CURTE
Comité des
Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité

Commission Perspectives du Réseau du 1er décembre 2011
Compte rendu des discussions

Ordre du jour

I. ACCUEIL ET INTRODUCTION (JEAN VERSEILLE) 3

II. SCHEMA DECENNAL (SEBASTIEN LEPY ET PATRICK FERRIERES) 3

III. SCHEMA DECENNAL EUROPEEN (SEBASTIEN LEPY) 6

IV. QUALITE ET COUT DE LA DEFAILLANCE (GRO DE SAINT MARTIN) 6

V. LANCEMENT DES GROUPES DE TRAVAIL (HERVE MIGNON) 9

VI. PROCHAINE REUNION 10

Etaient présents :

RTE
Jean VERSEILLE
Hervé MIGNON
Christine ROBLIN
Sébastien LEPY
Patrick FERRIERES
Patrice HAUDEBOURG
Christian POUMAREDE
Gro de SAINT MARTIN

Acteurs du système électrique

ADEME	Vincent KRAKOWSKI
ATEE	Patrick CANAL
CEA	Séverine DAUTREMONT
COFELY	Philippe COURTES
CRE	Frédéric PERRIN
DG TRESOR	Raphaël CONTAMIN
EDF DPI	Christophe TRZPIT
EDF CIST	Hervé MELJAC
EDF	Anne REVOL
EON	Philippe GOUILLART
EON	Emmanuelle CARPENTIER
ERDF	Yvan ZONTA
ERDF	François BLANQUET
GDF-SUEZ	Jacques CREUSY
POWEO	Johann PRECHT
SER	Alexandre COURCAMBECK
SHEM	Laurent ALLEMANE

I. Accueil et introduction (Jean Verseille)

Jean Verseille rappelle que le sujet principal de la réunion est le Schéma décennal de développement du réseau, mis en ligne pour consultation sur le site du CURTE depuis le 16 novembre, pour un mois. Il s'agit de réaliser un tour d'horizon du document, afin recueillir les questions et les observations. Ensuite, RTE évoquera le processus d'élaboration du plan décennal ans européen et son articulation avec le schéma décennal français.
Les résultats de l'étude sur l'énergie non distribuée seront également présentés, avec les enseignements que RTE en tire pour les études de développement du réseau.
Enfin, on la question des groupes de travail sera examinée

En l'absence de remarques orales ou écrites sur le compte-rendu de la réunion précédente, celui-ci est approuvé.

II. Schéma décennal (Sébastien Lepy et Patrick Ferrières)

Sébastien Lepy et Patrick Ferrières présentent le schéma décennal de développement du réseau.

Debat sur le schéma décennal – introduction et plan du document
En réaction au slide sur les respirations de production et de consommation en Europe, l'ADEME souhaite savoir si l'on observe des corrélations de la production éolienne à travers l'Europe.
RTE indique que globalement, on constate un foisonnement d'autant plus important qu'il y a plusieurs régimes de vent en Europe.

ERDF s'interroge sur la capacité de RTE à bien localiser la production EnR en l'absence des Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE).
RTE répond que le Schéma décennal a vocation à être mis à jour annuellement, et que les SRCAE seront pris en compte lors des prochaines éditions.

SER souhaiterait connaître le périmètre du schéma décennal : celui-ci se concentre-t-il exclusivement sur le réseau amont ?
RTE indique que le volet à 10 ans traite uniquement des grands projets structurants en 400 ou 225 kV, tandis que le volet à 3 ans a une vocation plus exhaustive. Néanmoins, en réponse aux préoccupations exprimées lors de la réunion précédente, RTE s'est attaché à ne mettre en évidence que les projets relevant d'enjeux d'importance, telle que par exemple alimentation d'une grande agglomération. Cette sélection vise à mieux répondre aux attentes des acteurs du système.
GDF SUEZ constate que le volet à 3 ans descend jusqu'en 63 kV, mais sans pour autant inclure les schémas d'ERDF de création de postes sources, par exemple en Champagne Ardennes.
RTE rappelle qu'un seuil financier a été introduit afin de ne pas submerger d'information les lecteurs du schéma décennal. Par ailleurs, ERDF formule généralement les demandes de raccordement de postes sources avec un délai assez court, de 3 à 5 ans. C'est ce qui explique que certains postes sources, qui sont bien engagés par RTE, n'apparaissent pas dans ce projet. Le volet à 10 ans se focalise sur les grandes infrastructures..

