

Rte

Réseau de transport d'électricité

VERSION PROJET

du 31 décembre 2011

2011

SCHEMA DECENNAL

DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU

Projet au 31/12/2011

La responsabilité de RTE EDF Transport S.A. ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

SYNTHESE

Pourquoi un schéma décennal du réseau de transport d'électricité ?

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore et rend public sous l'égide des pouvoirs publics un **schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité** en France¹.

Le schéma décennal présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les 10 ans et répertorie les investissements de développement de réseau qui doivent être réalisés et mis en service dans les 3 ans.

RTE, en application des principes de transparence qui guident son action, procède à une consultation des parties intéressées sur ce schéma décennal, avant de le soumettre aux autorités compétentes.

Etabli à partir de l'offre et de la demande d'électricité existantes ainsi que sur les hypothèses à moyen terme de l'évolution de production, de consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux européens, le schéma décennal de développement du réseau prend notamment en compte le bilan prévisionnel publié par RTE et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les Schémas Régionaux Climat Air Energie.

Il vient en complément, au niveau national, du plan décennal européen communautaire (*10-year Network Development Plan – TYNDP*) et des plans régionaux européens communautaires. Ces derniers présentent une vision actualisée des principaux projets de développement du réseau communautaire de transport d'électricité nécessaires à l'échelle européenne dans les 10 ans. RTE a contribué à l'élaboration d'un premier plan décennal européen, pilote, qui a été publié par ENTSO-E² en mars 2010. Une seconde version du TYNDP est en cours d'élaboration pour une publication en 2012.

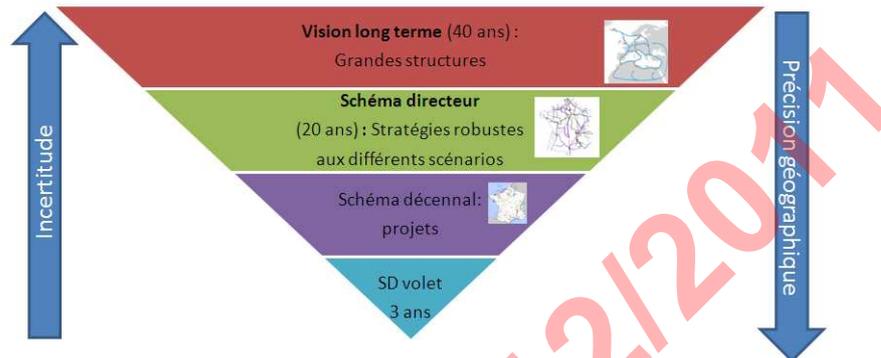
¹ La Directive Européenne 2009/72/CE du 13/07/2009 prévoit que chaque année les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau. L'ordonnance n° 2011-504 du 09 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie décline en droit français cette Directive. Elle précise que chaque année le gestionnaire du réseau public de transport élabore un schéma décennal de développement du réseau.

² European Network of Transmission System Operators for Electricity

Les grands principes des études de développement du réseau

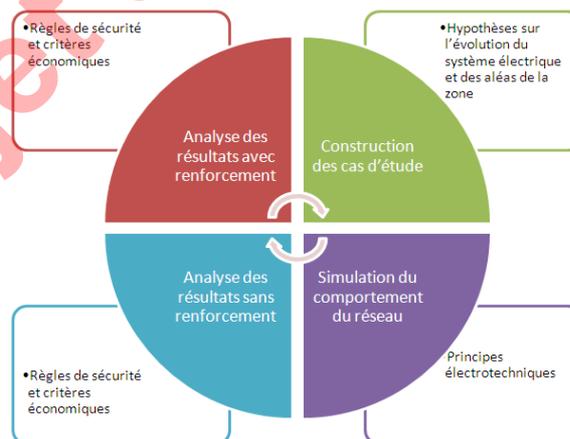
Les études de développement consistent à donner une vision prospective de l'évolution du système électrique, à identifier les zones dans lesquelles la sécurité, la sûreté, ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau.

