



Paris, le 10 avril 2013

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 10 avril 2013 portant sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France élaboré par RTE

Le code de l'énergie, transposant les directives du 3^{ème} paquet « Marché intérieur de l'électricité et du gaz », rend obligatoire l'élaboration chaque année, d'un schéma décennal de développement du réseau par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). En application du I de l'article L321-6 du code de l'énergie, RTE a soumis le 21 janvier 2013 à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) un schéma décennal de développement du réseau pour la période 2013-2022.

Le document remis par RTE constitue la seconde édition de cet exercice. Une démarche similaire et cohérente à l'échelle européenne est concrétisée en parallèle par la publication d'un plan européen de développement du réseau tous les deux ans ; la dernière édition est parue en juillet 2012.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, la CRE souhaite recueillir les avis et remarques des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité élaboré par RTE.

La délibération de la CRE portant sur le schéma décennal de développement du réseau est prévue pour le mois de juillet 2013.

Table des matières

1. Cadre réglementaire	3
1.1. Cadre européen.....	3
1.2. Cadre national	3
1.3. Périmètre du schéma décennal.....	4
2. Hypothèses de travail sur la production et la consommation	4
3. Perspectives de développement à dix ans.....	8
3.1. « Permettre les échanges de la France avec ses voisins »	9
3.2. « Fluidifier les flux et faciliter les secours entre les territoires »	11
3.3. « Sécuriser l'alimentation en période de pointes ».....	12
3.4. « Accueillir la production ».....	13
3.5. « Veiller à la sûreté du système électrique ».....	13
3.6. Suivi des projets	14
4. Volet à trois ans	16
5. Consultation par RTE.....	18
6. Modalités de la consultation publique	19

1. Cadre réglementaire

1.1. Cadre européen

Au niveau européen, le règlement (CE) n°714/2009 a institué une démarche coordonnée de planification de réseau. Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (ENTSO-E) doit ainsi rédiger tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union comprenant des perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production, après une consultation ouverte et transparente impliquant à un stade précoce tous les acteurs concernés du marché. Il a vocation à permettre un travail de prospective et une coopération technique entre les gestionnaires de réseau européens. L'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et suivre sa mise en œuvre ainsi que sa cohérence avec les différents plans nationaux.

ENTSO-E a publié en juillet 2012 son plan décennal de développement du réseau européen¹ (*Ten-Year Network Development Plan*, ci-après TYNDP). Une nouvelle édition du TYNDP est actuellement en cours d'élaboration par ENTSO-E. La publication de la liste complète des projets qui y figureront est attendue pour le mois de juin ou juillet 2013, suivie par la publication du plan en 2014. L'ACER rendra subséquemment un avis sur ce plan.

1.2. Cadre national

L'article L321-6 du code de l'énergie dispose que le gestionnaire du réseau public de transport soumet chaque année à la CRE « *un schéma décennal de développement du réseau 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* ». Ce plan doit indiquer aux acteurs de marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les investissements déjà décidés, recenser les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissements.

Le code de l'énergie dispose également que la CRE « *consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public [et] vérifie si le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements* ».

Enfin, le code de l'énergie dispose que la CRE vérifie si le schéma décennal « *est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (CE) n°714/2009* ».

Au vu du calendrier d'élaboration du TYNDP, une analyse de la cohérence entre les projets de la nouvelle édition du TYNDP et ceux du schéma décennal ne pourra pas être réalisée dans le présent exercice. Cette comparaison sera en revanche pertinente pour le schéma décennal 2013. Pour rappel, lors de son analyse de l'édition 2011 du schéma décennal, la CRE avait considéré que les projets de développement d'interconnexions présentés dans le schéma étaient cohérents avec le TYNDP présenté par ENTSO-E le 1^{er} mars 2012. Dans le volet à dix ans de l'édition 2011, 28 projets sur 92 étaient également inclus dans le TYNDP.

¹ <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>

1.3. Périmètre du schéma décennal

Le périmètre du schéma décennal est défini par l'article L321-6 du code de l'énergie qui dispose que « *le schéma décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans* ».

Comme dans le schéma décennal 2011, le volet à 10 ans du schéma décennal 2012 inclut l'ensemble des ouvrages du réseau 400 kV, l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins ainsi que les ouvrages 225 kV dont la mise en service est de nature modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation qui peuvent être envisagés dans les dix ans à venir.

Concernant le volet à dix ans, le mode de présentation adopté dans l'édition 2011 du schéma décennal est reconduit à l'identique pour l'édition 2012². RTE inclut toutefois dans son analyse des besoins à long terme non seulement les principales infrastructures devant être réalisées dans les 10 ans mais également des projets à plus long terme.

Concernant le volet à trois ans, le schéma décennal détaille les projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (2013 à 2015) pour les infrastructures du réseau 400 kV et les réseaux régionaux de 63 kV à 225 kV selon leur finalité principale (détail dans la partie 4). RTE indique que les projets du volet à trois ans représentent environ 90 % du budget d'investissements de développement pour les réseaux de RTE et environ la moitié des projets à réaliser d'ici à 2015 :

- s'agissant des projets relatifs aux enjeux de sécurité d'alimentation et de sûreté du système, seuls les plus conséquents sont détaillés compte tenu du nombre de projets concernés. RTE a retenu le même seuil d'inclusion pour ces projets que dans la précédente édition du schéma décennal, soit 3 M€ de coût d'investissement ;
- les projets du volet à dix ans, dont la mise en service est prévue d'ici 2015, sont également inclus dans le volet à trois ans.

2. Hypothèses de travail sur la production et la consommation

L'article L321-6 du code de l'énergie dispose que le schéma décennal « *prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* ».

RTE élabore tous les ans un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande prenant en compte les évolutions de la consommation nationale d'électricité, du parc de production, des échanges avec les pays voisins, des législations nationale et européenne, de la réglementation, des objectifs gouvernementaux et des capacités de développement des différentes filières.

² Une présentation des projets selon cinq finalités principales avait été définie en concertation avec les services de la CRE (détail dans la partie 3) dans le cadre des travaux préparatoires du schéma décennal 2011. Le découpage avait été établi en cohérence avec celui suivi par ENTSO-E au sein du TYNDP.

Les hypothèses d'évolution de la consommation et de la production présentées par RTE dans le schéma décennal proviennent de l'édition 2012 du bilan prévisionnel, publiée en septembre dernier³.

RTE indique que les premiers schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) ont été validés par les pouvoirs publics à la fin du mois de juin 2012. Les S3RER qui en découlent n'ont pu être validés qu'à la fin de l'année 2012. En conséquence, RTE ne les a pas pris en compte dans l'édition 2012 du schéma décennal. RTE indique qu'ils pourront être intégrés à partir de l'édition 2013 du schéma décennal, dès lors qu'ils seront validés.

