

Paris, le 30 avril 2015

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2015 portant sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France élaboré par RTE

L'article L321-6 code de l'énergie, qui transpose la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, rend obligatoire l'élaboration, chaque année, d'un schéma décennal de développement du réseau (ci-après « schéma décennal ») par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). Cet article encadre les modalités d'élaboration du schéma décennal, définit son périmètre et précise les modalités de son contrôle.

Le schéma décennal doit être « *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* ». Pour ce faire, « *le schéma 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 mentionnés à l'article L. 321-7* ». En outre, le schéma décennal doit mentionner « *les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans* » ; il doit également répertorier « *les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements* ».

L'article L321-6 du code de l'énergie précise en outre que « *chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie* » (CRE). Conformément aux dispositions de cet article, la CRE doit vérifier si « *le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport* ». Dans ce cadre, « *la Commission de régulation de l'énergie consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public ; elle rend publique la synthèse de cette consultation* ».

Le 6 février 2015, RTE a soumis à l'examen de la CRE son schéma décennal de développement du réseau pour la période 2015-2024¹. Le document remis par RTE constitue la quatrième édition de cet exercice. 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 ce schéma. A la suite de cette consultation, la délibération de la CRE est prévue pour le mois de juin 2015.

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 21 mai 2015.

¹ <http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau>

Table des matières

1. Processus de planification de RTE	3
1.1. Les réseaux 400 kV	3
1.2. Les réseaux de répartition	3
2. Actualisation des scénarios de long terme d'offre et de demande	4
3. Le plan à 10 ans	6
3.1. Périmètre du plan à 10 ans	6
3.2. Les secours entre territoires et la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe ...	7
3.3. L'accueil de moyens de production d'électricité	9
3.4. Le développement des interconnexions	10
3.5. Cohérence avec le plan européen à 10 ans de développement du réseau	13
3.6. Suivi des projets	14
4. Le plan à trois ans	15
4.1. Périmètre du volet à trois ans	15
4.2. Contenu du plan à trois ans et principaux enjeux par région	16
4.3. Suivi des projets	17
5. Perspectives à dix ans par région administrative	18
6. Mode de consultation des acteurs par RTE	19
7. Synthèse des questions aux acteurs	19
8. Modalités de la consultation publique	20

Conformément à la loi, la CRE est chargée de vérifier que le schéma décennal soumis par RTE couvre tous les besoins en matière d'investissements. Pour ce faire, la démarche de la CRE repose sur une analyse la cohérence et de la transparence du processus de planification des investissements de RTE. Cette démarche s'organise en trois grandes étapes : le suivi des hypothèses et l'analyse de leur cohérence ; la compréhension du processus d'identification des besoins de renforcement de réseau mis en place par RTE pour sélectionner ses projets; et enfin, la vérification du traitement de ces besoins de renforcement au regard des projets sélectionnées à 3 et 10 ans par RTE.

La première partie du document de consultation présente la méthodologie utilisée par RTE pour identifier les contraintes et sélectionner les projets. La deuxième partie décrit les scénarios retenus par RTE et les grands principes généraux présidant à leur élaboration. Les trois parties suivantes présentent les besoins de renforcement mis en avant par RTE sur son réseau, les hypothèses structurantes à l'origine de ces besoins et les projets sélectionnés dans les plans à 3 et 10 ans pour répondre à ces besoins. La partie 6 rappelle les grands thèmes abordés dans la consultation réalisée par RTE.

1. Processus de planification de RTE

Conformément à une demande exprimée par la CRE dans sa délibération du 26 juin 2014 portant examen du schéma décennal 2013, RTE explicite sa méthodologie de planification des investissements dans l'annexe V du schéma décennal 2014. Il ressort de la description de cette démarche que les réseaux 400 kV doivent être distingués des réseaux de répartition.

1.1. Les réseaux 400 kV

Pour le réseau de grand transport, la planification des investissements comprend trois étapes principales.

La première étape consiste à simuler les flux à l'horizon 2030 sur le réseau 400 kV en s'appuyant sur une vision simplifiée du réseau. Ces simulations de flux permettent d'identifier les zones potentiellement contraintes à cet horizon de temps en fonction d'un corps d'hypothèses données pour l'offre et la demande. Les résultats de ces simulations, décrits dans l'annexe II du schéma décennal 2014, sont présentés dans l'analyse de robustesse du plan à dix ans (cf section 3.2). Selon RTE, les zones pour lesquelles les flux anticipés sont proches ou supérieurs à la capacité du réseau plus de 10% du temps risquent de créer des contraintes pour l'exploitation du système et sont donc considérées comme des zones de fragilité.

Ces zones de fragilité font ensuite l'objet d'études détaillées afin d'identifier, pour chacune de ces zones, les hypothèses d'offre et de demande à l'origine de la contrainte, et de déterminer une enveloppe de nouveaux projets, constituant le réseau cible à 2030. Ces projets de renforcement sont relativement peu nombreux et généralement structurants pour le réseau 400 kV. Ils nécessitent donc des temps de réalisation qui peuvent aller jusqu'à dix ans.

La troisième étape constitue le déclenchement des études décisionnelles, c'est à dire l'étape visant à préciser la pertinence économique de la solution envisagée. Afin de réduire autant que possible l'incertitude attenante aux hypothèses justifiant le projet, cette prise de décision se fait au plus près de la date de survenue probable de la contrainte, en tenant compte du temps nécessaire pour la réalisation du projet.

1.2. Les réseaux de répartition

La méthodologie de planification des investissements pour les réseaux de répartition se distingue de celle appliquée aux réseaux 400 kV. Comme pour les réseaux 400 kV, RTE réalise pour les réseaux de répartition, une étude cible à 15 ans qui vise à identifier les projets nécessaires à la résolution des

contraintes identifiées à cet horizon. Néanmoins, à la différence des réseaux 400 kV, l'analyse des besoins d'investissements sur les réseaux de répartition comporte également de manière systématique un horizon d'étude à 10 ans. En effet, exception faite de quelques projets structurants aux temps de réalisation longs (ex filet de sécurité Bretagne et PACA), les projets des réseaux de répartition, souvent liés à des problématiques de sécurité d'alimentation locale ou d'accueil des renouvelables, sont beaucoup plus nombreux que pour le réseau 400 kV. RTE souligne ainsi la nécessité de réaliser une analyse à 10 ans afin de distinguer parmi les contraintes identifiées à l'horizon 2030 celles qui sont les plus susceptibles de se matérialiser à un horizon de 10 ans.

Comme pour le réseau 400 kV, en fonction de la matérialisation probable des contraintes à 10 ans et en tenant compte du temps de réalisation nécessaire pour le projet (généralement beaucoup plus courts que pour le réseau 400 kV), des études décisionnelles sont ensuite déclenchées afin de confirmer la nécessité de réaliser le projet identifié comme nécessaire dans les analyses à dix ans.

Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade, la CRE considère que RTE a répondu en grande partie à ses demandes et que l'articulation des différents horizons de temps pour la planification des investissements est plus claire. Néanmoins, elle estime que la description donnée dans l'annexe V du schéma décennal explicite encore insuffisamment les différences de méthodologie existantes sur le réseau 400 kV et les réseaux de répartition.