Elles suivent **un processus dynamique et ouvert** qui, partant d'une analyse des grands flux et des grandes structures de réseaux à très long terme (40 ans et plus) aboutit à la prise de décision d'investir quelques années avant les mises en services des nouveaux ouvrages.



Les études de développement sont **construites en plusieurs étapes**, allant de la détermination des hypothèses à prendre en compte sur la zone étudiée (niveaux de consommation et de production, paramètres d'influencement, aléas dimensionnant...), au choix de la solution optimale respectant en premier lieu des critères techniques puis évaluée sur la base d'une grille multicritère plus large.

Le cœur de l'étude consiste alors à simuler numériquement le comportement du réseau face aux aléas en régime « normal » (dit N, où tous les éléments du réseau sont disponibles), mais également les régimes dégradés (dits N-1, avec perte d'un des éléments du système sur incident).



Lorsque l'étude de réseau fait apparaître une faiblesse du réseau, plusieurs stratégies d'évolution du système sont étudiées puis évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux permettant d'évaluer l'intérêt du projet pour la collectivité au regard des objectifs fixés par la loi et dans le cadre de la politique énergétique :

- L'analyse coût-bénéfice, intégrant certaines externalités, permet de sélectionner les projets présentant le meilleur bilan socio-économique pour la collectivité, en apportant un éclairage sur l'efficacité socio-économique des ressources rares mobilisées ;
- L'analyse de risque vise à évaluer la robustesse des investissements proposés en tenant compte de l'incertitude pesant à la fois sur les scénarios d'évolution du système et sur les paramètres économiques utilisés ;
- L'analyse qualitative permet enfin d'intégrer certains paramètres complémentaires non facilement monétisables, tels que le respect de la biodiversité ou des paysages ou encore la qualité de l'électricité.



Un paysage énergétique en profonde mutation...

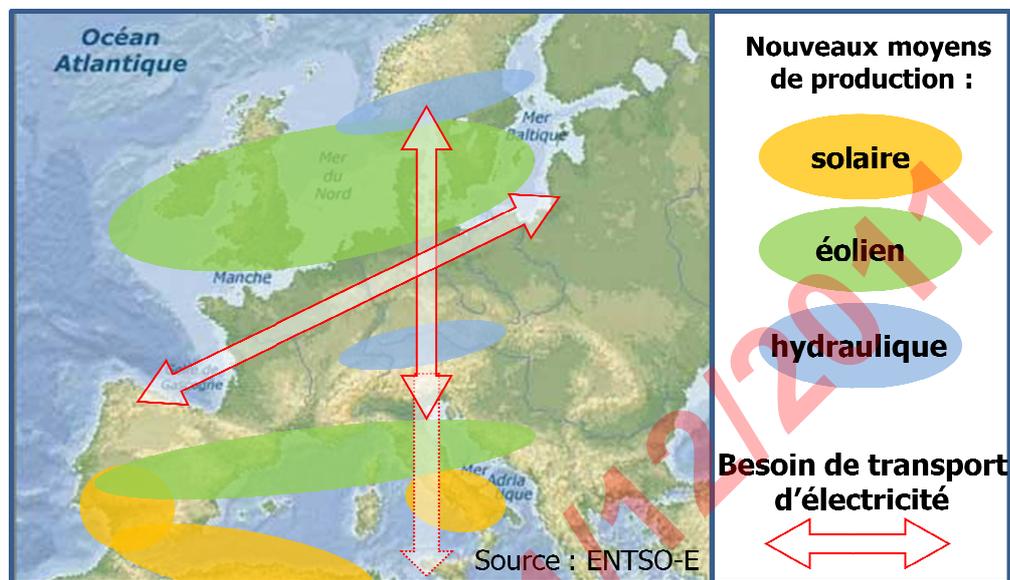
Le développement du réseau de transport d'électricité a connu de profondes évolutions depuis la mise en œuvre des politiques énergétiques, en Europe et en France, liées à l'ouverture du marché de l'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre le changement climatique.

RTE entend contribuer à ces différentes politiques, et relever les enjeux qui le concernent en matière de sûreté et de sécurité du système électrique, de transparence et de fluidité des marchés, de développement durable au travers notamment de l'intégration des énergies renouvelables.