2.1.1. Hypothèses de production et de consommation du bilan prévisionnel 2012 de RTE à l'horizon 2020

Pour définir les besoins de développement du réseau à court et à moyen terme, RTE s'appuie sur les hypothèses de production et de consommation les plus à jour. Ces hypothèses, détaillées dans le bilan prévisionnel de RTE, ne sont pas reprises dans le schéma décennal. Cette partie présente une synthèse des principales hypothèses du bilan prévisionnel de RTE à horizon 2020. A court terme (jusqu'à 2017), les prévisions d'évolution de la consommation d'électricité ont été revues à la baisse par RTE, par rapport au bilan prévisionnel 2011, pour tenir compte des effets de la crise économique.

A l'horizon 2020, le scénario médian d'évolution de la consommation, présenté dans le bilan prévisionnel 2012 de RTE, prend en compte une consommation de 507,9 TWh, en hausse de 6,4% par rapport à la consommation constatée en 2011. Cette prévision est toutefois en baisse d'environ 15 TWh par rapport aux prévisions du bilan prévisionnel 2011. L'effet de l'efficacité énergétique sur la consommation est estimé à -34,8 TWh. S'agissant du parc de production, les principales hypothèses d'évolution retenues par RTE sont :

- nucléaire : un parc de production stable à 63 GW (en baisse par rapport aux prévisions du bilan prévisionnel 2011 pour tenir compte de la fermeture de la centrale de Fessenheim) ;
- charbon : une capacité installée qui passe de 6,9 GW en 2011 à 2,9 GW en 2020 (prévision inchangée par rapport au bilan prévisionnel 2011) ;
- cycles combinés gaz : un parc de production qui passe de 4,5 GW à 6,9 GW (prévision en hausse de 0,5 GW par rapport au bilan prévisionnel de 2011) ;
- éolien : une capacité en forte progression qui passe de 6.7 GW à 16 GW (prévision en baisse de 1 GW par rapport au bilan prévisionnel de 2011) ;
- photovoltaïque : une croissance de la capacité installée de 2.4 GW à 8 GW (prévision inchangée par rapport au bilan prévisionnel 2011).

Certains projets figurant dans le volet à dix ans du schéma décennal, et décrits plus en détail dans la partie 3 de la présente consultation, peuvent être directement rattachés à ces hypothèses d'évolution du parc de production. Peuvent être cités notamment :

- le projet Cotentin-Maine : en partie lié à la mise en service de Flamanville 3 ;
- la restructuration du réseau alsacien : à la suite de la décision de fermeture de la centrale de Fessenheim ;
- les projets de raccordement des parcs de production éoliens offshore ;
- le raccordement d'un cycle combiné gaz en Bretagne.

2.1.2. Les scénarios du bilan prévisionnel 2012 de RTE à l'horizon 2030

³ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2012.pdf

RTE présente, dans le schéma décennal, les quatre scénarios d'évolution de la production et de la consommation à l'horizon 2030 tirés du bilan prévisionnel 2012. Ces scénarios sont établis en prenant en compte les facteurs suivants : l'activité économique, la croissance démographique, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables, l'évolution du parc nucléaire et le développement des interconnexions avec les pays voisins. A partir de différentes hypothèses d'évolution (bas, médian, haut) de chacun de ces éléments, RTE a construit quatre scénarios prospectifs d'équilibre offre-demande : un scénario consommation forte, un scénario croissance faible, un scénario médian, un scénario « nouveau mix ».

Les scénarios du bilan prévisionnel de RTE à l'horizon 2030 ont les caractéristiques suivantes :

- **scénario consommation forte** : il se caractérise par une croissance économique soutenue, un développement modéré des énergies renouvelables et un faible effort d'efficacité énergétique. La part du nucléaire dans le mix électrique est importante (65 GW) dans ce scénario qui fait l'hypothèse d'un remplacement de toutes les tranches atteignant 40 ans d'ici à 2030 et d'un apport supplémentaire de capacité à la suite de la mise en service de Flamanville 3. Le parc de cycles combinés gaz (CCG) est constitué des CCG actuels et des CCG en cours de construction soit une capacité de ,9 GW. Le parc renouvelable est constitué de 1,5 GW d'énergie marine, de 24,5 GW d'éolien terrestre, de 5,5 GW d'éolien offshore et de 20 GW de photovoltaïque. Le parc hydraulique est considéré comme équivalent au parc actuel. Les capacités d'interconnexion⁴, dans ce scénario, sont estimées à 28 GW ;
- **scénario croissance faible** : il se caractérise par des hypothèses basses en matière de croissance économique et de démographie, un faible développement des énergies renouvelables et une part réduite du nucléaire dans le mix électrique (56 GW). Dans ce scénario, les dix groupes nucléaires de 900 MW les plus anciens sont déclassés, les tranches restantes sont remplacées et Flamanville 3 est mise en service. Ce scénario est celui dans lequel les énergies renouvelables connaissent le développement le moins important avec 18,5 GW d'éolien terrestre, 1,5 GW d'éolien offshore et 12 GW de photovoltaïque. Le parc hydraulique à l'horizon 2030 est constitué des centrales actuellement en opération. La capacité d'interconnexion est de 21 GW ;
- **scénario médian** : il se caractérise par des hypothèses modérées pour l'ensemble des paramètres. Le mix électrique est quasiment similaire au mix du scénario « croissance faible » à l'exception d'un plus fort développement des moyens de pointe (16 GW de turbines à combustion et de capacités d'effacement) et d'un parc renouvelable plus important (1.5 GW d'énergie marine, 24,5 GW d'éolien terrestre, 5,5 d'éolien offshore, et 20 GW de photovoltaïque). La consommation électrique dans ce scénario est considérée comme supérieure d'environ 15 % à la consommation du scénario « croissance faible » et inférieure d'environ 9 % à la consommation du scénario « consommation faible ». La capacité d'interconnexion est de 21 GW ;
- **scénario « nouveau mix »** : il se caractérise par des hypothèses fortes en matière de développement des énergies renouvelables, de maîtrise de l'énergie, et de développement des interconnexions électriques. Dans ce scénario, la part du nucléaire dans le mix électrique est plus faible que dans les trois premiers scénarios et représente une capacité de 40 GW. Cette capacité est le résultat de la mise en service de Flamanville 3, du maintien ou du remplacement de toutes les tranches (en lieu et place) à l'exception des 28 groupes de 900 MW les plus anciens. La capacité nucléaire déclassée est remplacée par des CCG (4 unités de plus que dans les autres

⁴ RTE considère, dans sa modélisation, les hypothèses descriptives des pays voisins comme des invariants pour les 4 scénarios.

scénarios – 3 localisées dans la vallée du Rhône et 1 au nord) pour une capacité totale de 8,9 GW) et par un fort développement des énergies renouvelables (3 GW supplémentaires d'hydraulique localisés dans le Massif Central, 3 GW d'énergie marine, 28 GW d'éolien terrestre, 12 GW d'éolien offshore et 30 GW de photovoltaïque). La capacité thermique décentralisée s'élève ici à 10,8 GW contre 7,1 GW dans les autres scénarios. La capacité d'interconnexion est de 28 GW.