Débat sur le schéma décennal – volets à 10 ans et à 3 ans

POWEO constate que GRT Gaz édite également un schéma décennal, et s'interroge sur les modalités de concertation entre RTE et GRT Gaz.

RTE précise que RTE et GRT Gaz dialoguent sur les besoins, mais qu'il n'y a pas de coordination explicite sur les plans de développement, même si des échanges ont eu lieu.

EON note que le seul CCG identifié dans le Bilan prévisionnel est celui de lié à l'appel d'offres en Bretagne, et souhaite savoir s'il en est de même dans le Schéma décennal.

RTE précise que la file d'attente compte 15 CCG et que par rapport au Bilan Prévisionnel le Schéma décennal contient un aléa complémentaire, à savoir la localisation géographique. RTE anticipe la création de capacité d'accueil lorsque les conditions de développement de centrales apparaissent favorables, en s'appuyant en particulier sur les demandes de raccordement. C'est par exemple le cas à Fos. En revanche, lorsque le développement est plus diffus ou que le potentiel de raccordement est déjà suffisant, il n'y a pas lieu de développer le réseau. En pratique, on étudie une série de variantes, en tenant compte à la fois de la file d'attente, du développement des EnR qui peuvent décaler les seuils de rentabilité des CCG, et des études économiques menées avec GRT Gaz.

EDF aimerait connaître les scénarios de développement des EnR analysés dans le cadre du Schéma décennal. S'agit-il des mêmes que ceux du Bilan Prévisionnel ?

RTE précise que deux scénarios sont pris en compte : le scénario de référence et le scénario EnR haut (3*20 au niveau européen). Ces deux visions sont croisées afin d'établir un Schéma de développement robuste.

EDF note que la carte des capacités d'accueil 400 kV affichée sur le site de RTE date toujours de février 2010, tandis que celui présenté dans le Schéma décennal a été mis à jour. En comparant les deux versions, on constate que la somme des potentiels de raccordement affichée passe de 43000 MW à 33000 MW. Même si ce n'est sans doute pas si simple, il y a une diminution globale. La nouvelle procédure de raccordement devait permettre de purger la file d'attente ; toutefois la file d'attente passe de 19000MW à 21000MW.

RTE précise que les puissances de raccordement ne sont pas cumulatives, ce qui rend la comparaison difficile. De plus, la file d'attente a changé, avec de nombreuses entrées et sorties. Enfin, il y a eu une évolution des scénarios d'échanges en Europe, ce qui se traduit en application de la méthode par un potentiel fortement diminué, notamment en Savoie. La méthode de calcul doit à la fois être la plus équitable et la plus utile possible : la conciliation des deux objectifs nécessite parfois quelques ajustements, l'essentiel étant d'être clair et transparent sur les hypothèses et la méthode.

GDF SUEZ rappelle que lorsque le potentiel de raccordement est nul, il peut quand même y avoir des projets en file d'attente lorsque ceux-ci ont choisi de ne pas faire apparaître leur projet. Dans ce cas, il serait utile d'avoir un astérisque attirant l'attention sur le fait qu'un potentiel nul ne veut pas dire qu'il n'y a pas de projets.

GDF SUEZ s'interroge également sur la contribution des projets off shore au maintien de la tension.

RTE précise qu'il y a des exigences en termes de capacité constructive vis-à-vis de ces installations.

COFELY se demande si ces investissements sont à la charge du producteur ou de RTE.

RTE précise que cette répartition est indiquée dans la DTR. Le principe de base est que tout ce qui directement lié au câble de raccordement est pris en charge par la producteur, tandis que RTE couvre les investissements du réseau amont.