Question 1 : La méthodologie utilisée par RTE et décrite dans l'annexe V du SDDR pour identifier les contraintes et sélectionner les projets est-elle suffisamment explicite ?

2. Actualisation des scénarios de long terme d'offre et de demande

Dans le cadre de ses études de réseau, RTE s'appuie sur des scénarios d'offre et de demande pour analyser les développements de réseau qui s'avèreraient nécessaires.

Le Bilan Prévisionnel, élaboré chaque année par RTE, vise à établir des scénarios à cinq ans pour vérifier l'adéquation de l'offre et de la demande en France et à 15 ans pour explorer des scénarios contrastés d'offre et de demande, et ses conséquences sur le réseau de transport. Ces scénarios sont fondés sur des prévisions de la demande en énergie et de la puissance appelée à la pointe (appréciée via la puissance en pointe dite « à une chance sur dix », exprimée en GW) aux horizons de 5 et 15 ans ; et sur un parc de production permettant de répondre à cette demande en 2030. A cet horizon, les niveaux de progression de la demande sont fixés en tenant compte principalement de la démographie, du niveau de croissance économique et de l'efficacité énergétique. Les parcs retenus dans chacun des scénarios sont structurés en fonction d'ambitions différentes en termes de part du nucléaire dans le parc de production installé total, de développement des renouvelables et de prix du carbone et des matières premières. Ces hypothèses ont été soumises à consultation en Commission « Perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité, lors de réunions tenues les 10 avril et 13 mai 2014².

² <https://www.concerte.fr/>

Le bilan prévisionnel 2014 de RTE présente les quatre scénarios retenus pour encadrer le champ des possibles à 2030. Les analyses de long terme du schéma décennal 2014 s'appuient sur ces scénarios.

Le scénario consommation forte

Le scénario consommation forte se distingue par une forte croissance de la consommation intérieure (+ 67 TWh en 2030 par rapport à 2013) associée à une croissance économique soutenue, une forte démographie et un effort d'efficacité énergétique relativement modeste. La demande de pointe à une chance sur dix atteint 114 GW pour un parc installé de 160 GW. La part du nucléaire est maintenue à près de 67% de la production totale tandis que le développement des renouvelables est légèrement en deçà des objectifs des SRCAE (Schémas Régionaux Climat Air Energie) en 2030 avec une part dans la production totale de 26%. Le niveau des capacités d'échange à l'export retenu est de 25 GW (20 GW en import) contre une capacité d'interconnexion à l'export aujourd'hui d'environ 14 GW.

Le scénario croissance faible

Le scénario croissance faible est caractérisé par un recul de la consommation intérieure (- 31 TWh) entre 2013 et 2030 expliqué par une croissance économique et démographique faible, et une efficacité énergétique modérée. La demande de pointe à une chance sur dix atteint 96,1 GW pour un parc installé de 135 GW. Les énergies renouvelables représentent 24 % de la production totale tandis que la part du nucléaire dans la production atteint 70 % dans ce scénario. Le niveau des capacités d'échange à l'export retenu est de 20 GW (16 GW en import).

Le scénario diversification

Le scénario Diversification présente une évolution modérée de chacun de ses éléments caractéristiques (croissance de la consommation, développement du nucléaire, efficacité énergétique, EnR, développement des interconnexions). La consommation intérieure croît modérément par rapport à 2013 (+22 TWh) tandis que la pointe à une chance sur dix atteint 105,2 GW pour un parc installé de 150 GW. Le parc renouvelable installé dans ce scénario est similaire au scénario consommation forte. Le parc nucléaire atteint une part dans la production totale de 58 % tandis que pour les renouvelables cette part est de 30%. Le niveau des capacités d'échange à l'export retenu est de 25 GW (20 GW en import).

Le scénario nouveau mix

Le scénario « nouveau mix » représente un scénario caractérisé par une sobriété énergétique et une forte pénétration des renouvelables. La croissance de la consommation est quasi nulle par rapport à 2013 avec une progression de 2,5 TWh. Ceci s'explique par un effort important de maîtrise de la demande (environ 100 TWh) qui permet de compenser les facteurs de croissance de la consommation et le développement de nouveaux usages électriques. La pointe à une chance sur dix atteint 100 GW pour un parc installé de 158 GW. Au sein de ce scénario, la part du nucléaire dans la production totale est de 50 % tandis que la production renouvelable atteint 38,5%. Le niveau des capacités d'échange à l'export retenu est de 29 GW (24 GW en import).

Synthèse :

TWh	2013	2030			
		Croissance faible	Consommation forte	Diversification	Nouveau mix
Consommation nationale	501	455	553	507	490
Solde exportateur	49	99	73	43	26
Demande totale	550	554	626	550	516
Nucléaire	404	387	423	321	254
Thermique	46	35	39	66	63
Renouvelables	100	133	164	164	199
Offre totale	550	554	626	550	516

Figure 1 : analyse CRE³

Principales évolutions par rapport au Bilan Prévisionnel 2012

La principale évolution par rapport au Bilan Prévisionnel 2012 est le fort recul des prévisions de demande à l'horizon 2030 avec une baisse dans chacun des scénarios variant entre - 20 TWh et - 44 TWh. Ce recul de la demande se traduit essentiellement par un recul des capacités thermiques et nucléaires installées et/ou une augmentation du solde exportateur selon les scénarios par rapport aux prévisions réalisées dans le Bilan Prévisionnel 2012.

Question 2 : Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur les scénarios du bilan prévisionnel vous donnent-elles satisfaction ?

Question 3 : Considérez-vous que les scénarios élaborés par RTE à 2030 permettent d'encadrer de façon raisonnable le champ des possibles à cet horizon ?

3. Le plan à 10 ans

3.1. Périmètre du plan à 10 ans

³ Le chiffre de 501 TWh correspond à la consommation nationale. La consommation nationale doit être distinguée de la consommation intérieure à laquelle font référence les paragraphes ci-dessus décrivant chaque scénario. La consommation intérieure correspond à la consommation nationale corrigée des effets conjoncturels tels que l'aléa météorologique ou une année bissextile. En 2013, la consommation intérieure était de 478,7 TWh.

En application de l'article L321-6 du code de l'énergie, le volet à 10 ans inclut les principales infrastructures dont la mise en service, prévue dans les 10 ans, est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation ainsi que les projets d'interconnexions.

Les projets du plan à dix ans sont structurés selon 5 finalités⁴:

- la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe (22 projets) ;
- l'accueil des moyens de production d'électricité (21 projets) ;
- le développement des interconnexions (8 projets) ;
- les secours entre territoires (3 projets) ;
- la sûreté de fonctionnement du système électrique (projets communs avec le plan à trois ans).