Le bilan prévisionnel 2011 de RTE retenait, pour le scénario de référence, une hypothèse de consommation de 554 TWh en 2030. Le scénario médian du bilan prévisionnel 2012 est fondé sur une hypothèse de consommation revue à la baisse de 14 TWh, soit 540 TWh.

La prochaine édition du System Outlook & Adequacy Forecast (SOAF) sera publiée dans les prochaines semaines dans le cadre de l'élaboration du prochain TYNDP. L'étude de la cohérence des scénarios du schéma décennal avec ceux du SAOF sera donc effectuée après sa publication.

2.1.3. Impacts des scénarios du bilan prévisionnel de RTE sur le réseau de transport à horizon 2020

Les évolutions d'hypothèses de production et de consommation aux horizons 2017 et 2020 conduisent RTE à effectuer de nouvelles simulations de réseaux à ces horizons de temps afin d'identifier les évolutions en terme de besoins de réseaux. Alors que les études effectuées à l'horizon 2030 analysent des évolutions de flux électriques à une maille large (approximativement une région administrative ou plus), les études sur des horizons plus rapprochés sont réalisées à une maille plus locale en tenant compte en particulier des aléas locaux et d'hypothèses plus précises. Le comportement du réseau dans les différentes situations de production et de consommation en incluant également les cas de perte d'un élément du système (groupe de production, ligne ou éléments de poste) est ainsi simulé. Si ces simulations font apparaître une faiblesse de réseau, RTE étudie la stratégie de renforcement la plus appropriée.

L'évolution majeure par rapport à l'édition 2011 découle des nouvelles hypothèses d'évolution du parc nucléaire (restructuration du réseau alsacien et projet Grand –Est).

2.1.4. Impacts des scénarios du bilan prévisionnel de RTE sur le réseau de transport à l'horizon 2030

RTE présente dans l'édition 2012 du schéma décennal les impacts des différents scénarios du bilan prévisionnel, à l'horizon 2030, sur le réseau. Cela permet d'identifier les zones pour lesquelles des études plus détaillées devront être menées pour confirmer et préciser le besoin de nouvelles infrastructures dans ces zones à cet horizon de temps.

Afin d'évaluer l'impact des différents scénarios sur le réseau à l'horizon 2030, RTE a fait des hypothèses concernant la géographie des évolutions de la consommation et du parc de production.

RTE considère que la croissance de la demande est tirée au premier ordre par la croissance démographique des territoires. La variation de la consommation, pour chacun des scénarios, est donc déduite des prévisions démographiques de l'INSEE à l'horizon 2030 et d'hypothèses d'efficacité énergétique.

Les centrales nucléaires françaises les plus récentes sont majoritairement localisées au nord du pays et les plus anciennes au sud. En conséquence, le scénario de baisse de la part du nucléaire dans le mix électrique, qui considère un déclassement des centrales selon un critère d'âge (les plus anciennes arrêtées en premier), impacterait le territoire de manière non homogène. S'agissant des énergies renouvelables, RTE a considéré un développement variable en fonction de l'attractivité des différentes zones géographiques (zones de vent, mer, ensoleillement) en s'appuyant notamment sur les SRCAE.

Le scénario « consommation forte » conduit à d'importants flux d'électricité nord-sud et sud-nord. Les simulations réalisées par RTE pour ce scénario font en effet apparaître de forts échanges entre la France et l'Espagne d'une part, et la France et les Îles Britanniques d'autre part. Ces flux sont le fruit du remplacement par les Îles Britanniques et par l'Espagne de leurs centrales les plus anciennes par un mix éolien et gaz (et solaire en Espagne). Le fort développement du stockage hydraulique en Suisse et la situation structurellement importatrice de la Belgique à l'horizon d'étude font apparaître des exportations de la France vers ces deux pays. S'agissant des flux internes à la France, les principaux dépassements de capacités du réseau apparaissent dans le Massif Central, entre la Loire et l'Île de France et entre la vallée du Rhône et l'est ou les Alpes. Ces flux sont la conséquence de l'acheminement de la production nucléaire située dans la Loire et le Rhône vers les zones consommatrices et de la gestion de l'intermittence des productions d'énergies renouvelables entre les bassins éoliens et la production solaire. Ce scénario fait également apparaître des surcharges du réseau en Bretagne et en région Provence Alpes Côte d'Azur.

Le scénario « croissance faible » se traduit par un solde exportateur français moins important que dans le scénario « consommation forte » notamment vers les Îles Britanniques. Les flux simulés par RTE font apparaître, sur le réseau intérieur des niveaux de charges moins élevés dans le Massif Central que dans le scénario précédent. Sur la partie Est de la France, les flux sont plus soutenus que dans le scénario précédent.

Le scénario « médian » fait apparaître une augmentation de la charge sur l'interconnexion France–Angleterre par rapport au scénario croissance faible. Sur le réseau intérieur, les simulations de RTE font apparaître une légère augmentation des flux sud nord dans le Massif Central ainsi qu'une légère diminution des flux sud-nord dans le grand Est de la France.

Le scénario « nouveau mix » se traduit par des niveaux de charges plus élevés sur les interconnexions et par une volatilité accrue des flux dans les sens nord sud et sud nord. En France, les flux observés conduisent à des niveaux de charge très élevés au travers du Massif Central du fait de l'arrivée des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) dans le Massif Central et de volumes de production photovoltaïque (au sud) et éolien (au nord) plus élevés. Des niveaux de charge élevés apparaissent également sur le réseau de l'est de la France. Ils s'expliquent par un accroissement des flux du nord vers le sud-est devenu importateur. Dans le nord-ouest, des nouvelles contraintes apparaissent du fait de la circulation de flux des régions côtières qui ont vu un développement important de l'éolien offshore vers les régions où la production nucléaire a baissé.

Le réseau considéré par RTE pour réaliser ces simulations est constitué du réseau actuel et intègre 12 ouvrages⁵ prévus pour faire face à des contraintes qui apparaissent dès avant 2020 et nécessaires dans tous les scénarios présentés.

3. Perspectives de développement à dix ans

L'ordre de grandeur des investissements correspondant aux principales infrastructures entrant dans le périmètre du volet à dix ans du schéma décennal est de 10 Md€. Le montant est identique à celui de l'édition 2011.

⁵ Cotentin-Maine, Oise-Val d'Oise, Avelin-Gavrelle-Mastaing, Lonny-Vesle-Seuil, Restructuration du réseau alsacien, Optimisation du réseau de la Savoie et interconnexion Savoie-Piémont, Lyon Montélimar, Midi-Provence, Interconnexion avec l'Espagne, interconnexions avec les Îles Britanniques, Filet de sécurité PACA, Filet de sécurité Bretagne.

