principales dispositions du statut concernent la protection sociale, les institutions sociales du personnel et le dialogue social. Il existe également certaines dispositions relatives à la rémunération (salaire national de base et échelons d'ancienneté) ou aux avantages liés à la fonction comme les avantages familiaux, les modalités de décompte des heures supplémentaires et leur rémunération ou encore les indemnités de changement de résidence.

Le statut des IEG a été progressivement complété par des instructions internes à l'entreprise EDF qui portent le nom de circulaires Pers, circulaires N, circulaires DP. Ces textes ont eu tendance à accentuer encore les avantages statutaires. De nombreuses primes ou éléments de rémunération complémentaire découlent de ces textes. Le tarif particulier énergie est lui-même issu d'une Pers.

Ces textes n'avaient pas initialement vocation à bénéficier à l'ensemble des entreprises du secteur des IEG. Du fait du statut d'établissement public industriel et commercial (EPIC), il n'était en effet pas possible pour EDF de négocier un accord collectif au niveau de la branche comme de l'entreprise. Cette difficulté a été surmontée par l'introduction, à l'article 1^{er} du décret de 1946 d'une disposition qui permettait au ministre en charge de l'énergie de rendre applicable à toutes les entreprises de la branche les Pers et autres textes internes pris au niveau de l'entreprise. Néanmoins, EDF (comme GDF¹³⁴) gardait la main sur le mécanisme. Elle pouvait abroger de sa propre initiative une Pers étendue par le ministre et la Pers tombait de fait.

Le développement de la négociation collective

L'une des lois Auroux du 13 novembre 1982 a rendu possible, pour les EPIC, la négociation d'accords collectifs au niveau de l'entreprise. Néanmoins, le champ de ces accords était limité : ils ne pouvaient que compléter le statut (sans le modifier) ou en définir les modalités d'application. Les juridictions ont interprété strictement ces dispositions.

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité consacre le principe de la négociation collective de branche¹³⁵. La négociation de branche s'impose dans des domaines qui relevaient jusque-là de la négociation d'entreprise.

¹³⁴ Beaucoup de Pers ont été prises par le service des ressources humaines qui était commun aux deux EPIC, EDF et GDF.

¹³⁵ Dont les dispositions ont été codifiées aux articles L. 161-1 à L. 161-5 du code de l'énergie

Il a même été envisagé de transférer dans un accord collectif tout le contenu du statut à l'exception du régime spécial de retraite. Il a finalement été décidé de conserver tel quel le statut, et le caractère réglementaire qui s'y attache. Dans le même temps, il a été décidé de faire basculer les 350 Pers étendues dans le champ de la négociation de branche. La conséquence d'une telle décision est qu'une négociation collective est désormais nécessaire pour modifier des textes d'entreprise pris de façon unilatérale.

La possibilité de modifier les Pers reste cependant encadrée par la loi qui précise que la négociation collective de branche peut « (...) *compléter dans des conditions plus favorables aux salariés, les dispositions statutaires ou en déterminer les modalités d'application* (...) ».

La branche professionnelle des industries électriques et gazières (IEG) regroupe aujourd'hui 160 entreprises. Le nombre de salariés relevant de la branche est de 142 000 environ, dont l'immense majorité travaille dans les entreprises issues d'EDF/GDF.

Annexe n° 20. Le système de rémunération de RTE

Un système qui repose sur une grille de rémunération

La position dans la grille de rémunération repose sur une classification des emplois en trois collèges : exécution, maîtrise et cadres¹³⁶. Ce dispositif est complété par un système de classement des emplois (« positions d'emplois ») mis en place à partir de 2011 et reposant sur une cotation des emplois selon trois composantes : missions et responsabilités, liens fonctionnels, compétences clés attendues¹³⁷.

En fonction du nombre de points obtenus, chaque position d'emploi est associée à un niveau de rémunération reposant sur une gamme de groupes fonctionnels (GF)¹³⁸, eux-mêmes subdivisés en plusieurs niveaux de rémunération (NR)¹³⁹. Le niveau de rémunération dépend aussi de l'ancienneté : Il existe 12 échelons d'ancienneté.

La classification fonctionnelle des emplois est propre à RTE et a pour objectif de garantir l'évolution des salariés au sein d'un même emploi ; en revanche, l'existence des trois collèges cadres, maîtrise et exécution ainsi que les GF et les NR et les échelons d'ancienneté font partie du référentiel qui s'impose à toutes les entreprises de la branche en matière de rémunération.