Ce schéma décennal traduit les orientations de la Programmation Pluriannuelle d'Investissements de Production en vigueur. Le paquet Energie Climat de l'Union Européenne, comme les lois déclinant le Grenelle de l'Environnement, posent notamment les bases d'une profonde mutation du paysage énergétique : aux mesures de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) s'ajoutent des incitations aux transferts d'usages des énergies fossiles vers l'électricité (pompes à chaleur, transports électriques...), et la mise en place d'un cadre incitatif au développement des énergies renouvelables notamment éolienne, solaire, biomasse. Ces dispositions modifient la typologie des flux sur le réseau. Ceux-ci fluctuent désormais plus fréquemment, avec des amplitudes de variation plus marquées, et couvrent des distances plus longues.

Avec de très fortes concentrations de moyens de production solaires et éoliens en Espagne, en Allemagne, en Italie et bientôt en France et au Royaume Uni, et une consommation française très sensible aux vagues de froid, les échanges entre la France et ses voisins, autrefois relativement réguliers, sont désormais très variables. Cette tendance va s'accroître à l'avenir, au fur et à mesure que les énergies renouvelables se

déployeront en France et en Europe. Elle sera d'autant plus sensible que des ressources spécifiques se concentreront géographiquement comme l'éolien dans les mers du nord, ou l'énergie solaire dans les pays méditerranéens. Le calendrier s'est encore accéléré après l'accident de Fukushima en mars 2011, notamment en Allemagne ou en Italie.



La mise en œuvre des politiques énergétiques – Maîtrise de la Demande en Energie, lutte contre le réchauffement climatique, développement des énergies renouvelables – augmente l'exigence de solidarité entre les territoires, entre les régions françaises comme au niveau européen. Elle appelle ainsi un rôle accru du réseau de transport d'électricité, outil privilégié pour tirer parti des complémentarités, notamment de disponibilité, des différentes sources d'énergie et acheminer toute production vers les zones de consommation déficitaires.

... qui appelle un développement significatif des capacités du réseau

Ces perspectives placent RTE face à de forts défis qu'il entend relever en maintenant un haut niveau de performance technico-économique.

Il s'agit de préparer le réseau français à l'accueil de nouveaux moyens de production sur le territoire national mais aussi de renforcer son intégration dans le système électrique européen où il sera de plus en plus appelé à jouer un rôle essentiel de trait d'union entre le Nord et le Sud.

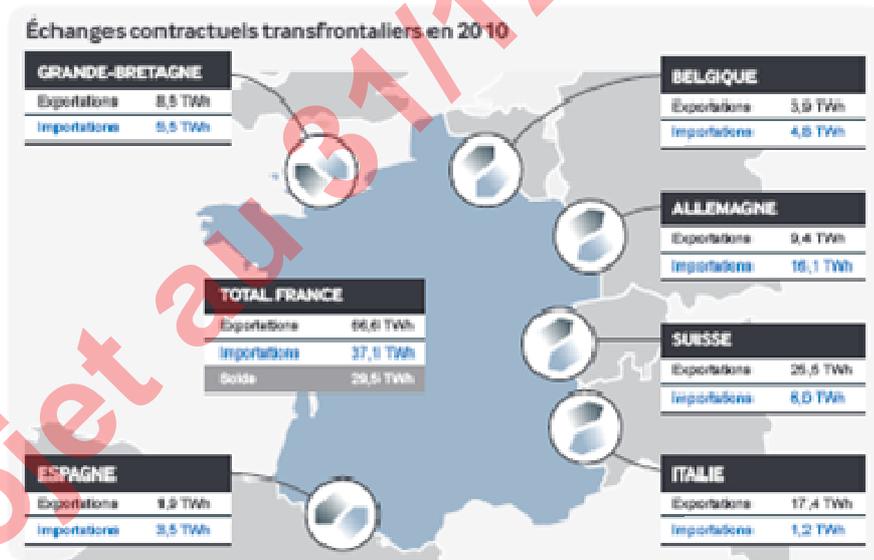
Dans le même temps, il faut répondre aux attentes de nos concitoyens face au développement des infrastructures, se préparer à la montée des besoins de renouvellement du réseau, tout en maintenant la performance économique au meilleur niveau. Dans ce contexte, l'heure est plus que jamais aux investissements pour renforcer et améliorer les infrastructures, en France comme dans les autres pays européens.