RTE a réparti les 87 projets selon cinq catégories d'objectifs, comme indiqué précédemment, destinés à refléter la motivation principale sous-tendant chacun de ceux-ci. Les objectifs sont les mêmes que ceux du schéma décennal 2011, à savoir :

- permettre les échanges de la France avec ses voisins ;
- fluidifier les transits et faciliter les secours entre les territoires ;
- accompagner l'évolution de la consommation ;
- accueillir la production ;
- veiller à la sûreté du système électrique.

3.1. « Permettre les échanges de la France avec ses voisins »

Le développement de nouvelles infrastructures améliorant les capacités d'échanges transfrontaliers est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'énergie. Les interconnexions permettent également l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes. Les interconnexions participent enfin à la consolidation de la sécurité d'approvisionnement.

A l'horizon 2020, la part croissante des énergies renouvelables au sein des moyens de production des pays d'Europe de l'Ouest entraîne une forte croissance des puissances installées. Cela s'explique par l'intermittence des énergies renouvelables, qui donne lieu à une faible disponibilité des moyens de production. La puissance installée évolue donc à un rythme plus élevé que la pointe de la consommation. Cet accroissement des capacités installées et les grandes distances nécessaires pour acheminer l'électricité des zones de production vers les zones de consommations engendrent un besoin supplémentaire de capacités de transport et plus particulièrement d'interconnexions.

RTE indique qu'environ 8,2 GW⁶ de capacités d'échanges supplémentaires sont à l'étude, en cours d'instruction ou en cours de réalisation dans l'édition 2012 du schéma décennal. L'accroissement de capacités envisagées par rapport à l'édition 2011 du schéma décennal s'explique principalement par une précision de celles-ci pour les projets entre la France et les Îles Britanniques. D'autres projets sont à un stade d'étude qui ne permet pas encore à RTE d'indiquer de capacité précise.

Par rapport à l'édition précédente du schéma décennal, le niveau d'information a progressé. En effet, les augmentations de capacités ont été indiquées pour chaque projet d'interconnexion, ainsi que leurs échéances lorsque cela est possible (notamment pour la frontière France-Angleterre).

3.1.1. France – Royaume Uni

RTE indique, dans le schéma décennal, que les études menées en 2008-2009 ont été mises à jour et complétées dans le cadre des travaux menés au sein d'ENTSOE par les gestionnaires de réseau, et confirment l'intérêt de développer les interconnexions pour atteindre une capacité d'échange entre la Grande Bretagne et le continent (France, Belgique, Pays-Bas) d'au moins 5 GW. La capacité supplémentaire permettra, selon RTE, de valoriser la complémentarité des parcs de production des zones interconnectées dans le contexte d'un développement important des énergies renouvelables.

⁶ Prend en compte les hypothèses minimales pour les capacités d'interconnexion : 500 MW pour le projet Eleclink ; 1200 MW pour le projet Baixas-Santa Llogaia ; 1200 MW (capacité France vers Espagne) pour le projet Golfe de Gascogne.

Dans l'édition 2012, quatre projets sont mentionnés :

- le projet tiers Eleclink, dont la capacité est évaluée entre 500 et 1000 MW et qui sera confirmée au cours de l'avancement du projet, est mentionné ;
- ce projet vient s'ajouter au projet IFA2, d'une capacité de 1000 MW porté par NGIL et RTE dont la mise en service est attendue pour 2020. S'agissant de ce projet, RTE indique qu'un tracé sera proposé au printemps 2013 et que les coûts et bénéfices seront également précisés. Le projet a été décalé d'un an à la suite d'une adaptation du planning compatible avec l'offre de raccordement acceptée par NGIL ;
- à plus long terme, RTE mentionne le projet Fablink, destiné à acheminer l'énergie hydrolienne produite au large d'Aurigny vers le Royaume-Uni et la France, qui représente une capacité de 1800 MW. Lorsque de la capacité sera disponible sur l'ouvrage, celle-ci pourra être utilisée pour accroître la capacité d'échange entre la France et le Royaume-Uni;
- également, le projet France-Irlande, porté par Eigrig et RTE, avait été mentionné dans le schéma décennal 2011. La capacité du projet, qui n'avait alors pas été précisée, est évaluée à 700 MW mais RTE indique que cette valeur est susceptible d'évoluer mais ne devrait pas être revue à la hausse.

A horizon 2030, ce sont donc 4 à 4,5 GW de capacité d'échanges supplémentaires qui sont proposés, afin de compléter l'interconnexion actuelle IFA2000, d'une capacité de 2 GW.

3.1.1. France – Benelux/Allemagne

Selon RTE, les échanges aux frontières entre la France, la Belgique et l'Allemagne sont soutenus et très variables du fait de la fermeture des centrales nucléaires en Allemagne et du développement des énergies renouvelables. Avec la fermeture des dernières centrales allemandes, la fermeture des centrales nucléaires belges et le début de la fermeture des centrales suisses, la variabilité des flux observée aujourd'hui va s'accroître d'ici à 2022. A cet horizon de temps, une part importante de la production allemande sera localisée en mer du Nord avec le développement de l'éolien offshore. Ces transformations des parcs de production auront des conséquences sur les flux transfrontaliers. Dans l'optique d'adapter le réseau à ces mutations, RTE mène différentes études afin d'évaluer les besoins en capacités d'échanges entre la France, le Benelux et l'Allemagne ainsi que leur localisation.

Selon RTE, une étude engagée avec Amprion et Transnet BW portant sur un projet entre la France et l'Allemagne doit aboutir au second semestre 2013.

Cette étude vient s'ajouter à celles, déjà mentionnées dans le schéma décennal 2011, portant sur un nouvel axe France-Belgique, la création d'un nouveau point d'échange France – Belgique – Allemagne au Luxembourg, ou encore l'intégration des énergies renouvelables des mers du Nord.

3.1.2. France – péninsule ibérique

La capacité d'interconnexion de la France avec l'Espagne est aujourd'hui de 1400 MW de la France vers l'Espagne, plaçant la péninsule ibérique dans une situation d'isolement électrique. Par ailleurs, RTE indique que le fort développement des énergies renouvelables en Espagne et la perspective de projets de production solaire installés en Afrique du Nord renforcent à long terme les besoins de développement des capacités d'échange avec la péninsule ibérique.

Les travaux pour porter la capacité d'échange entre la France et l'Espagne à 2800 MW en construisant une ligne souterraine à courant continu de 65 km entre Baixas et Santa Llogaia, comme convenu dans l'accord de coopération signé en 2008 par la France et l'Espagne, ont débuté à l'est des Pyrénées des deux côtés de la frontière. RTE indique que les travaux devraient être achevés mi-2014.