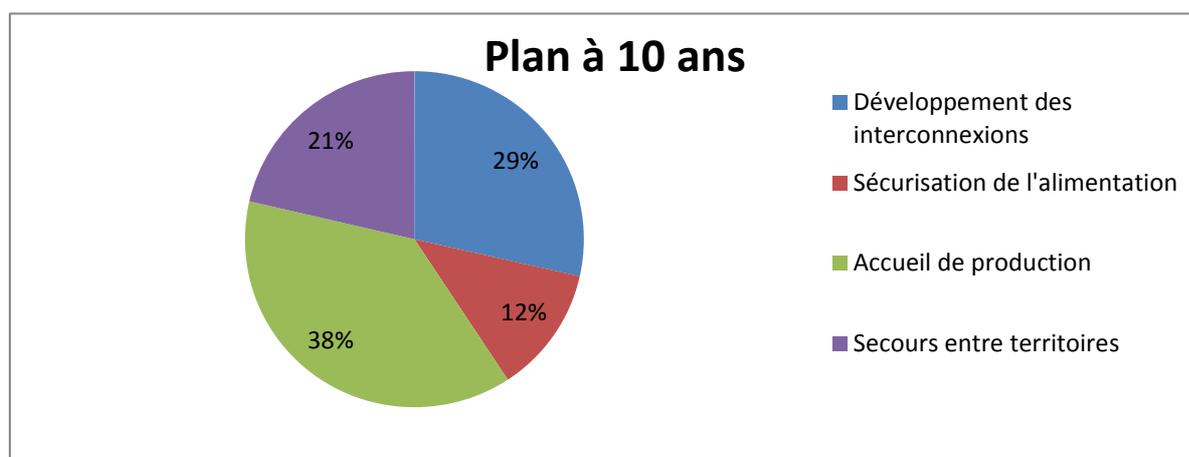


Figure 2 : Analyse CRE (projets décidés dans le plan à dix ans)

L'essentiel des investissements est ainsi concentré sur :

- l'accueil de la production, et principalement des renouvelables (dépenses de raccordement des fermes éoliennes marines) ;
- le développement des capacités d'échange aux frontières dont les besoins sont croissants selon RTE du fait du développement renouvelable en Europe ;
- le renforcement du réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires ;
- la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe.

S'agissant de la finalité sûreté du système électrique, les dépenses relevant du plan à 10 ans restent très marginales. Cette finalité regroupe les projets visant à prévenir les incidents de grande ampleur tels que les cascades de surcharge, les écroulements de tension ou les ruptures de synchronisme. La date de mise en service de ces projets est prévue dans les trois ans ; ces derniers sont donc répertoriés dans le plan à trois ans.

3.2. Les secours entre territoires et la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe

⁴ Ces finalités sont présentées selon un titre légèrement différent dans le schéma décennal : « sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe ; accueil de de production ; fluidification des flux et facilitation des secours en Europe ; fluidification des flux et facilitation des secours interrégionaux ; sûreté du système électrique.

Un des objectifs du schéma décennal est de s'assurer que le réseau 400 kV sera capable de faire face aux modifications des flux transitant sur le réseau du fait de l'évolution du parc de production en France, et de l'augmentation des échanges en Europe. Cette problématique est exacerbée selon RTE par la forte incertitude qui pèse sur l'évolution du parc de production, justifiant une approche par scénario à l'horizon 2030.

L'analyse à réseau 400 kV simplifié (décrite au point 1.1) a été actualisée cette année avec les hypothèses du Bilan prévisionnel 2014. Celle-ci a permis de confirmer les zones de fragilités des réseaux identifiées par RTE à l'horizon 2030 dans le schéma décennal 2013. Il s'agit des zones Massif Central, Grand Est, Zone Atlantique et Normandie Sud Parisien. Selon RTE, ces zones présentent un accroissement des flux substantiel à l'horizon 2030, et ce quel que soit le scénario retenu, bien que l'ampleur et la fréquence des contraintes varient selon les scénarios.

RTE indique que les projets 400 kV inclus dans le plan à 10 ans sont nécessaires quel que soit le scénario retenu à 2030. Parmi ces ouvrages, on peut citer parmi les plus structurants : le projet de reconstruction de la ligne entre Lille et Arras ; le projet Cergy-Persan ; le projet Midi Provence, le projet Gaudière-Rueyres, le projet d'adaptation du réseau alsacien, le projet Lyon-Montélimar et le projet entre Charleville et Reims.

Selon RTE, ces projets sont *a priori* suffisants pour répondre aux besoins de développement du réseau à 10 ans, sauf si la transition énergétique s'accélérait dans les prochaines années. Ainsi, des projets de renforcement complémentaire dans les zones à enjeu identifiées pourraient être requis si dès 2025 un scénario du type nouveau mix se concrétisait, notamment au nord du Massif Central et entre la Normandie et le grand sud parisien, ainsi que dans le grand Est. RTE souligne en particulier que « les délais de réalisation de ces projets sont de l'ordre de 10 ans, et que les décisions les concernant doivent être prises rapidement si ces orientations de politique énergétique sont décidées ».

S'agissant de la sécurisation de l'alimentation électrique, RTE identifie une vingtaine d'ouvrages nécessaires d'ici les dix prochaines années. Cinq grands projets se distinguent par leur importance : le filet de sécurité Bretagne, le filet de sécurité PACA, et les projets « Haute Durance », « Deux Loires » et « Sud pays de la Loire ». Pour chacun de ces projets, RTE précise que ces derniers apportent une réponse globale et durable aux besoins des régions concernées.

Analyse préliminaire de la CRE

Dans la délibération du 26 juin 2014 portant examen du schéma décennal 2013, la CRE avait demandé à RTE de présenter « l'actualisation des travaux de modélisation des flux du réseau 400 kV à l'horizon 2030 » et d'identifier à la fois pour chaque zone de fragilité du réseau 400 kV et pour les réseaux régionaux, les hypothèses structurantes qui à l'horizon de dix ans pourraient rendre nécessaire des développements complémentaires de réseau.

RTE a répondu de façon satisfaisante à ces demandes. La CRE note par ailleurs que si les projets retenus dans le plan à dix ans sont *a priori* suffisants pour répondre aux besoins d'investissement à cet horizon, des renforcements complémentaires pourraient être nécessaires si un scénario du type « nouveau mix » se concrétisait dans les prochaines années.

Question 4 : Les besoins de sécurisation de l'alimentation des territoires en France à dix ans vous semblent-ils correctement pris en comptes ?

Question 5 : Les besoins d'investissements en vue d'assurer les secours entre territoires vous semblent-ils clairs au regard des fragilités identifiées et de leurs déterminants ? Leur prise en compte par RTE permet-elle de répondre aux besoins de développement du réseau ?

3.3. L'accueil de moyens de production d'électricité

RTE souligne que les délais de réalisation des renforcements de réseaux étant plus longs que ceux requis pour la construction de capacité de production, il se doit d'anticiper l'accueil de la production. Il indique ainsi 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, en s'appuyant notamment sur les demandes des producteurs et la loi Grenelle II. Le schéma décennal décrit donc, d'une part, les projets destinés à accueillir la production centralisée et, d'autre part, ceux nécessaires pour accompagner le développement des énergies renouvelables.

S'agissant de l'accueil de la production centralisée, deux projets concourent à créer de la capacité d'accueil : le projet de remplacement des lignes 225 kV dans la zone de Fos et le projet de renouvellement de l'axe entre le Havre et Rougemontier⁵. Ces projets, devant être mis en service respectivement en 2015 et 2018 se déroulent comme prévus.