Cet effort important se déclinera autour des axes suivants :

- **Développer les capacités d'échange avec les pays voisins**, aussi bien par le renforcement ou la création de lignes transfrontalières que par le renforcement du réseau interne en amont lorsqu'il est lui-même limitant.

Depuis quelques années, RTE s'est attaché à relancer les projets de création de nouvelles infrastructures transfrontalières ou d'optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes, avec l'ensemble des gestionnaire de réseau voisins, en utilisant des solutions innovantes, parfois plus coûteuses afin de dépasser les blocages constatés avec les solutions classiques. Les études correspondantes sont maintenant nécessairement réalisées dans un cadre régional européen pour établir le gain global attendu des projets envisagés, la meilleure implantation possible compte tenu des charges induites par leur insertion dans les réseaux publics de transport, et évaluer in fine la rentabilité économique pour la collectivité des utilisateurs des réseaux.

L'ensemble des efforts déployés par RTE se concrétisera à court terme avec la poursuite des travaux engagés sur le projet France Espagne, et l'achèvement de ceux relatifs à l'optimisation du réseau des Alpes, le projet Savoie-Piémont, et le remplacement des thyristors de la liaison entre la France et l'Angleterre IFA 2000.



Ces efforts se poursuivront par la création de nouvelles capacités d'échanges avec les Iles britanniques, l'accroissement des capacités avec l'Espagne, et le renforcement des échanges avec le Benelux et Allemagne.

Par ces efforts, RTE entend accroître d'environ 8 GW d'ici l'horizon 2020 les capacités d'échanges internationaux et apporter ainsi les infrastructures nécessaires pour la « respiration » du système électrique français et européen, à l'heure où les interconnexions contribuent de plus en plus à la sécurité d'approvisionnement de la France.

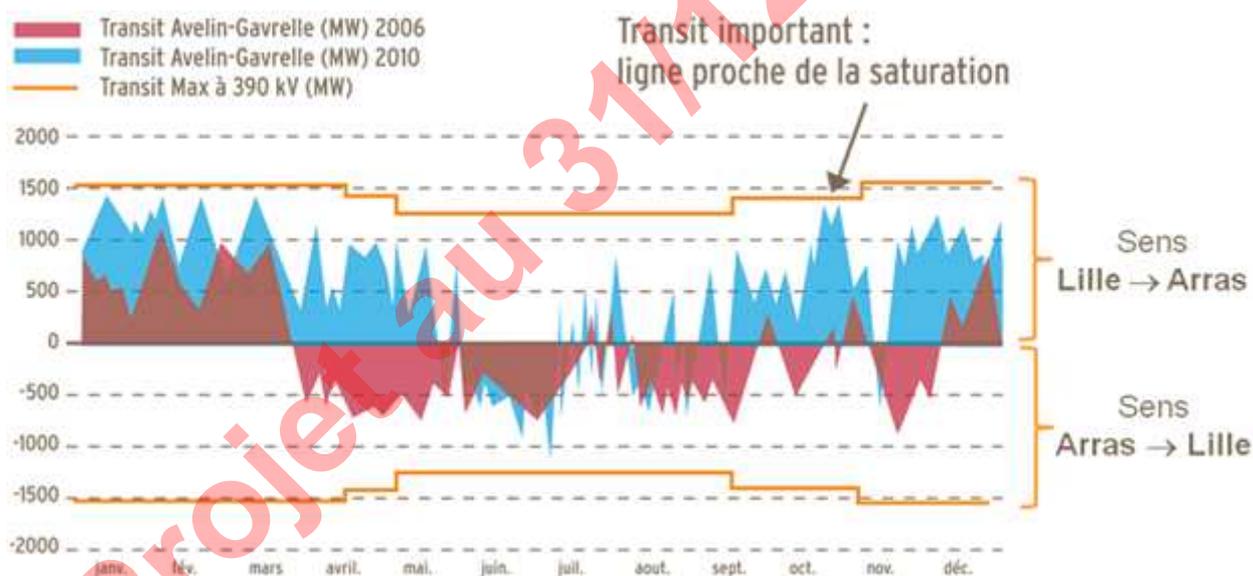
- **Fluidifier les mouvements d'énergie entre les territoires et faciliter les secours**, dans un contexte de développement des énergies renouvelables, et de remplacement des centrales thermiques les plus polluantes.