En parallèle de ces travaux, RTE et REE mènent des études pour la réalisation d'une interconnexion sous-marine entre Bilbao et l'Aquitaine. RTE indique que les études électrotechniques menées par RTE montrent que le projet permettrait d'atteindre la capacité cible de 4000 MW. Le projet a été proposé comme « projet d'intérêt commun » à l'Union Européenne en juillet 2012.

3.1.3. France – Suisse/Italie

RTE estime que le développement important des énergies renouvelables en Italie et des STEP dans les Alpes viendront accroître les flux entre la France, la Suisse et l'Italie. Les interconnexions dans cette zone auront donc une grande importance pour permettre le secours mutuel entre ces trois pays.

RTE mentionne la finalisation, en 2012, du projet de réorganisation des ouvrages 400 kV de la région d'Albertville qui vise à augmenter les capacités d'échange de 600 MW, avec une fin des travaux côté italien prévue fin 2013.

Le projet Savoie – Piémont, interconnexion à courant continu de 1200 MW entre Grande Ile et Piosasco via la galerie de sécurité du tunnel de Fréjus, a été proposé comme « *projet d'intérêt commun* » à l'Union Européenne en juillet 2012. RTE indique que le projet est en phase de concertation et que la mise en service est prévue en 2018. Cette date a été décalée de quelques mois à la suite des modifications dans la planification des travaux.

Enfin, RTE signale que les études engagées avec Swissgrid visant à renforcer les interconnexions actuelles en 225 kV avec la Suisse s'achèveront en 2013.

3.2. « Fluidifier les flux et faciliter les secours entre les territoires »

Les scénarios d'équilibre offre-demande étudiés par RTE et présentés à la section 2.3 font apparaître des besoins d'évolution du réseau très contrastés. RTE considère toutefois qu'un certain nombre de décisions doivent être prises dès 2013 pour adapter le réseau aux évolutions du mix. A l'horizon du schéma décennal, RTE prend en compte les arrêts programmés des dernières centrales nucléaires allemandes et des premières centrales nucléaires suisses, un fort développement des énergies renouvelables pour remplacer la production nucléaire et l'arrivée des nouvelles STEP dans les Alpes. En France, l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique est également pris en compte.

Parmi les principaux projets identifiés par RTE répondant à cette finalité, le projet de restructuration du réseau alsacien à la suite de la fermeture prochaine de la centrale de Fessenheim a intégré le volet à dix ans du schéma décennal. L'installation de transformateurs et le développement de nouvelles possibilités d'exploitation sur le poste 400 kV de Muhlbach sont prévus. Egalement, la création d'une seconde alimentation 400 kV et le développement de nouvelles possibilités d'exploitation sur le poste de Scheer sont proposés. Cette série de mesures est prévue à échéance 2016 en vue de rééquilibrer les flux. RTE indique qu'un second lot de mesures consistant en une restructuration plus prononcée mais dont le contenu n'est pas explicité sera nécessaire à échéance 2020-22 afin d'adapter le réseau aux évolutions des parcs de production allemand et suisse à cette échéance.

Au-delà de ces projets, RTE a d'ores et déjà identifié dans cette nouvelle édition les axes susceptibles de devoir être renforcés si des développements de production ou de capacités d'échange complémentaires devaient être considérés : entre la Normandie et le sud Parisien, ainsi que le projet Oise – Val d'Oise (échéances respectivement à déterminer et 2018).

Concernant les projets déjà présents dans l'édition 2011, les travaux du projet Cotentin – Maine de création d'un nouvel axe double 400 kV pour permettre l'accueil de production nucléaire ainsi que d'énergies

renouvelables se terminent. RTE a également précisé les projets, déjà proposés dans l'édition 2011 du schéma décennal, dans les régions Aquitaine – Alpes et dans les régions Normandie – Champagne afin de faciliter les flux Nord-Sud.

3.3. « Sécuriser l'alimentation en période de pointes »

La sécurité d'alimentation des territoires dépend fortement de l'évolution de la consommation d'électricité. La situation de fragilité électrique des régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte-D'azur (PACA) avait été présentée en détail dans l'édition 2011 du schéma décennal. Elle est largement reprise dans l'édition 2012.

3.3.1. La Bretagne

Selon RTE, la forte croissance de la consommation et les faibles capacités de production locales en Bretagne ne peuvent être compensées par le réseau de transport aujourd'hui. Afin de pallier cette fragilité électrique, RTE estime que des développements sont indispensables d'une part pour garantir la sécurité d'alimentation du Nord de la Bretagne, et d'autre part pour traiter le risque d'écroulement de tension qui s'exprime sur la région entière.

Cinq projets, à échéances 2013-2017, avaient été proposés par RTE dans l'édition 2011 du schéma décennal. Ces projets s'inscrivent dans les dispositions du « pacte électrique breton »⁷, en complément des efforts engagés pour la maîtrise de la demande en électricité et le développement des énergies renouvelables. Parmi ceux-ci, un projet intègre le volet à dix ans dans le schéma 2012 alors qu'il était mentionné dans le schéma 2011. Il s'agit du projet d'installation d'un second autotransformateur de 600 MVA au poste de Plaine Haute, dont la mise en service est prévue en 2015.

En fonction de l'évolution du paysage électrique de la région, RTE indique que d'autres projets pourraient être proposés à plus long terme.

3.3.2. La région Provence-Alpes-Côte d'Azur

De même que pour la Bretagne, RTE considère que la faible production locale d'électricité dans la région Sud-Est et le faible maillage du réseau de transport place la région dans une situation de fragilité électrique. Une série d'investissements ont été réalisés en 2010, mais restent, selon RTE, insuffisants en cas de contraintes majeures. A cet effet, RTE s'était engagé, dans le cadre du schéma décennal 2011, à réaliser avant 2015 trois lignes souterraines à 225 kV dans la région. RTE indique que la Déclaration d'Utilité Publique du filet de sécurité PACA a été signée le 28 mars 2012 et que les travaux ont débuté en juin 2012. A plus long terme, RTE a notamment identifié d'autres travaux structurants sur la liaison Boutre – Plan d'Orgon – Tavel et sur le poste de Roquerousse.

3.3.3. Autres zones concernées

Parmi les autres projets, aucun changement significatif n'a été observé par rapport à la précédente édition du schéma décennal. Quatre zones qui avaient déjà été identifiées dans l'édition 2011 font également l'objet de projets d'envergure au titre de la sécurité d'alimentation : le Nord de la Champagne, Reims et les Ardennes, les « 2 Loires » (projet décalé d'un an du fait d'un retard dans l'instruction), la Haute-Durance, et le Sud des Pays-de-la-Loire. A cela s'ajoutent 22 projets de sécurisation de grandes agglomérations et

⁷ <http://www.bretagne.pref.gouv.fr/re/Les-actions-de-l-Etat/Amenagement-territoire-energie-logement/L-energie/Pacte-electrique-breton>

territoires dynamiqués consistant en des travaux de renforcement de postes existants, de création de nouveaux postes d'injection 400 kV et de renforcements de réseaux.