EDF constate qu'il y a des dates de mise en service pour certaines interconnexions, et pas pour d'autres. Cette différence est-elle due au fait de certains projets rencontrent des difficultés de réalisation ?
RTE indique que la date est toujours mentionnée lorsqu'elle est connue. Dans le cas contraire, il s'agit de projets qui sont encore au stade d'études : leur degré de maturité n'est pas suffisant pour permettre de fixer une date de mise en service

EDF déclare apprécier le schéma décennal, jugé très clair. Néanmoins, à la lecture du document, il semble que l'augmentation des variations de flux rendra la situation plus tendue dans 10 ans qu'aujourd'hui, notamment dans la Manche.
RTE confirme que si la production continue à se concentrer, par exemple dans la Manche, la situation restera tendue. Néanmoins, le contexte peut également évoluer dans le sens d'une réduction des projets, comme cela a été le cas à Dunkerque. En pratique, RTE développe de la capacité d'accueil lorsque l'offre est nettement inférieure à la demande, sachant que les projets de développement du réseau peuvent être conditionnés à certains scénarios d'évolution de la production. Le Schéma décennal présente les projets robustes à l'ensemble des scénarios plausibles à 2020. Globalement, on estime que les 20 GW de capacité d'accueil supplémentaire devraient permettre de satisfaire les besoins.

ADEME se demande si l'on imagine de publier des coûts de raccordement par zone géographique, afin de créer des alertes et équilibrer la production.
RTE estime que la publication des capacités d'accueil répond déjà partiellement à cette problématique. Lorsque le potentiel de raccordement est nul, c'est que a priori, il y a du réseau à développer. Par ailleurs, les SRCAE permettront d'identifier les volumes, la localisation et le calendrier d'arrivée de la production. On pourra alors élaborer les schémas de raccordement des EnR en lien avec ces objectifs. Néanmoins, sur la base des premiers retours, RTE estime qu'il faut porter un regard attentif sur le réalisme de ces objectifs, notamment eu égard à l'environnement local et au coût pour la société.

ATEE constate que le coût du Schéma décennal est évalué à 10 milliards, et s'interroge sur les arbitrages qui seront réalisés et sur la visibilité de ces arbitrages.
RTE rappelle que le budget d'investissement de RTE fait l'objet d'une approbation annuelle par la CRE, avec un suivi de chaque grand projet. L'arbitrage est réalisé à travers un mécanisme plutôt « bottom up » : chaque projet fait sa prévision et la remonte, ce qui permet de foisonner les aléas.
EDF se demande si ce budget est plutôt constant ou en augmentation.
RTE rappelle qu'en 2005, on avait un creux avec 500 millions par an. Aujourd'hui, avec 1,4 milliard par an (qui incluent les dépenses de renouvellement du réseau), on reste sur un rythme comparable à celui constaté lors de l'accompagnement du programme nucléaire dans les années 80. Cette nouvelle vague traduit les phénomènes initiateurs principaux que sont l'évolution du parc de production, avec les fermetures de centrales, l'arrivée des CCG et des EnR, le développement des interconnexions internationales etc... Le montant du budget dépend également du coût des solutions, plus élevé que par le passé, traduisant des difficultés accrues d'acceptation des ouvrages.

EDF note que les schémas de raccordements des EnR permettront de créer des capacités réservées pendant 10 ans, avec en contrepartie une quote-part payée par les producteurs raccordés. Quid alors des projets antérieurs à la création des schémas de raccordement ? Echapperont-ils aux quotes-parts ? Quel sera le T0 ?
RTE précise qu'on établira un état initial lié lors de la sortie des SRCAE.

Synthèse des actions décidées :
Mise à jour de la carte des capacités d'accueil 400 kV sur le site de RTE.

III. Schéma décennal européen (Sébastien Lepy)

Sébastien Lepy présente le processus d'élaboration du schéma décennal européen.