On observe une augmentation de l'amplitude et de la volatilité de flux entre le Nord et le Sud. Ce phénomène concerne l'ensemble du réseau mais n'induit de besoin d'investissement que là où le réseau apparaît trop faible en comparaison de la taille des zones de production et de consommation qu'il relie.

On peut notamment ici citer le projet Cotentin-Maine, en cours d'instruction, qui permettra l'accueil de productions nucléaire mais aussi éolienne et à terme sans doute hydrolienne, à la pointe du Cotentin en améliorant la stabilité du système dans la région par un maillage renforcé et en dégageant de la capacité d'évacuation vers les régions dynamiques des Pays de Loire. Il consiste à créer un nouvel axe 400 kV à deux circuits de forte capacité et les postes associés. Ces postes assureront la sécurité d'alimentation des territoires concernés.

RTE prévoit également de tripler la capacité des axes anciens du nord de la France, entre Lille et Arras, ainsi qu'entre Reims et Charleville-Mézières en reconstruisant les ouvrages existants.

**Evolution des transits sur l'axe Avelin – Gavrelle 400 kV ;
comparaison 2006 et 2010**



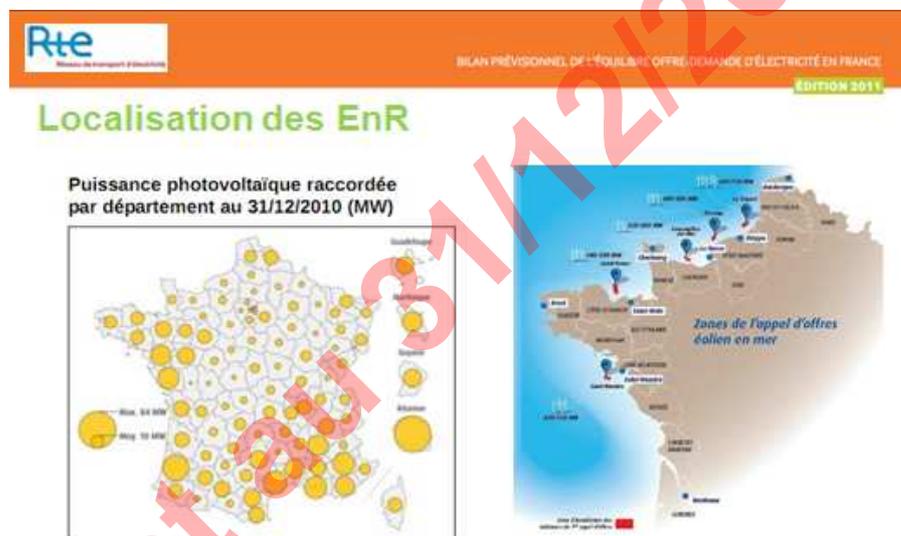
Plus au sud, depuis 2011 et jusqu'en 2016, RTE a aussi engagé des travaux de sécurisation et d'optimisation sur les deux lignes aériennes existantes à 400 kV entre Montélimar et Satolas. Il s'agit notamment de remplacer les câbles actuels par des câbles à faible dilatation plus performants.

Enfin, à l'horizon 2018, RTE propose de créer un second lien entre le Languedoc et la Provence par l'intermédiaire d'une liaison électrique sous-marine et souterraine, en courant continu, d'une puissance de 1 000 MW. Avec la possibilité de programmer les flux, cette liaison permettra d'accroître les capacités d'échange d'énergie entre la Provence et le grand Sud-Ouest, d'assurer leur secours mutuel et contribuer à la sécurité d'alimentation de ces territoires.