3.4. « Accueillir la production »

RTE souligne que les délais de réalisation des renforcements de réseaux sont plus longs que les délais de construction des moyens de production et que cela nécessite un effort d'anticipation de la part de RTE. RTE indique tenir compte des spécificités de chaque technologie pour en déduire les zones d'implantation les plus favorables et donc les renforcements nécessaires sur le réseau de transport. Le schéma décennal décrit donc, d'une part, les projets nécessaires pour accompagner le développement des énergies renouvelables et, d'autre part, les projets destinés à accueillir la production centralisée.

3.4.1. Production renouvelable

RTE n'a pas pris en compte les S3RER dans l'édition 2012 du schéma décennal. Il indique que leur finalisation permettra, pour l'édition 2013 du schéma décennal, d'affiner les besoins de développement du réseau en précisant notamment la localisation et les volumes d'énergies renouvelables.

Le premier appel d'offres qui donnera lieu au développement de 1928 MW d'éolien offshore permet à RTE de considérer d'ores et déjà les besoins de développement pour l'accueil de cette production, qui a un impact important sur le réseau de transport. A la suite de l'appel d'offres, la zone de Tréport a été déclarée sans suite, ce qui a conduit RTE à retirer le projet de raccordement du volet à 10 ans du schéma décennal.

Les besoins relatifs au développement de l'éolien terrestre avaient été identifiés par RTE dans la précédente édition du schéma décennal. Ils concernent principalement la Champagne Ardenne, la Picardie et le Nord-Pas-de-Calais, ainsi que les départements de l'Aveyron, du Tarn et de l'Hérault.

Par ailleurs, RTE estime que le développement de la production photovoltaïque, plus diffus, ne devrait pas entraîner de développement du réseau 400 kV. Toutefois, RTE estime qu'il entraînera des besoins d'adaptation des réseaux régionaux. Ces besoins de renforcement seront précisés dans le cadre des S3RER.

Les projets de STEP peuvent avoir un impact important sur le réseau de grand transport. RTE indique que le projet de renforcement du Massif Central prend en compte l'éventuel raccordement de tels projets.

3.4.2. Production centralisée

Les perspectives de développement de projets de production centralisée avaient conduit RTE à identifier, dès l'édition 2011, une zone d'accueil de production thermique au Havre, et le raccordement d'un cycle combiné gaz dans le Finistère (Landivisiau), à échéances 2018 et 2016 respectivement.

3.5. « Veiller à la sûreté du système électrique »

Veiller à la sûreté du système électrique consiste en la prévention d'incidents de grande ampleur comme les cascades de surcharges, les écroulements de tensions ou les ruptures de synchronisme pouvant avoir des conséquences significatives sur le réseau. RTE indique que certains projets de lignes rattachés aux finalités faisant l'objet des sections 3.1 à 3.5 peuvent également participer à la résilience du réseau grâce à une amélioration du maillage. La présente section ne présente que les équipements spécifiquement présentés par RTE comme dédiés à la sûreté du système.

3.5.1. Tenue de tension

Les chutes de tension sont généralement associées à de fortes consommations, et peuvent être compensées par l'installation de condensateurs. A l'inverse, les périodes de faible consommation, ainsi que le développement des ouvrages en souterrain, favorisent les épisodes de hausse de tension qui peuvent être compensés par l'installation de bobines (selfs).

Depuis l'édition précédente, RTE avait identifié des besoins en matière de moyens de compensation des contraintes de tensions basses dans le Nord. Lors d'une deuxième phase, 610 MVar seront installés d'ici 2017. Egalement, un nouveau projet de gestion des tensions basses en Normandie et l'ouest Parisien a intégré le volet à dix ans. RTE avait déjà identifié des besoins d'installation de 5150 MVar dans l'Ouest, le Nord et le Sud-Ouest, avec des échéances de 2013 à 2015. Un projet d'installation de deux condensateurs en Bourgogne a été abandonné après la mise à jour des hypothèses d'évolution de la production. A plus long terme RTE a identifié des besoins supplémentaires de compensation qui pourraient être nécessaires dans les régions Normandie-Paris et Est.

RTE avait identifié des contraintes de tensions hautes dans le Nord, l'Est (projet décalé d'un an du fait de l'ajout d'une inductance supplémentaire au poste de Buschbach), et le Sud-Ouest, qui conduisent à un besoin total de près de 1300 MVar de selfs d'ici 2017. De nouvelles contraintes ont été identifiées en région PACA, et ont conduit dans le cadre du filet de sécurité PACA, à l'installation de 300 MVar d'ici 2015.

3.5.2. Maîtrise des intensités de court-circuit

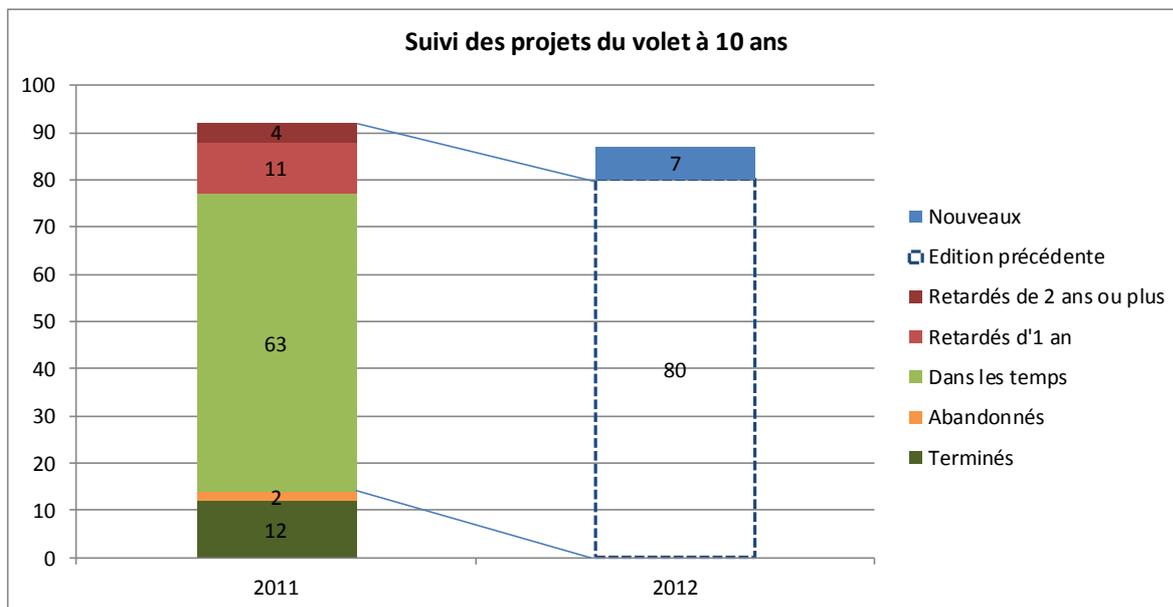
RTE indique que le développement de la production et le renforcement du maillage du réseau augmentent les intensités de court-circuit et sont susceptibles de nécessiter le redimensionnement d'équipements de postes électriques. RTE avait ainsi identifié des besoins dans le schéma décennal 2011 aux postes de Tavel, Tricastin, Villejust et Henri-Paul (échéances 2015 à 2016). Le projet au poste de Tavel a été décalé d'un an pour tenir compte des résultats plus détaillés des études réalisées. Egalement, le projet du poste de Tricastin a été décalé d'un an pour des difficultés de consignment.