L'accueil des énergies renouvelables (sauf lorsque les conditions de raccordement sont fixées par un appel d'offre spécifique, comme dans les cas de l'éolien en mer) est défini dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (SR3EnR), qui traduisent les modalités de développement du réseau pour l'atteinte des ambitions définies dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Les SRCAE, mis en place par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, définissent par région les objectifs de développement des énergies renouvelables pour 2020. Depuis mi 2014, tous les SRCAE ont été publiés, identifiant un potentiel de 47 GW dont 29 GW pour l'éolien et 15 GW pour le photovoltaïque. RTE accompagne ces schémas en identifiant les développements et renforcements nécessaires sur le réseau en lien avec les objectifs retenus par région. Les SR3EnR constituent un outil de planification du réseau, élaboré par RTE en concertation avec les différentes parties prenantes, pour l'accueil des énergies renouvelables sur le réseau d'une région. L'intégration des SR3EnR dans le schéma décennal se poursuit. Les projets définis dans la cadre des SR3EnR concernent pour leur grande majorité les réseaux de répartition.

L'accueil des éoliennes en mer passe par la réalisation des raccordements des sites retenus dans le cadre des deux appels d'offre lancés par l'Etat en 2011 et 2013. Ces projets visent à raccorder près de 3 GW de fermes éoliennes marines, s'échelonnant entre 2020 et 2022. Le raccordement au réseau public de transport doit s'opérer via des liaisons sous-marines et souterraines à double circuits 225 kV dont la longueur varie entre 45 et 60 km selon les projets. Ces projets se déroulent conformément aux prévisions.

Enfin, à la demande du gouvernement, RTE a étudié comment le potentiel hydrolien pourrait être raccordé au réseau électrique. RTE souligne la rareté des sites potentiels d'atterrage du fait entre autre des contraintes géographiques et environnementales et des difficultés technologiques soulevées par les zones de courants. Toutefois, il souligne l'existence de capacité d'accès au réseau dans la zone du Cotentin à la suite de la réalisation de l'ouvrage Cotentin Maine.

Question 6 : Les perspectives de développements des réseaux destinés à accueillir la production permettent-elles selon vous de répondre aux besoins des acteurs ?

⁵ Ce projet, bien que rattaché à la finalité « Accueil de la production » répond également à d'autres finalités tel que les secours entre territoires.

3.4. Le développement des interconnexions

Cette partie présente les principaux projets de développement des interconnexions à l'étude pour chaque frontière. Pour chacune d'entre elles, RTE présente les évaluations réalisées par ENTSOE dans le cadre du plan européen de développement des réseaux 2014 (Ten year Network Development Plan ; TYNDP) des bénéfices économiques générés par l'augmentation d'1 GW d'interconnexion. Les résultats présentés par RTE correspondent à ceux du scénario « vision 3 » du plan européen, lequel est assimilable au scénario nouveau mix pour la France du Bilan Prévisionnel 2012.

Les Îles Britanniques

S'agissant des Îles britanniques, comme dans l'édition précédente, RTE insiste sur l'intérêt économique de développer les interconnexions pour atteindre une capacité d'interconnexion totale entre la Grande Bretagne et le continent entre 7 GW et 10 GW, soit une augmentation de 4 à 7 GW par rapport au niveau actuel. ENTSOE a valorisé l'accroissement de capacité d'1 GW entre la France et les Îles britanniques entre 170-250 M€/an

La capacité supplémentaire doit permettre, selon RTE, de valoriser la complémentarité des parcs de production des zones interconnectées dans le contexte d'un développement important des énergies renouvelables.

Pour ce faire, RTE étudie plusieurs projets :

- Le projet « IFA 2 » qui prévoit un renforcement de la capacité d'échange entre la France et l'Angleterre d'1 GW. Les analyses des fonds marins ont permis de proposer un tracé et de vérifier l'équilibre coût bénéfique du projet. RTE considère une date de mise en service cible de 2020. Le projet a été sélectionné comme PIC (Projet d'intérêt commun) en novembre 2013.
- Le projet FAB⁶, projet mixte d'interconnexion et de raccordement de productions hydroliennes visant une capacité supplémentaire de 1400 MW en 2022 a également été retenu comme PIC en octobre 2013.
- Enfin, le projet de liaison de 600 km entre la France et l'Irlande d'une capacité de 700 MW, également déclaré PIC en octobre 2013, est envisagé pour après 2025. Selon RTE, « des études géophysiques⁷ et géotechniques⁸ prévues pendant les étés 2014 et 2015 viendront préciser la faisabilité de l'ouvrage à construire ».

Par ailleurs, un nouvel ouvrage d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la Manche est à l'étude par un consortium associant Eurotunnel (Eleclink). Ce projet vise un renforcement des capacités d'échange d'1 GW et une mise en service en 2017. Le raccordement de l'interconnexion réalisé par RTE se déroule comme prévu.

La frontière avec la Belgique

Sur les frontières allemande et belge, des évolutions des parcs de production significatives sont escomptées avec la fermeture prévue des parcs nucléaires en Allemagne et en Belgique et le développement des renouvelables. Ces évolutions sont susceptibles d'entraîner des complémentarités de

⁶ France Aurigny Grande Bretagne.

⁷ Etude du relief et de la couche de surface des fonds marins.

⁸ Etude la nature des fonds marins.

parc importantes qui pourront être valorisées selon RTE au travers du développement des interconnexions. Sur la frontière belge, RTE considère ainsi qu'1 GW d'interconnexion supplémentaire serait rentable quel que soit le scénario. ENTSOE a valorisé l'accroissement de capacité d'1 GW entre la France et la Belgique entre 10 et 20 M€/an pour le scénario vision 3 du TYNDP 2014 à l'horizon 2030. Ces bénéfices doivent être mis en regard du coût du premier projet de renforcement envisagé dans le plan européen sur cette frontière, évalué entre 110 et 170 M€⁹. Ce projet, qui permettra d'augmenter les capacités d'interconnexions entre la France et la Belgique d'1 GW consiste en un renforcement des conducteurs des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation.

Des développements supplémentaires pourraient être souhaitables selon RTE en fonction du développement des renouvelables de part et d'autre de la frontière.

La frontière avec l'Allemagne

Sur la frontière allemande, RTE souligne que le développement très important des renouvelables devrait renforcer la complémentarité des parcs français et allemands, avec des flux importants estimés entre les deux pays par ENTSOE. RTE considère ainsi qu'1 GW de développement des interconnexions est souhaitable quel que soit le scénario retenu. ENTSOE a valorisé l'accroissement de capacité d'1 GW entre la France et l'Allemagne à environ 100 M€/an pour le scénario vision 3 du TYNDP 2014 à l'horizon 2030.

Deux projets de renforcement de lignes existantes (entre Muhlbach et Eichstetten et entre Vigy et Uchetelfangen) sont ainsi à l'étude ; ils conduiront à une augmentation des capacités d'échange entre 1 et 2 GW pour une capacité actuelle de 2.6 GW. L'horizon de réalisation doit encore être confirmé.