- **Accueillir les nouveaux moyens de production**, en assurant dans les meilleurs délais leur raccordement ainsi que le développement du réseau amont qui serait nécessaire.

Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service un nouvel ouvrage de réseau, RTE s'efforce d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité en développant des « zones d'accueil ». Cette anticipation s'appuie sur l'expérience retirée des demandes des producteurs eux-mêmes et sur les dispositions réglementaires et légales relatives aux énergies renouvelables.

Concernant les énergies renouvelables, l'année 2011 est marquée par le lancement d'un premier appel d'offre relatif à la production à base d'éoliennes offshore à hauteur de 3 000 MW répartis sur cinq zones : Le Tréport, Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire. RTE est intervenu en amont de la consultation, de telle sorte que le choix des zones marines retenues prenne en compte les capacités d'accueil de production du réseau de RTE. La mise en œuvre des projets correspondants induira des investissements de raccordement significatifs à la charge des porteurs de projets.



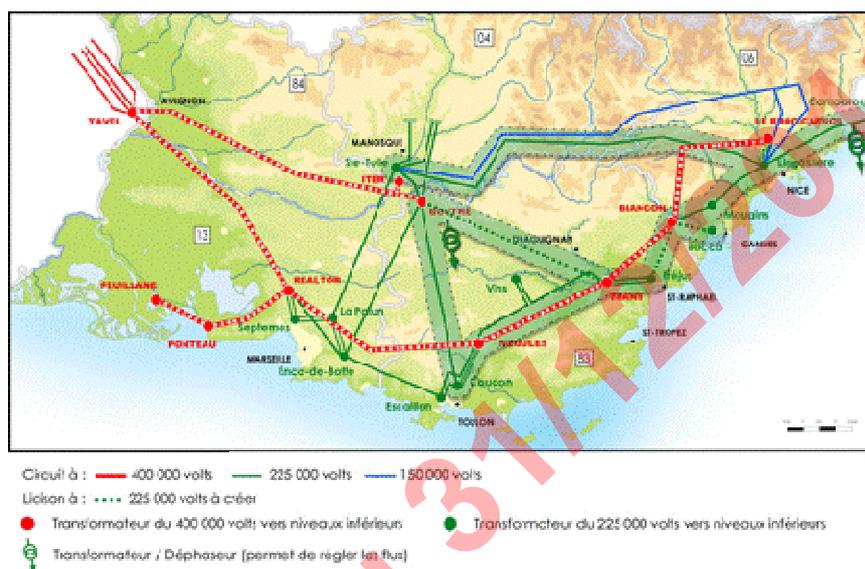
Le développement des Schéma Régionaux Climat Air Energie devra permettre en 2012 d'établir les Schémas Régionaux de Raccordement des Energies Renouvelables. Les perspectives de raccordements d'installations éoliennes et photovoltaïques terrestres peuvent être esquissées mais seront de toute façon précisées d'ici quelques mois.

D'une façon générale, RTE entend intervenir aussi en amont que possible vis-à-vis des porteurs de projets de production, en faisant en sorte qu'ils puissent aussi intégrer les capacités d'accueil du réseau public de transport au moment des choix de localisation de leurs futures unités de production. Cette information est ainsi donnée depuis l'an dernier par RTE par le biais de son site internet.

- **Sécuriser l'alimentation électrique des territoires, notamment de l'Est de la PACA et de la Bretagne.**

Les projets de "filets de sécurité" en Bretagne et en PACA se situent dans cette perspective de moyen terme. De plus, RTE a décidé l'installation sur trois ans à partir de 2011 de moyens de compensation de l'énergie réactive complémentaires dans l'Ouest pour assurer une meilleure tenue de la tension sur la Bretagne. Dans l'une et l'autre région, ces renforcements de réseau ne sont qu'un des leviers de sécurisation de l'alimentation de ces territoires, avec la mise en place d'un plan de Maîtrise de la Demande en Energie et de développement de production locale.

le filet de sécurité PACA :



Au-delà de ces deux régions emblématiques, RTE prévoit d'investir pour sécuriser une trentaine d'agglomérations et départements à travers tout le pays, notamment en renforçant les capacités de transformation existantes ou créant de nouveaux postes.