Débat sur le schéma décennal européen
EDF se demande si le Plan européen a pour vocation de modifier, compléter ou préciser le volet interconnexions du Schéma décennal. En particulier, l'impact de la fermeture des centrales nucléaires allemandes sera-t-il pris en compte dès 2012 ?
RTE rappelle que les deux plans de développement sortent en même temps, ce qui permet d'avoir une vision cohérente France-Europe. Il s'agit par ailleurs d'un processus continu. Le Plan européen contient une variante qui tient compte du programme allemand de fermeture des centrales nucléaires, mais uniquement en termes de conséquences. L'analyse des projets de développement du réseau nécessaires pour pallier ces évolutions n'a pas encore été finalisée.

POWEO estime qu'une harmonisation accrue en termes financiers, avec l'application de barèmes similaires dans tous les pays serait souhaitable. La question du recouvrement du coût de la contractualisation des réserves se pose notamment.
RTE rappelle que l'on travaille à la maille du développement, avec une vision de marché parfait et clairvoyant, afin de mettre en évidence les besoins en infrastructure physique, et non organisationnels. Par ailleurs, d'autres études sont en cours sur la question des réserves.

IV. Qualité et coût de la défaillance (Gro de Saint Martin)

Gro de Saint Martin présente les résultats de l'enquête menée sur le coût de la défaillance.

Débat sur l'enquête END
COFELY s'interroge sur la prise en compte du coût des coupures pour les producteurs.
RTE indique que ces coûts relèvent plutôt de l'énergie non évacuée. Ils ne font pas partie du périmètre d'investigation préconisé par le Conseil de régulateurs européens (CEER), qui a édité un guide de bonnes pratiques pour ce type d'études.

RTE rappelle que dans la mesure où l'END est considéré comme un bénéfice, une augmentation de la valeur de l'END permet au contraire de justifier des investissements plus coûteux.

ADEME aimerait savoir si les collectivités territoriales ont été interrogées dans le cadre de l'enquête.
RTE précise que le secteur public est considéré comme une sous-catégorie du secteur tertiaire.

CEA se demande s'il est possible de recouper les valeurs obtenues à travers la question du consentement à recevoir avec celles liées à la valorisation de l'effacement sur les marchés.
RTE rappelle que les questions fondées sur des scénarios de type consentement à payer et consentement à recevoir permettent avant tout d'encadrer les valeurs centrales issues de l'évaluation des coupures vécues. La question sur le consentement à recevoir donne de bons résultats pour le secteur des ménages. En revanche, dans le secteur industrie, on constate un biais stratégique, les personnes interrogées fournissant des consentements à recevoir très élevés au regard des coûts déclarés.

POWEO se demande si le coût du black-out a été évalué à travers cette enquête.
RTE précise que le black-out étant peu probable, il est considéré comme étant hors dimensionnement en développement. Les incidents pris en compte sont ceux ayant une portée régionale.

POWEO s'interroge également sur la prise en compte des variations saisonnières.
RTE indique que l'impact des variations saisonnières sur le coût moyen a été étudié. Il s'avère que l'impact n'est significatif que pour le secteur résidentiel, et dans une moindre mesure pour le secteur tertiaire En moyenne tout segment confondu, les variations ne sont pas suffisamment importantes pour justifier une approche plus fine en développement.

ATEE rappelle que de nombreux industriels ont investi dans des moyens de production. Ces aspects ont-ils été pris en compte ?
RTE indique que les investissements permettant de réduire l'impact d'une coupure lorsqu'elle survient ont bien été évalués dans le cadre de l'enquête. Ils sont intégrés dans le consentement à payer des industriels.

ERDF s'interroge sur la prise en compte des assurances contractualisées par les consommateurs.
RTE rappelle que lors d'une coupure, il y a de nombreux effets indirects qui se compensent en partie mutuellement. Un industriel ne pourra plus livrer son client à cause de la coupure, ce qui profitera à un autre industriel qui livrera à sa place. Un autre consommateur est effectivement couvert par son assurance, ce qui engendre en retour une perte pour l'assureur en question, etc... Au total, on retient ainsi une hypothèse de neutralité.