La détermination de la rémunération

La rémunération liée à l'emploi est déterminée à partir de la place dans la grille et repose sur les éléments suivants :

- Salaire national de base (SNB)
- Coefficient de niveau de rémunération : il s'agit du coefficient associé à chaque NR de la grille
- Coefficient de majoration d'ancienneté¹⁴⁰ : il s'agit du coefficient associé à chaque échelon d'ancienneté de la grille de la grille
- Coefficient de Majoration résidentielle : il existe trois taux de majorations résidentielles (24 %, 24,5 % et 25 %) en fonction du lieu de travail.

¹³⁶ Les cadres dirigeants relèvent de dispositions spécifiques pour leur carrière et leur rémunération.

¹³⁷ Cette classification fonctionnelle des emplois est propre à RTE. EDF et Enedis ont un système similaire que RTE a utilisé jusqu'à la mise en place du nouveau système.

¹³⁸ Il existe 19 Groupes Fonctionnels officiels de 1 à 19 - en pratique 17 sont utilisés - du GF 3 au GF 19 – en exécution du 3 au 6, en maîtrise de 7 à 11 et cadre de 12 à 19

¹³⁹ Il existe 67 NR qui vont du NR 30 au NR 370

¹⁴⁰ il existe 12 échelons d'ancienneté mais seuls neuf sont utilisés pour la rémunération car la rémunération à l'embauche se fait automatiquement à l'échelon 4. Les passages d'échelons se font entre trois ans et demi et quatre ans selon les échelons. À chaque échelon est associée une majoration d'ancienneté dont le taux varie entre 9 % et 33 %.

Le salaire national de base (SNB) est la référence commune à partir de laquelle sont calculés les salaires de la branche. Son montant était au 1^{er} janvier 2020 de 506,24 €.

La rémunération mensuelle principale est obtenue en multipliant le SNB par les différents coefficients. Le salaire annuel est obtenu en multipliant le salaire mensuel par 13.

Tableau n° 29 : Extrait de grille

	Echelon	ECH 1 *	ECH 2 *	ECH 3 *	ECH 4	ECH 5	ECH 6	ECH 7	ECH 8	ECH 9	ECH 10	ECH 11	ECH 12
N R	Coeff	1,00	1,06	1,07	1,09	1,12	1,15	1,18	1,22	1,26	1,30	1,315	1,33
30	226,0	1 430,13	1 515,94	1 530,24	1 558,84	1 601,74	1 644,65	1 687,55	1 744,76	1 801,96	1 859,17	1 880,62	1 902,07
35	230,4	1 457,97	1 545,45	1 560,03	1 589,19	1 632,93	1 676,67	1 720,41	1 778,72	1 837,04	1 895,36	1 917,23	1 939,10

Source : [SGEIEG](#)

L'évolution de la rémunération principale se caractérise par une grande rigidité aux effets inflationnistes

L'évolution de la rémunération dépend de mesures prises à la fois au niveau de la branche comme au niveau de l'entreprise.

Les branche prend les mesures générales et automatiques suivantes s'appliquant à tous les salariés relevant du statut des IEG:

- Revalorisation du SNB (négociation annuelle)
- Retouche de la grille IEG¹⁴¹ ou des différents coefficients
- Ancienneté (prise d'échelon)

A ces augmentations décidées au niveau de la branche, s'ajoute une gamme étendue et aux contours mal définis de mesures individuelles prises au niveau de l'entreprise et qui se traduisent par l'octroi de NR supplémentaires. Les avancements se traduisent par l'octroi d'un à quatre NR. Un changement de GF ou de position entraîne au minimum une augmentation de deux NR, voire trois pour les changements de collègues.

Le « pas » de NR est de 2,3 % et l'employeur ne peut moduler ce taux. Cela signifie que toute promotion se traduit par une augmentation automatique de la rémunération de 2,3 %, ce qui n'est pas négligeable en période de faible inflation, d'autant que cela se combine avec les mesures prises au niveau de la branche.

Enfin, l'évolution de la rémunération principale a un effet levier sur les autres types de rémunération (rémunérations variables et rémunération complémentaires) dans la mesure où l'assiette de celles-ci est constituée par la rémunération principale.