- **Veiller à la sûreté du système électrique**, c'est-à-dire veiller à un bon fonctionnement d'ensemble afin de protéger chaque utilisateur de façon appropriée contre les risques et conséquences de la propagation d'un incident.

Il s'agit tout particulièrement de prévenir des incidents généralisés type cascade de surcharges, écroulement de tension, rupture de synchronisme entraînant des black-out, ou des conséquences immédiates d'un court-circuit sur les installations. La construction de nouvelles capacités de transport d'électricité contribue au meilleur maillage du réseau et à la solidarité d'ensemble du système face aux incidents. Au-delà des projets de nouvelles liaisons ou de transformation, peuvent être déployés des équipements spécifiques Haute Tension, essentiellement des matériels de poste, qui visent spécifiquement à la tenue de tension, la maîtrise des courts circuits et la stabilité en fréquence.

Pour accroître la capacité du réseau existant et en améliorer la gestion, RTE propose des **solutions innovantes**³. Les projets d'infrastructures évoqués plus haut mettent ainsi en œuvre l'utilisation de conducteurs plus performants, tels que les câbles à faible dilatation qui peuvent transiter plus d'énergie, pour éviter la construction de nouveaux ouvrages. Des transformateurs déphaseurs sont installés pour réguler les flux. Des liaisons à courant continu peuvent être envisagées pour transporter l'électricité à très haute tension sur de longues distances en souterrain. L'insertion d'un tel dispositif dans un système courant alternatif maillé est un défi technologique et c'est une première mondiale que RTE et son homologue espagnol concrétisent aujourd'hui. RTE entend par ailleurs recourir plus largement à la mise en souterrain du réseau lorsque le surcoût final est considéré comme acceptable par rapport à la solution aérienne équivalente. L'enjeu est de limiter la charge financière qui pèsera sur l'ensemble des utilisateurs via la part acheminement de leur facture d'électricité.

Au-delà des actions de développement du réseau, RTE investit pour **renforcer la tenue mécanique du réseau aux événements climatiques**, en menant à son terme dans les délais prévus, le programme de sécurisation mécanique décidé en 2001 suite aux tempêtes de fin 1999, et d'un montant de l'ordre de 1 milliard d'euros d'ici 2017. Il se prépare également aux besoins de **renouvellement du réseau**, en y consacrant dès aujourd'hui les ressources nécessaires, afin d'aborder dans les meilleures conditions l'horizon 2020, à partir duquel les besoins s'intensifient massivement.

Des procédures d'instruction longues et complexes

Les projets de développement de réseau de transport d'électricité, par nature, répondent aux ambitions de développement durable des territoires : attractivité démographique, compétitivité du tissu industriel, développement économique, protection de l'environnement...

La réglementation, mais également la volonté de bâtir des solutions techniques répondant aussi fidèlement que possible aux attentes des populations, font de RTE un des principaux acteurs industriels de la participation du public en France. RTE a ainsi été le 1^{er} industriel en nombre d'enquêtes publiques conduite en 2010 ; au seul premier semestre 2011, RTE a conduit 19 enquêtes. A titre d'exemple encore, pour le seul projet de ligne Cotentin-Maine, RTE a organisé depuis octobre 2006 plus de 4 000 réunions avec les maires, les associations, les organisations locales, les acteurs économiques, les riverains et les administrations, afin d'identifier le meilleur tracé.

Paradoxalement cependant, les délais entre le début des études et la mise en service des infrastructures de transport d'électricité dépassent parfois la décennie, notamment pour le 400 kV, et continuent de s'allonger.

Ces délais sont sources de risque pour l'alimentation lors même que les projets visent à permettre le secours mutuel entre territoires voisins. Ce phénomène est observé dans toute l'Europe pour les infrastructures haute tension.