COFELY estime que la méthode présentée autour d'une valeur unique du coût de l'END conduit à sur-sécuriser l'alimentation de Paris, et à négliger l'alimentation de zones moins denses telles que le Périgord. De fait, la qualité de l'alimentation ne sera pas la même selon l'endroit géographique où se situe le consommateur, ce qui peut pénaliser des industriels implantés dans des milieux ruraux et très peu denses.
RTE précise que derrière la valeur unique de l'END, on trouve l'idée de l'équité de traitement. Les coûts d'investissements étant recouvrés à travers le tarif, les investissements doivent apporter de la valeur ajoutée pour l'ensemble de la collectivité, et non pour un seul agent économique. D'autres démarches, contractuelles et liées à l'exploitation, permettent de mieux prendre en compte les particularités de certains clients.

DG TRESOR aimerait connaître le poids dans l'estimation des bénéfices de la puissance coupée par rapport à celui de l'END.

RTE indique que le poids de la puissance coupée est très faible (moins de 3%). La valeur de l'END influe avant tout sur le développement de la structure de réseau. L'effet de la puissance coupée est alors marginal. En revanche, la puissance coupée peut permettre de justifier des investissements de moyens de compensation de réactif.

EDF rappelle que l'étude menée par EDF au début des années 90 avait permis de recouper les valeurs issues de l'évaluation explicite avec celle de l'évaluation implicite. Une telle démarche a-t-elle également été entreprise par RTE ?
RTE indique que l'objectif de cette démarche de réévaluation du coût de la défaillance était avant tout de légitimer les valeurs utilisées, dans la mesure où d'une part, le contexte a fortement changé depuis les dernières enquêtes menées dans les années 90, et que d'autre part, on pu mettre en œuvre une méthode qui fait consensus entre les régulateurs. L'enquête a permis de conforter nos valeurs. Si les valeurs avaient été très différentes des valeurs actuelles, il aurait effectivement fallu mener des études complémentaires, mais cela n'a pas été le cas. Le choix du coût économique plutôt que socio-économique permet également de maîtriser la hausse du tarif.

EDF se demande si RTE et ERDF utilisent les mêmes valeurs.
ERDF indique que les valeurs en vigueur pour ses études de réseau sont les suivantes :

- Puissance coupée : 0,8€/kW ;
- Coupures longues pour travaux : 2,5€/kWh
- Coupures longues sur incident : 9,2€/kWh
- Coupures longues sur incident de grande ampleur : 20€/kWh.

EON note qu'au vu de la composition sectorielle des consommateurs raccordés au RPD, la valeur de l'END chez le distributeur devrait être plus élevée qu'à RTE.
RTE précise que les valeurs utilisées actuellement à RTE et à ERDF proviennent d'une même source, à savoir l'étude menée par EDF au début des années 90. L'objectif était alors d'aboutir à une valeur unique production-transport-distribution. Les écarts constatés aujourd'hui proviennent d'une part du fait que RTE a mis à jour les valeurs avec l'inflation, et d'autre part du fait que les coupures sur le RPT relèvent toutes de la catégorie « grande ampleur ».

EDF estime que le coût des coupures brèves permet de justifier des investissements peu coûteux, en basse tension, notamment pour améliorer la QdE. Il s'interroge sur l'impact d'un relèvement à 3€/kW chez ERDF.
ERDF indique que cette question n'est pas à l'ordre du jour pour la distribution.

ADEME se demande s'il est possible de comparer l'END « réelle » et l'END en planification. Les coûts d'investissement pour réduire END sont-ils comparables avec la somme de l'END par client constatée en exploitation ?
RTE précise que la comparaison est difficile, dans la mesure où l'END en exploitation provient également d'incidents hors dimensionnement. De plus, la qualité de service étant jugé globalement satisfaisante aujourd'hui, l'objectif de l'étude n'était pas de retrouver un nouvel équilibre, mais de conforter les valeurs vis-à-vis de la régulation en tenant compte des coûts réels de la non qualité. Or, depuis 15 ans, la société a fortement évolué, avec notamment la tertiarisation de l'économie et l'utilisation accrue des nouvelles technologies de l'information et de la communication. L'objectif était de mesurer cet impact et de conclure sur l'opportunité ou non de faire évoluer la valeur actuelle.