¹⁴¹ Des mesures de retouche interviennent de façon ponctuelle, souvent en accompagnement de négociations sur la réforme de retraite (2008)

Annexe n° 21. L'avantage énergie

L'avantage énergie permet aux salariés statutaires des IEG et aux inactifs ayant au moins 15 ans de services¹⁴² de bénéficier d'un tarif réduit du kilowattheure d'électricité et de gaz. Il est également ouvert aux ayants-droits. Il s'applique sans limitation de consommation aux résidences principales comme secondaires (depuis 1970) mais en principe de façon non simultanée.

L'avantage énergie comprend les éléments suivants :

- l'abonnement gratuit ;
- une indemnité représentative d'une tranche gratuite de consommation. Cette tranche de consommation gratuite existait initialement mais a été remplacée par l'application du tarif particulier dès le premier kWh. Cette indemnité est supposée compenser la perte de la gratuité sur une tranche de consommation égale à 1 750 kWh. Son montant est marginal (1,42€ par mois pour deux personnes) car le barème de 1951 n'a pas été revalorisé ;
- des tarifs de consommation très faibles : 0,61 c€/kWh TTC pour l'électricité alors que le tarif bleu d'EDF est à 15,58c€/kWh. La faiblesse des tarifs vient du fait qu'ils n'ont jamais revalorisés depuis 1951, contrairement à ce qui était prévu par les textes.

Par ailleurs, les taxes diverses, en principe dues par les consommateurs, sont acquittées par les employeurs.

Le coût de l'avantage est facturé par EDF aux autres entreprises de la branche sur la base de clés de calcul conventionnelles. Il est d'environ 40 M€ annuel pour RTE.

L'avantage en nature énergie pèse également dans les passifs sociaux qui représentent l'ensemble des engagements de l'entreprise vis-à-vis du personnel. Pour les salariés en retraite et les futurs retraités, il entre en effet dans la catégorie des avantages postérieurs à la période d'emploi. Les provisions faites à ce titre représentaient 335 M€ en 31 décembre 2019.

En 2011, les employeurs de la branche ont tenté de faire évoluer le dispositif, notamment pour mettre les taxes à la charge des bénéficiaires de l'avantage énergie. Cette proposition de réforme a suscité un mouvement de grève très suivi (66 % de grévistes à RTE) qui a abouti au retrait de la proposition.

La Cour a recommandé à plusieurs reprises de faire évoluer ce dispositif peu vertueux au regard des enjeux de maîtrise de la consommation d'électricité, notamment en plafonnant l'avantage ou en mettant en place un mécanisme d'indexation des tarifs.

¹⁴² L'article 28 du statut prévoit que les agents inactifs bénéficiant des mêmes avantages en nature que les agents actifs.

Annexe n° 22. Les aides familiales

Les avantages familiaux (hors gardes d'enfant) représentent une augmentation de 9,4 M€ en 2019, en augmentation de plus de 11 % depuis 2015.

Cette augmentation résulte de l'accord relatif à l'évolution des droits familiaux signé le 15 décembre 2017 au niveau de la branche. Cet accord permet à l'entreprise d'être plus en phase avec les évolutions sociétales¹⁴³ avec notamment la prise en compte des différents types d'unions, des congés parentaux ouverts aux deux parents, un soutien aux naissances de premier rang plutôt qu'aux familles nombreuses, une aide renforcée aux familles monoparentales et le développement de services à destination des aidants familiaux.

Si les objectifs poursuivis par cet accord n'appellent pas d'observations de la part de la Cour, les premiers constats sur sa mise en œuvre montrent une augmentation importante des dépenses. Celle-ci résultent notamment de l'augmentation du nombre de bénéficiaires (+ 475) même si celui-ci est compensé partiellement par des montants unitaires moins favorables.

L'augmentation résulte aussi des conditions d'entrée en vigueur offertes, pour certaines aides, une période de transition longue de dix ans qui permet aux bénéficiaires d'opter pour le régime (ancien ou nouveau) qui leur est le plus favorable. En conséquence, le principal dispositif d'aide, le sursalaire familial, a connu une augmentation de son montant (+ 16 %) deux fois supérieur à celle du nombre de ses bénéficiaires (+ 8 %).