La frontière suisse

Sur la frontière suisse, l'installation de 5 GW de barrages hydrauliques dans les Alpes suisses d'ici 2030 est un facteur avancé par RTE comme justifiant le développement des interconnexions et permettant de tirer parti du développement des énergies renouvelables en Europe en permettant son stockage en période de surplus. Les autres déterminants d'une augmentation des capacités d'interconnexion avec la Suisse sont l'évolution des capacités de production dans la vallée du Rhône et les besoins d'importation de l'Italie. RTE considère ainsi qu'1 GW d'interconnexion additionnel est valorisé quel que soit le scénario retenu. ENTSOE a par ailleurs valorisé l'accroissement de capacité d'1 GW entre la France et la Suisse entre 50 et 70 M€ pour le scénario vision 3 du TYNDP 2014 à l'horizon 2030.

Deux solutions de renforcement sont à l'étude : il s'agit de projets de renforcement de lignes existantes, l'une au nord du lac Léman, et l'une au sud du lac Léman. Le premier projet de renforcement est envisagé aux horizons 2020, tandis que la date de mise en service du second projet de renforcement doit être précisée après 2024.

La frontière espagnole

RTE évalue les principaux bénéfices du développement des interconnexions avec l'Espagne en termes d'économies associées à un meilleur recours aux énergies renouvelables, et à l'amélioration de la sécurité d'alimentation, notamment en Espagne. ENTSOE a valorisé l'accroissement de capacité d'1 GW entre la France et l'Espagne jusqu'à 100 M€ pour le scénario vision 3 du TYNDP 2014 à l'horizon 2030.

⁹ Le coût de développement des projets varient selon les frontières entre 8-10 M€ et 1600-1900 M€.

En termes de projets, le développement du projet d'interconnexion à l'est des Pyrénées est achevé. La date de mise en service est prévue pour 2015. Le projet d'interconnexion traversant le Golfe de Gascogne est toujours à l'étude pour une mise en service envisagée d'ici 2023. Une étude des fonds sous-marins a été lancée en 2013, et a permis de définir un tracé préférentiel. RTE déclare devoir procéder « à deux études complémentaires tant sur le plan technique qu'environnemental dans les deux prochaines années pour mieux adapter les conditions de pose de câble ».

La frontière italienne

Les bénéfices d'un renforcement des interconnexions avec l'Italie proviennent selon RTE d'un moindre recours aux énergies fossiles en Italie du fait des exports de production nucléaire et renouvelables depuis la France, et du renforcement de la sécurité d'alimentation de la France bénéficiant du secours éventuel des capacités de pointe italienne. ENTSOE a valorisé l'accroissement de capacité d'1 GW entre la France et l'Italie jusqu'à 100 M€ pour le scénario vision 3 du TYNDP 2014 à l'horizon 2030.

Concernant la frontière avec l'Italie, le projet Savoie-Piémont d'une capacité de 1200 MW est en phase de lancement des travaux. La mise en service est prévue pour fin 2019.

Synthèse :

Le tableau ci-dessous résume les augmentations des capacités d'échange escomptées dans le schéma décennal 2014 par scénario en 2030 en distinguant les capacités d'échange à l'import et à l'export.

Capacités à l'export (respectivement à l'import)	2013	2030			
		Croissance faible	Consommation forte	Diversification	Nouveau mix
France Angleterre et Irlande	2 GW	+ 1 GW	+ 2 GW	+ 2 GW	+ 4 GW
France Belgique	3,6 GW (1,8 GW)	+ 1 GW	+ 1 GW	+ 1 GW	+ 2 GW
France Allemagne	2,6 GW (3,6 GW)	+ 1- 2 GW			
France Suisse	3,2 GW (1,1 GW)	+ 1,5 GW (+ 1,7 GW)	+ 1,5 GW (+ 1,7 GW)	+ 1,5 GW (+ 1,7 GW)	+ 1,5 GW (+ 1,7 GW)
France Espagne	1,4 GW (1,3 GW)	+ 3,6 GW (+3,9 GW)	+ 3,6 GW (+ 3,9 GW)	+ 3,6 GW (+ 3,9 GW)	+ 3,6 GW (+ 3,9 GW)
France Italie	3,25 GW (1,16 GW)	+ 1,2 GW	+ 1,2 GW	+ 1,2 GW	+ 1,2 GW
Total	14 GW (11 GW)	20 GW (16 GW)	25 GW (20 GW)	25 GW (20 GW)	29 GW (24 GW)

Figure 3: analyse CRE

La somme des capacités installées en 2014 et des augmentations des capacités d'échange pour chaque frontière dans chaque scénario ne permet pas de retrouver exactement le total des capacités d'export (ou d'import) pour l'ensemble des frontières par scénario dans la mesure où les augmentations de capacités d'échanges escomptées ne sont pas nécessairement réalisables de manière simultanée.

Analyse préliminaire de la CRE

A l'occasion de la délibération rendue sur le schéma décennal 2013, la CRE avait exprimé une recommandation visant à mieux expliquer les différences en matière de capacités d'interconnexions retenues dans chacun des scénarios définis à 2030 par RTE.

RTE prévoit des capacités d'échange à l'export de 20 à 29 GW (respectivement à l'import de 16 à 24 GW) selon les scénarios retenus. Néanmoins les sous-jacents économiques qui sous-tendent ces différences restent insuffisamment explicités.

Question 7 : Les perspectives de développement des interconnexions et les besoins auxquels ces développements répondent vous semblent-ils clairs et suffisamment étayés ?

3.5. Cohérence avec le plan européen à 10 ans de développement du réseau

Comme rappelé en introduction, la CRE doit vérifier chaque année si le schéma décennal est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par ENTSOE. La dernière édition du plan européen de développement des réseaux a été publiée en juillet 2014. Le schéma décennal 2014 doit donc être comparé à l'édition 2014 du plan européen.

Dans l'annexe III du schéma décennal, RTE précise le rapport entre les deux plans et justifie les éventuelles différences.

La première différence entre les deux plans s'explique par les différences de périmètre des deux plans. Le plan européen comprend en effet l'ensemble des projets jugés d'importance européenne ; il n'inclut donc pas nécessairement tous les projets du plan à 10 ans français. Les critères permettant d'apprécier l'importance européenne d'un projet sont le niveau de tension et l'accroissement significatif des capacités de transport, au sein d'un système électrique ou à ses frontières, induit par le projet. Ces projets concernent donc en premier lieu les finalités de fluidification des transits entre pays et territoires voisins, bien qu'ils intègrent également des projets structurants visant d'autres finalités (ex : projet de sécurité PACA).

La deuxième différence avancée par RTE repose sur des contraintes de calendrier, dans la mesure où le plan décennal européen, élaboré sur deux ans, peut connaître des décalages par rapport aux scénarios nationaux, qui selon RTE, sont potentiellement plus précis sur certains aspects du parc électrique national et peuvent être définis et analysés plus rapidement. Les différences qui en résultent, relativement faibles selon RTE, participent à la richesse des deux plans. RTE explicite en outre les différences d'hypothèses et les impacts résultants. Enfin, RTE s'engage sur la cohérence entre les plans français et européens en étudiant systématiquement l'utilité des projets dans les deux plans. Ainsi, si un projet est identifié comme nécessaire pour corriger une fragilité dans le cadre du plan français, il sera ensuite systématiquement étudié dans le cadre du plan européen, et réciproquement.