3.5.3. Stabilité

Certaines zones faiblement maillées présentent des risques de stabilité en cas de découplage. RTE avait identifié les régions Bretagne et Sud-Ouest, qui feront respectivement l'objet de renforcements (à l'étude) et de remplacement de disjoncteurs (horizon 2014).

3.6. Suivi des projets

En annexe du schéma décennal, RTE présente un suivi des projets. Le volet à dix ans de l'édition 2011 comprenait 92 projets dont 34 en commun avec le volet à trois ans. L'édition 2012 en comprend 87, dont 35 en commun avec le volet à trois ans. Les évolutions des différents projets peuvent se résumer de la manière suivante :



Deux projets contenus dans le schéma décennal 2011 ont été abandonnés :

- le raccordement de la production éolienne offshore dans la zone du Tréport, le site n'ayant pas été retenu à la suite de l'appel d'offres ;
- un projet d'amélioration de la gestion des tensions basses en Bourgogne, du fait de la mise à jour à la hausse des hypothèses d'évolution de la production.

Parmi les nouveaux projets, 5 ont été présentés dans les sections précédentes, relatives à la finalité principale de chacun :

- la restructuration du réseau alsacien ;
- le renforcement de la capacité de transformation du poste de Plaine Haute, dans le cadre du filet de sécurité Bretagne ;
- la gestion des tensions hautes dans l'est PACA ;
- la phase 2 du projet de gestion des tensions basses dans le Nord ;
- la phase 2 du projet de gestion des tensions basses en Normandie et ouest Parisien.

Deux autres projets font leur entrée dans le volet à dix ans :

- la sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse, projet qui est proposé sous une nouvelle forme à la suite de l'abandon du projet initial (cf. volet à trois ans). Il consiste en la création d'une liaison 225 kV entre Lafourgette et Portet St Simon, avec une mise en service prévue pour 2018 ;
- le projet « Grand Est » consiste en l'augmentation de la capacité de transit et de secours entre Lorraine et Lyonnais, avec une date de mise en service à déterminer.

Par ailleurs deux autres projets à horizon plus lointain font leur apparition dans le volet à dix ans. Cependant, ces projets sont encore à un stade très peu avancé. Il s'agit des projets d'interconnexion France – Irlande et France – Allemagne.

Entre les éditions 2011 et 2012 du schéma décennal, 15 projets ont vu leur date de mise en service décalée d'une année ou plus. Les raisons de ces décalages sont :

- les aléas de chantier pour 4 projets ;
- le changement de consistance technique pour 2 projets ;
- la baisse des hypothèses de croissance de consommation pour 4 projets ;
- les difficultés dans la concertation pour 3 projets ;
- les difficultés et délais dans l'instruction administrative pour 1 projet ;
- en lien direct avec le projet du client pour 1 projet.

Plus spécifiquement, 2 projets auraient dû intégrer le volet à trois ans mais leur date de mise en service a été décalée de 2015 à 2016 :

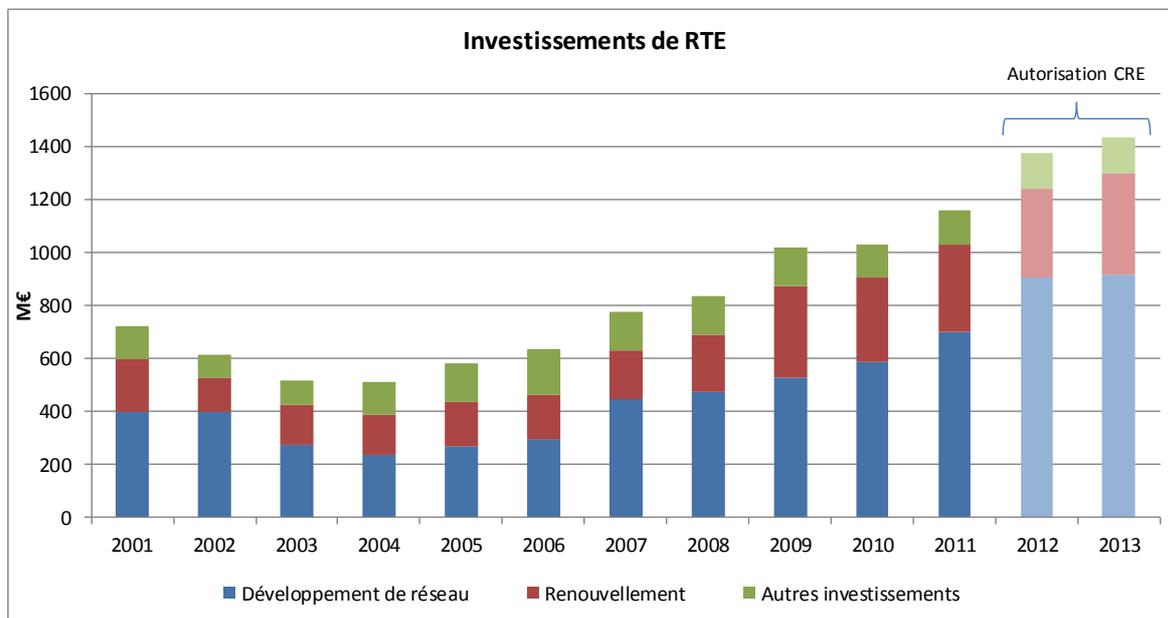
- la création d'un poste 225/63 kV à Orvault, décalé du fait d'une phase de concertation plus longue que prévu ;
- la fiabilisation des postes de Tavel et Réaltor, à la suite des résultats d'études détaillées.

4. Volet à trois ans

A l'horizon de trois ans, les investissements consacrés au développement du réseau de transport représentent un montant cumulé d'environ 3 Md€ répartis de la manière suivante selon les principales finalités :

- 19 % pour la sécurité du système ;
- 44 % pour la sécurité et qualité d'alimentation des zones de consommation ;
- 15 % pour les interconnexions internationales ;
- 15 % pour les raccordements et l'accueil de la production.