EDF n'a pas d'objection sur l'évolution limitée proposée sur la valeur de l'END pour le réseau de transport. EDF souhaiterait néanmoins connaître le périmètre d'application des nouvelles valeurs. En effet, EDF se demande si, comme par le passé, une certaine cohérence sera recherchée à terme entre les valeurs utilisées par RTE et ERDF. EDF s'interroge notamment sur l'impact potentiel sur les investissements d'ERDF d'une modification par ERDF de la valeur de la puissance coupée. RTE se déclare prêt à échanger avec ERDF sur le sujet si ce dernier met le sujet à l'ordre du jour.

DG TRESOR s'interroge sur la présence possible d'un biais de sélection, dans la mesure où l'on a choisi d'interroger uniquement des personnes ayant déjà vécu une coupure et donc a priori sensibilisées au sujet.
RTE indique qu'il y a probablement un tel biais. Néanmoins, celui-ci a été minimisé dans la mesure où chaque sous-échantillon a été construit de manière à être représentatif de la population réelle. Le biais « d'irréalisme » associé aux estimations réalisées par des personnes n'ayant jamais vécu de coupure a en effet été supérieur au biais de sélection.
RTE retient en conclusion l'adoption des nouvelles valeurs pour ce qui concerne les études menées sur le réseau de transport. Leur impact sur les programmes d'investissement sur ce réseau devrait être limité.

Synthèse des actions décidées :
Publier les éléments de l'étude RTE sur l'END.

V. Lancement des groupes de travail (Hervé Mignon)

Hervé Mignon rappelle que, conformément aux discussions précédentes, des propositions de cahier des charges pour deux groupes de travail ont été transmises aux membres de la CPR.
Le premier groupe de travail traitera des schémas long terme d'évolution du réseau. Le programme de travail précis sera établi par le groupe lui-même, en tenant compte d'un certain nombre de rendez-vous externes.
Le deuxième sera consacré aux méthodes d'étude et d'évaluation des projets, l'objectif étant de tester ces critères dans le prochain Schéma décennal, puis de les inscrire dans la DTR.
EDF se demande s'il s'agit d'une consultation, ou si RTE envisage une démarche de co-construction des indicateurs.
RTE indique qu'il s'agit des deux à la fois. Certains indicateurs tels que l'END sont déjà très mûrs, il s'agira alors simplement d'expliciter les enjeux. D'autres, comme par exemple les aspects environnementaux, demandent une réflexion commune approfondie.

SER se déclare intéressé par les deux groupes de travail, et EDF par le deuxième. RTE précise que d'autres candidatures sont les bienvenues : chaque entité intéressée peut contacter G. de Saint Martin.

EON rappelle qu'un groupe de travail sur l'impact des EnR avait également été envisagé.
RTE précise que le sujet reste bien en lice, mais qu'il s'agit d'un sujet très complexe. Lorsque l'on voit qu'il peut y avoir 15 GW de fluctuation de production en Allemagne en une journée, il convient de prendre en compte l'ensemble de la problématique. RTE doit ainsi encore mûrir sa proposition

EON se demande si l'idée est également de prendre en compte la production sur le réseau de distribution, ce que RTE confirme.

Synthèse des actions décidées :
Organisation de la première réunion des deux groupes de travail avant fin janvier.

VI. Prochaine réunion

La prochaine réunion sera l'occasion d'aborder les premiers résultats des groupes de travail, le plan de développement européen ainsi que les plans d'actions mis en œuvre par RTE et la SNCF pour atténuer l'impact du changement climatique.

Prochaine Commission Perspectives du Réseau :
Le jeudi 15 mars à 14h30 en salle au siège de RTE,
Tour Initiale, 1 terrasse Bellini, La Défense.