Analyse préliminaire de la CRE

L'analyse de cohérence entre le plan européen et français vise en priorité à vérifier que les projets retenus dans le plan français et européen sont similaires. Cette analyse est en cours d'instruction.

Question 8 : La cohérence des plans européen et français vous semble-t-elle satisfaisante ?

3.6. Suivi des projets

Le volet à dix ans de l'édition 2013 comprenait 39 projets. L'édition 2014 en comprend 54. Les évolutions des différents projets sont résumées dans le schéma ci-dessous :

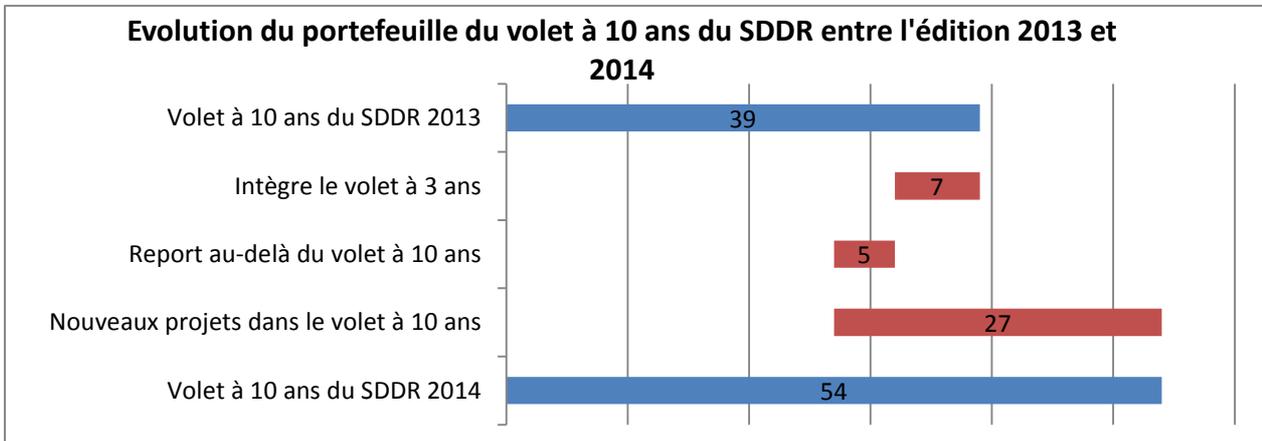


Figure 4 : Analyse CRE

Cinq projets sont sortis du plan à dix ans. Il s'agit de deux projets de sécurité d'alimentation en cours de réexamen, un projet de création de postes reporté *sine die* du fait de l'évolution des hypothèses de consommation et de production dans la zone, du projet de renforcement de l'axe Muhlbach-Scheer et enfin du report au-delà de 2024 d'un projet d'interconnexion avec la Suisse au sud du lac Léman pour des difficultés techniques de réalisation¹⁰.

27 projets sont par ailleurs nouveaux dans le plan à dix ans. Il s'agit de :

- douze projets de sécurité d'alimentation ;
- deux projets d'interconnexions (un projet d'interconnexion avec la Suisse au nord du lac Léman et un projet d'interconnexion avec l'Allemagne avec le passage à 400 kV de l'axe Muhlbach-Eichstetten) ;
- cinq projets de raccordement ;
- huit projets d'accueil de la production.

S'agissant des nouveaux projets de sécurité d'alimentation, il s'agit de six projets de création ou de renforcement de postes destinés à sécuriser l'alimentation de Bordeaux, du Sud-Ouest du Var, du secteur d'Annemasse, de Chambéry, de St Yorre et de Luçon ; 4 projets d'ajout de liaisons entre postes destinés à sécuriser les villes de Sens et Perpignan, ainsi que les zones de la Drome Provençale et des Mauges. Enfin, 2 projets de renforcement de liaisons existantes visent à sécuriser les zones de Chamberry et de Saint Etienne.

13 projets destinés à l'accueil de la production ou aux raccordements font également leur entrée dans le plan à dix ans, dont trois projets de raccordement de postes sources ERDF, un projet de raccordement d'un nouveau poste client producteur, un projet de création de poste source destiné à accueillir la production renouvelable et résorber les limitations de production dans la zone de Romanche et 8 projets de

¹⁰ A ce projet s'est substitué un autre projet au nord du lac Léman dont la mise en service pourrait intervenir d'ici 2020.

renforcement du réseau dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

S'agissant des décalages de projets, 14 projets ont vu leur date de mise en service décalée d'une année ou plus pour les raisons suivantes :

- du fait du planning du client (2 projets) ;
- une modification des hypothèses des études (5 projets) ;
- de difficultés rencontrées dans l'instruction des projets (concertation, procédures administratives) (2 projets) ;
- de difficultés dans la réalisation (chantier, études techniques) (3 projets) ;
- de décalages dus à des contraintes environnementales non prévues (2 projets).

Le projet de raccordement de la centrale de Landivisiau a été décalé à 2017 en lien avec le planning du client. RTE souligne la nécessité d'une mise en service en 2017 de la centrale dans le cadre du filet de sécurité Bretagne.

Analyse préliminaire de la CRE

Dans la délibération du 19 juin 2014 portant examen du schéma décennal, la CRE avait demandé à RTE « d'exposer de façon systématique les principales conséquences des changements d'hypothèses sur la sélection des projets et l'évolution des contraintes pour les horizons de 3 et 10 ans. »

Si RTE justifie bien les décalages de projet, comme c'est le cas par exemple pour le projet Midi Provence qui voit sa date de mise en service décalée de deux ans du fait des nouvelles prévisions de consommation et de production, l'ajout ou le retrait de nouveaux projets dans le plan à 10 ans et à trois ans devrait faire l'objet d'une justification plus systématique, en lien avec les raisons justifiant l'apparition desdits projets. A titre d'exemple, l'abandon du projet de doublement de l'axe Muhlbach-Scheer du plan à dix ans aurait pu faire l'objet d'une explication plus détaillée. De même, l'ajout de nouveaux projets visant à la sécurisation de l'alimentation électrique devrait faire l'objet d'une justification systématique, en lien avec les perspectives d'offre et de demande au niveau régional à 10 ans.

4. Le plan à trois ans

Pour le plan à trois ans, RTE adopte une présentation par région des projets devant être mis en service dans les trois ans. Ce choix facilite la compréhension des enjeux du plan à trois ans. En effet, les projets de développement des réseaux de répartition sont prépondérants dans le plan à trois ans. Or pour ces derniers, RTE souligne le caractère local des hypothèses structurantes pour l'adaptation de ces réseaux, notamment la croissance de la consommation et le développement des renouvelables. La présentation par région du contenu du plan à trois ans et des perspectives de développement de chaque région permet donc de mettre en valeur les enjeux locaux susceptibles de déclencher des investissements.

4.1. Périmètre du volet à trois ans

Conformément à l'article L321-6 du code de l'énergie, le schéma décennal est tenu de détailler les projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (2015 à 2017) pour les infrastructures du réseau 400 kV et les réseaux régionaux de 63 kV à 225 kV selon leur finalité principale.

Toutefois, 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. Par ailleurs, les projets relevant du volet à dix ans, dont la mise en service est prévue d'ici 2017, sont inclus dans le volet à trois ans.