L'augmentation de la proportion de projets répondant à la finalité « sécurité et qualité d'alimentation des zones de consommation » par rapport à l'édition précédente est en partie due à l'introduction de certains projets des filets de sécurité Bretagne et PACA dans le volet à trois ans. Les investissements inclus dans le volet à trois ans ne représentent qu'une partie des investissements totaux de RTE. Notamment, seuls les projets de développement dont l'investissement est supérieur à 3 M€ sont inclus dans le périmètre du schéma décennal.



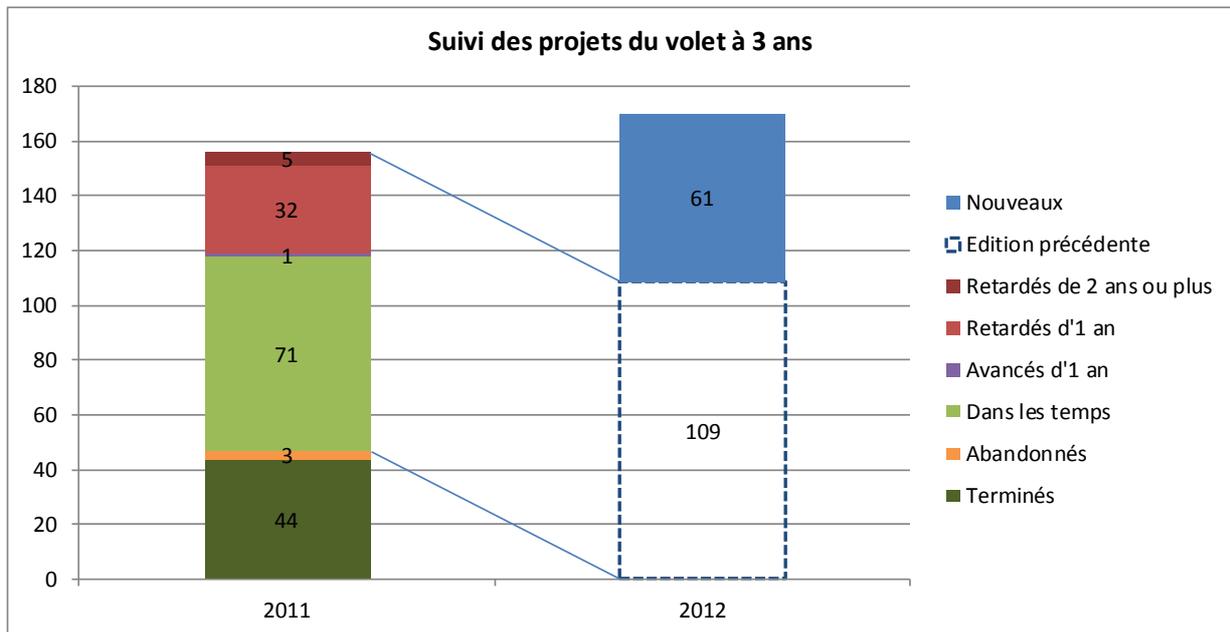
En complément des investissements concernant le développement du réseau de transport, RTE indique qu'il consacrera, dans les trois ans, environ 1,6 Md€ au renouvellement et à la sécurisation mécanique.

Le schéma soumis par RTE présente pour chacune des sept régions électriques le contexte d'évolution, le bilan électrique régional, et les principaux projets à réaliser sur la période 2013-2015.

Par ailleurs, nous pouvons noter que la mise en service de quelques projets saillants est attendue d'ici fin 2015 :

- Baixas – Gaudière 400 kV (2013 – remplacement de conducteurs – amélioration de la sûreté du système et contribution aux échanges internationaux) ;
- programmes d'installation de moyen de compensation de réactif dans le Nord, L'Ouest, le Sud-Ouest, dans l'est PACA et la région parisienne (2013 à 2015 – tenue de tension) ;
- Fruges 400 kV (2013 – création de poste – accueil de production éolienne dans le Pas de Calais) ;
- renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne (2014 – postes de Laval et d'Oudon) ;
- interconnexion France – Espagne par l'est des Pyrénées (2014 – augmentation des capacités d'échanges avec l'Espagne) ;
- filet de sécurité PACA (2015 – construction de 3 liaisons souterraines de 225 kV – amélioration de la sécurité d'alimentation) ;
- filet de sécurité Bretagne (2015 – installation de capacités de transformation au poste de Plaine Haute).

Le volet à trois ans de l'édition 2011 du schéma décennal comprenait 156 projets. L'édition 2012 en comprend 170. Les évolutions des différents projets peuvent se résumer de la manière suivante :



Pour les 36 projets retardés (pour le 37^e projet, la date de mise en service était erronée dans l'édition précédente), les causes indiquées par RTE se répartissent de la manière suivante :

- 28 % : retards dans les instructions administratives ;
- 31 % : retards en lien direct avec le projet du client ;
- 28 % : retards dus aux aléas de chantiers ;
- 14 % : retards dus à la concertation.

Les trois projets abandonnés sont :

- deux projets de raccordement de client en Aquitaine, les projets ont été abandonnés par les clients ;
- l'amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse, le projet est abandonné sous cette forme, mais une autre stratégie sera proposée en collaboration avec ERDF (horizon 2018, cf. volet à dix ans).

Plus spécifiquement, la mise en service de 12 projets, initialement prévue en 2012, a été repoussée en 2013 ou 2014.

5. Consultation par RTE

Avant de soumettre son projet à la CRE, RTE a procédé à une consultation des acteurs sur son projet de schéma décennal, afin de pouvoir éventuellement y intégrer leurs commentaires. Le document transmis à la CRE contient une annexe récapitulant les remarques et demandes des acteurs avec les réponses de RTE. RTE indique les modifications qui ont pu être intégrées, dans la version transmise aux services de la CRE, pour tenir compte de certaines remarques.

Les remarques et demandes des acteurs ayant répondu à la consultation de RTE s'articulent autour des axes suivants :

- la prise en compte du développement des énergies renouvelables et du stockage par RTE (scénario de développement, cohérence avec les S3RER, conséquence sur la création ou l'amélioration des postes sources, rôle des collectivités) ;
- le détail sur les projets de RTE (éléments de coûts, date de mise en service) ;
- le périmètre et le contenu du schéma décennal (projets de raccordement, autres projets clés hors du périmètre, cohérence avec le TYNDP et le projet E-Highway 2050, le niveau élevé des investissements) ;
- le lien entre les scénarios et les projets présentés (notamment pour les interconnexions, évaluation des projets) ;
- les potentiels de raccordement (localisation régionale des potentiels, équilibre locaux).

6. Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 13 mai 2013 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dare.cp3@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :

Commission de régulation de l'énergie
Direction de l'accès aux réseaux électriques
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
France

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi. Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.