Les principales aides familiales

Les primes pour événements familiaux (naissance, mariage, remariage...) ont vu leur montant et leur mode de calcul modifiés avec l'accord de 2017:

- abaissement des planchers et mise en place de plafonds ;
- ouverture de l'indemnité de mariage (rebaptisée indemnité d'union) aux personnes contractant un PACS ;
- suppression de la possibilité de cumuler dans la carrière indemnité de mariage et indemnité de remariage ;

La base des bénéficiaires a été élargie mais les conditions d'octroi sont un peu moins favorables, conduisant à un pic de bénéficiaires en 2018 avant l'entrée en vigueur du nouveau dispositif au 1^{er} janvier 2019. Ainsi, le nombre de bénéficiaires de la prime « mariage » a plus que doublé entre 2015 et 2018 conduisant à une dépense de + 1,1 M€ correspondant à l'effet d'aubaine. Les dépenses 2019 sont en léger repli mais restent bien au-delà des dépenses 2015 du fait de l'élargissement de la base des bénéficiaires potentiels.

Le sursalaire familial/forfait familial

Le sursalaire familial représente en moyenne près de 1 000 € par bénéficiaire et par an. Il a pour objet de compenser une partie des charges inhérentes à l'éducation d'un ou plusieurs enfants. Il est versé sous forme d'une indemnité mensuelle pour le salarié statutaire ayant un

¹⁴³ Dans son rapport de 2012 sur les rémunérations au sein du groupe EDF, la Cour avait pointé le coût excessif de ces aides tout en soulignant le caractère obsolète de certaines d'entre elles qui restaient figées sur un modèle familial traditionnel.

enfant mineur à charge (ou jusqu'à 20 ans si la rémunération de celui-ci est inférieure à 61 % du SMIC).

Calqué sur le modèle du supplément familial de traitement de la fonction publique, il comprend un élément fixe et un élément proportionnel à la rémunération principale brute du bénéficiaire. Les deux éléments varient en fonction du nombre d'enfants à charge rendant le dispositif plus avantageux pour les familles nombreuses et les revenus les plus élevés¹⁴⁴.

L'accord du 15 décembre 2017 a remplacé le sursalaire familial par le forfait familial. Celui-ci est accordé dès le premier enfant et son montant est désormais identique (500 € brut par enfant) quel que soit le niveau de revenu des bénéficiaires. L'accord a cependant prévu une longue période transitoire de dix ans pendant laquelle les personnes ont la possibilité d'opter, de façon irréversible pour l'un ou l'autre système.

¹⁴⁴ La rémunération prise en compte pour le calcul de l'élément variable est cependant encadrée par un plancher et un plafond.

Annexe n° 23. Le régime des heures supplémentaires

Le régime dérogatoire dont bénéficient les salariés des IEG en matière d'heures supplémentaires a été pointé par la Cour dans le référé de 2013 sur le temps de travail¹⁴⁵.

S'agissant du mode de calcul, les dispositions statutaires¹⁴⁶ prévoient que le décompte des heures supplémentaires se fait à la journée et non au-delà de la durée hebdomadaire de travail ou sur la durée du cycle¹⁴⁷.

Un salarié ayant effectué 35 heures de travail hebdomadaire peut donc percevoir des heures supplémentaires si certaines heures ont été réalisées en dehors de l'horaire habituel de travail, au cours d'une ou plusieurs journées de la même semaine. Ainsi, un salarié qui travaillant sur un cycle de 4 jours, travaillerait son jour non travaillé serait payé en heures supplémentaires alors même que le salarié aurait simplement changé de jour tout en respectant son horaire de travail hebdomadaire.

Par ailleurs, *les taux de majoration*, dont le taux minimal est de 50 %¹⁴⁸, sont supérieurs à ceux prévus par le code du travail. À titre de comparaison, le taux maximum est de 50 % dans le secteur privé et le taux moyen de majoration était de 26,7 % en 2016¹⁴⁹.

¹⁴⁵ ¹⁴⁵ [Cour des comptes](#), *Le temps de travail dans les principales entreprises du groupe EDF*, référé, 16 septembre 2013

¹⁴⁶ L'article 16 du statut prévoit dans son paragraphe 2 indique que « *les heures supplémentaires commencent à courir pour chaque agent dès le dépassement de son horaire habituel de travail* ».

¹⁴⁷ L'article L. 3121-22 du code du travail prévoit que seules constituent des heures supplémentaires les heures effectuées au-delà de la durée légale hebdomadaire ou de la durée considérée comme équivalente.

¹⁴⁸ 50 % pour les heures effectuées de jour en semaine, 100 % pour les heures effectuées de nuit en semaine, 75 % pour les heures effectuées le dimanche ou un jour férié, 125 % pour les heures effectuées de nuit le dimanche ou un jour férié.

¹⁴⁹ [DARES](#), Données statistiques, *Les heures supplémentaires rémunérées de 2007 à 2016*, Septembre 2019.