4.2. Contenu du plan à trois ans et principaux enjeux par région

Pour chaque région, un état des lieux du réseau actuel est tout d'abord réalisé, avant de lister les ouvrages mis en services au cours de l'année 2014. Une évolution des hypothèses de production et de consommation est ensuite donnée, suivie d'une synthèse des S3REnR. Enfin, s'ensuit une liste des projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (tous niveaux de tension confondus) complétée des principales infrastructures à mettre en service dans les dix ans.

A l'horizon de trois ans, 209 projets devraient être mis en service. 82 projets visent à améliorer la sécurité d'alimentation et la qualité d'alimentation ; 111 projets concernent des raccordements ou des projets destinés à favoriser l'accueil de production ; un projet concerne l'augmentation des capacités d'échange aux frontières et 15 projets visent à renforcer la sécurité du système.

Par rapport au plan à dix ans, on peut noter la prépondérance des projets de sécurité d'alimentation (en tenant compte des raccordements de postes sources ERDF liés à la croissance de la consommation) et d'accueil de la production renouvelable associée aux S3REnR au sein du plan à trois ans. Les projets des réseaux de répartition, déclenchés au plus près de la contrainte, sont donc prépondérants à court terme par rapport aux projets du plan à 10 ans.

Un moyen relativement direct pour saisir les enjeux de développement des réseaux par région est de présenter la répartition par nombre de projets et par finalité des investissements propres à chaque région. Le recoupement du nombre des projets et de la finalité permet d'apprécier les enjeux de développement propres à chaque territoire à court terme. Le tableau ci-dessous présente le nombre de projets par région et par finalité.

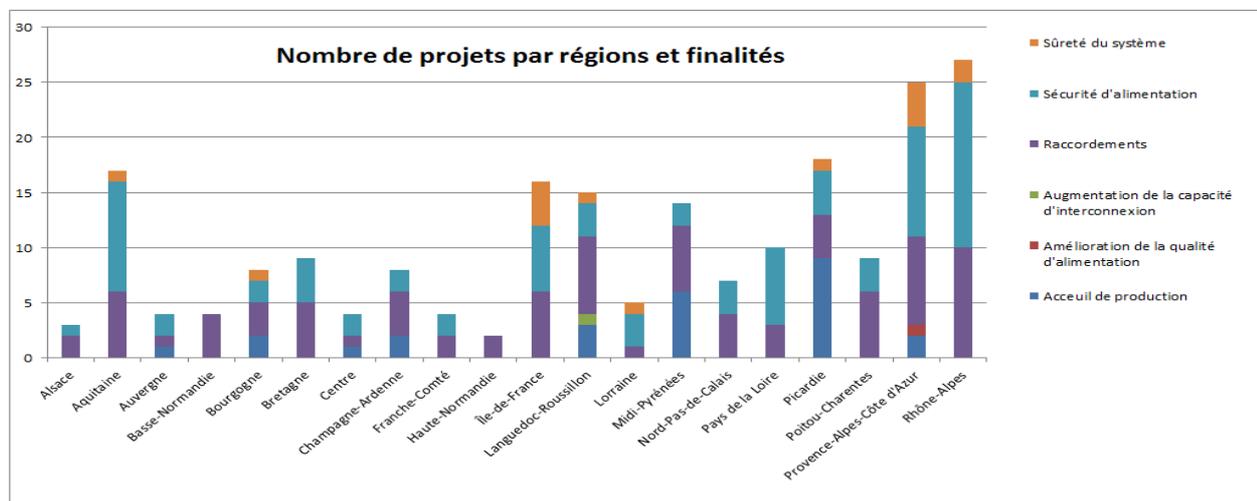


Figure 5: analyse CRE

Le tableau fait ressortir les régions pour lesquelles la sécurité d'alimentation est le principal moteur des investissements du fait du dynamisme de la consommation et/ou du déficit de production. On peut ainsi citer l'Aquitaine, la Bretagne, l'Ile de France, le Pays de Loire, la région PACA et la région Rhône Alpes. De

même, la part importante des raccordements en région PACA et Rhône Alpes est pour partie liée aux raccordements de postes sources accompagnant l'augmentation de la consommation.

Au-delà de ces grandes tendances propres aux régions, le plan à trois ans reprend les projets d'importance nationale dont la mise en œuvre est prévue fin 2017 :

- le projet Charleville-Reims ;
- le projet Le Chesnoy (sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine et Marne) ;
- le projet d'interconnexion France-Espagne ;
- le projet d'optimisation du réseau au nord de Coulange ;
- le projet « 2 Loires »
- le projet de renforcement de la ligne 400 kV entre le sud de Lille (Avelin) et le nord-ouest d'Arras (Gavrelle) ;
- le projet de renforcement de l'alimentation électrique du sud de la Région Pays de Loire ;
- le projet de restructuration du réseau alsacien ;
- le filet de sécurité PACA (2015 – construction de 3 liaisons souterraines de 225 kV) et Bretagne ;

Question 9 : Avez-vous des remarques sur le plan à trois ans ? Les projets contenus dans ce plan vous paraissent-ils refléter correctement les besoins de réseaux à cet horizon ?

4.3. Suivi des projets

Le volet à trois ans de l'édition 2013 du schéma décennal comprenait 196 projets. L'édition 2014 en comprend 209. Les évolutions des différents projets peuvent se résumer de la manière suivante :

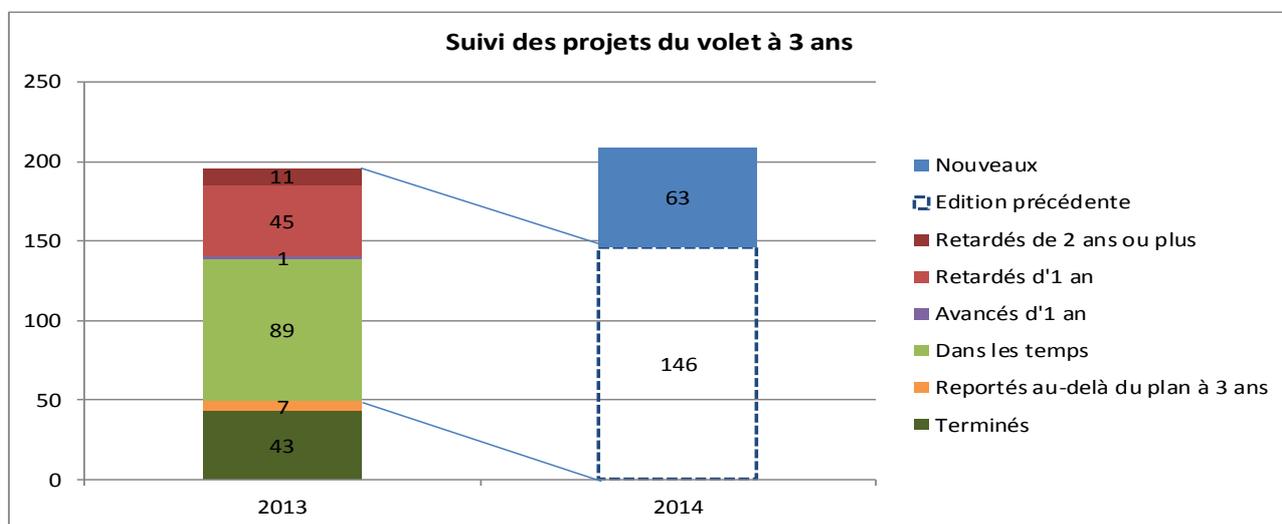


Figure 6 : analyse CRE

Pour les 64 projets retardés, les causes indiquées par RTE se répartissent de la manière suivante :

- 15 % : retards dans les instructions administratives ;
- 60 % : retards en lien direct avec le projet du client ;
- 25 % : retards dus aux aléas de chantiers.

5. Perspectives à dix ans par région administrative

RTE a enrichi cette année le volet régional du plan à trois ans en listant les hypothèses structurantes de production et de consommation retenues pour dimensionner les réseaux de répartition à 10 ans pour chaque région administrative et les renforcements envisagés en lien avec ces hypothèses. Cet ajout issu des analyses à 10 ans réalisées par RTE pour les réseaux de répartition permet de répondre à la demande de la CRE exprimée dans la délibération du 26 juin 2014, de disposer d'une visibilité des hypothèses structurantes à 10 ans susceptibles d'entraîner de renforcements de réseaux. Le volet à trois ans est ainsi complété par une vision des fragilités identifiées par RTE à 10 ans et des projets considérés pour y remédier.

Les hypothèses retenues pour dimensionner les réseaux de répartition sont la progression de la demande à la pointe dans chaque région à 10 ans et le développement des renouvelables, soit les SR3EnR, ainsi que la vétusté du réseau. Ces hypothèses sont détaillées de manière très précise sur des cartes pour chaque région. Le schéma ci-dessous reprend les valeurs de référence retenues par RTE pour chaque région :

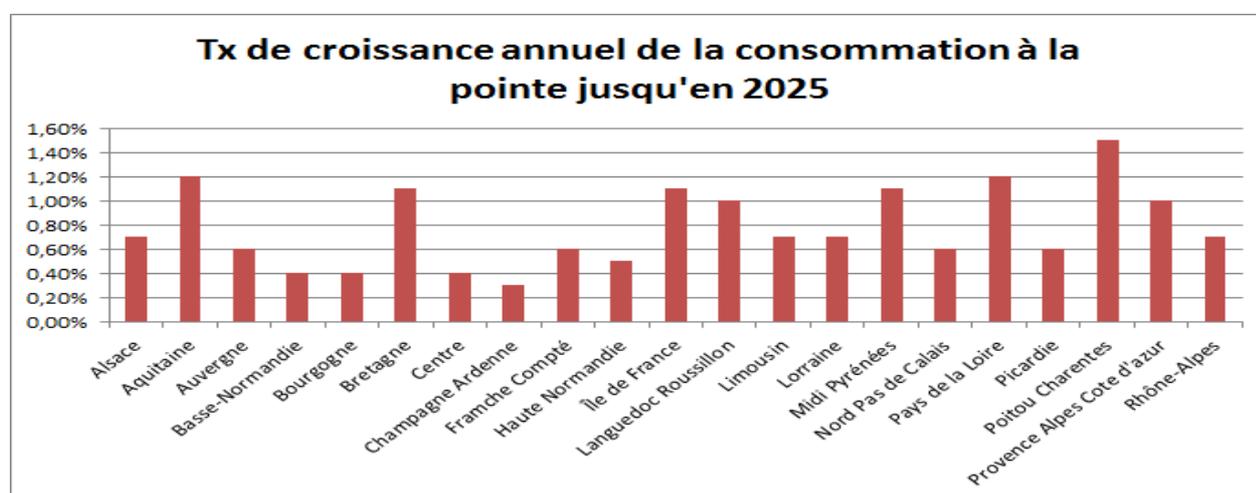


Figure 7 : analyse CRE

En réponse aux contraintes identifiées, RTE liste les projets de renforcement qui sont envisagés à 10 ans ainsi que les projets de renforcement qui pourraient être nécessaires en cas de déviation des hypothèses retenues pour les projections à 10 ans.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE souligne l'effort réalisé par RTE pour intégrer les résultats des études à dix ans pour les réseaux de répartition dans l'édition 2014 du schéma décennal. Ceci permet ainsi de répondre aux demandes de certains acteurs d'avoir plus de visibilité sur les évolutions de long terme des réseaux de répartition.

Question 10 : Les fragilités identifiées à 10 ans pour les réseaux de répartition, leurs déterminants et les projets sélectionnés pour répondre à ces fragilités dans chaque région vous paraissent-ils suffisamment clairs ?

6. Mode de consultation des acteurs par RTE

Avant de soumettre son projet à la CRE, RTE a procédé à une consultation des acteurs sur son projet de schéma décennal qui s'est déroulée du 6 novembre au 19 décembre 2014. Le document transmis à la CRE, et accessible sur la page internet de RTE¹¹, contient une annexe récapitulant les remarques et demandes des acteurs accompagnées des réponses de RTE.

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

1. la définition des scénarios retenus par RTE et leur justification économique (la cohérence avec les objectifs de politique énergétique, la justification du cadre économique sur lequel repose la cohérence interne des scénarios...);
2. des projets spécifiques ;
3. les préoccupations environnementales ;
4. le périmètre et le contenu du schéma décennal (notamment une meilleure prise en compte des besoins du réseau de distribution).
5. L'économie du secteur électrique.

Question 11 : Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal vous donnent-elles satisfaction ?

7. Synthèse des questions aux acteurs

1. La méthodologie utilisée par RTE et décrite dans l'annexe V du SDDR pour identifier les contraintes et sélectionner les projets est-elle suffisamment explicite ?
2. Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur les scénarios du bilan prévisionnel vous donnent-elles satisfaction ?
3. Considérez-vous que les scénarios élaborés par RTE à 2030 permettent d'encadrer de façon raisonnable le champ des possibles à cet horizon ?
4. Les besoins de sécurisation de l'alimentation des territoires en France à dix ans vous semblent-ils correctement pris en comptes ?
5. Les besoins d'investissements en vue d'assurer les secours entre territoires vous semblent-ils clairs au regard des fragilités identifiées et de leurs déterminants ? Leur prise en compte par RTE permet-elle de répondre aux besoins de développement du réseau ?

¹¹ <http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau>

6. Les perspectives de développements des réseaux destinés à accueillir la production permettent-elles selon vous de répondre aux besoins des acteurs ?
7. Les perspectives de développement des interconnexions et les besoins auxquels ces développements répondent vous semblent-ils clairs et suffisamment étayés ?
8. La cohérence des plans européen et français vous semble-t-elle satisfaisante ?
9. Avez-vous des remarques sur le plan à trois ans ? Les projets contenus dans ce plan vous paraissent-ils refléter correctement les besoins de réseaux à cet horizon ?
10. Les fragilités identifiées à 10 ans pour les réseaux de répartition, leurs déterminants et les projets sélectionnés pour répondre à ces fragilités dans chaque région vous paraissent-ils suffisamment clairs ?
11. Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal vous donnent-elles satisfaction ?

8. Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 21 mai 2015:

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp4@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.