RTE et ENTSOE préconisent de favoriser une meilleure compréhension des enjeux de chaque projet, et le partage des solutions à mettre en œuvre au niveau des territoires par le biais de concertations plus simples : les droits des citoyens pourront être d'autant mieux respectés que les procédures d'autorisations administratives et les modalités d'expression seront plus simples et mieux coordonnées. Des procédures

³ En complément du développement de nouvelles capacités de transport, RTE favorise l'émergence de la démarche « smartgrids » et met en œuvre des solutions nouvelles, pour calculer au plus juste les marges nécessaires au fonctionnement du système électrique et favoriser les leviers d'action temps réel. Le lecteur est invité à se référer au site internet de RTE ou à lire la section correspondante du Bilan Prévisionnel 2011.

longues et complexes desservent la compréhension des enjeux, diluent les responsabilités et obèrent la définition de solutions partagées.

Ce constat doit conduire à un débat plus large sur le caractère soutenable de l'accumulation des procédures actuelles au regard des attentes tant de politique énergétique que démocratiques.

Des ambitions nécessaires, un effort d'investissement important

Un grand nombre d'investissements sont nécessaires tout au long de la décennie à venir pour adapter le réseau de transport d'électricité français aux défis de la mutation du paysage énergétique.

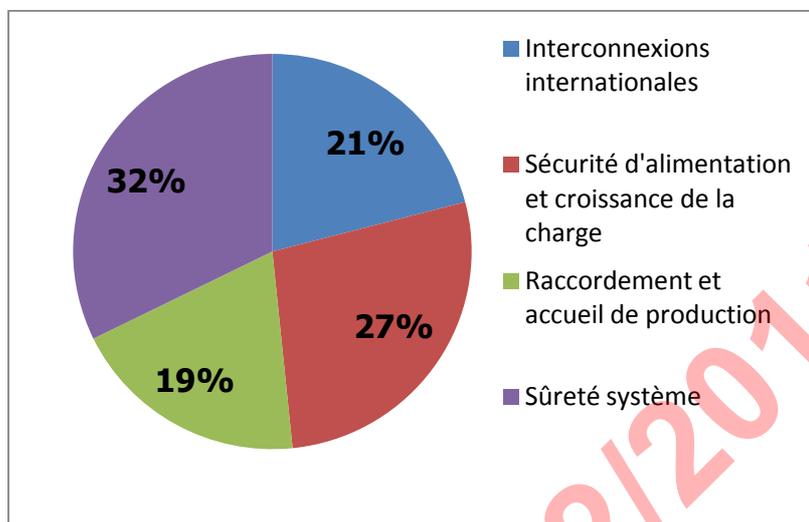
Le présent schéma décennal donne un aperçu global des principaux investissements en équipements haute tension proposés par RTE, hors raccordement et renouvellement d'ouvrages. Il sera complété le cas échéant par les besoins nouveaux qui pourraient ressortir notamment des Schémas Régionaux de Raccordement des Energies Renouvelables. Ce schéma prévoit ainsi à l'horizon 2020 :

- entre 800 et 1 000 km de nouvelles routes en courant continu souterraines et sous-marines et les stations de conversion associées ;
- entre 1 000 et 2 000 km de renforcements de réseau électrique existant ou de nouveaux circuits en courants alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants ;
- environ 400 km de liaisons souterraines 400 kV et 225 kV en courant alternatif ;
- entre 15 et 20 nouveaux postes d'aiguillage et de transformation 400 kV ;
- Plus de 10 000 MVA de puissance de transformation additionnelle entre le réseau 400 kV de grand transport et les réseaux de tension inférieure.

Toutes frontières confondues, environ 8 GW d'accroissement des capacités d'interconnexions sont à l'étude ou en projet.

L'ordre de grandeur des investissements présentés dans ce schéma décennal est ainsi d'environ 10 milliards d'euros dans les 10 ans à venir. Dans la continuité des efforts engagés en 2011, RTE prévoit donc de conserver un fort niveau d'investissement pour répondre aux mutations du paysage énergétique.

Dans les trois ans, les investissements à réaliser dans le cadre du développement du réseau représentent environ 3 milliards d'euros qui se répartissent selon les principales finalités de la manière suivante :

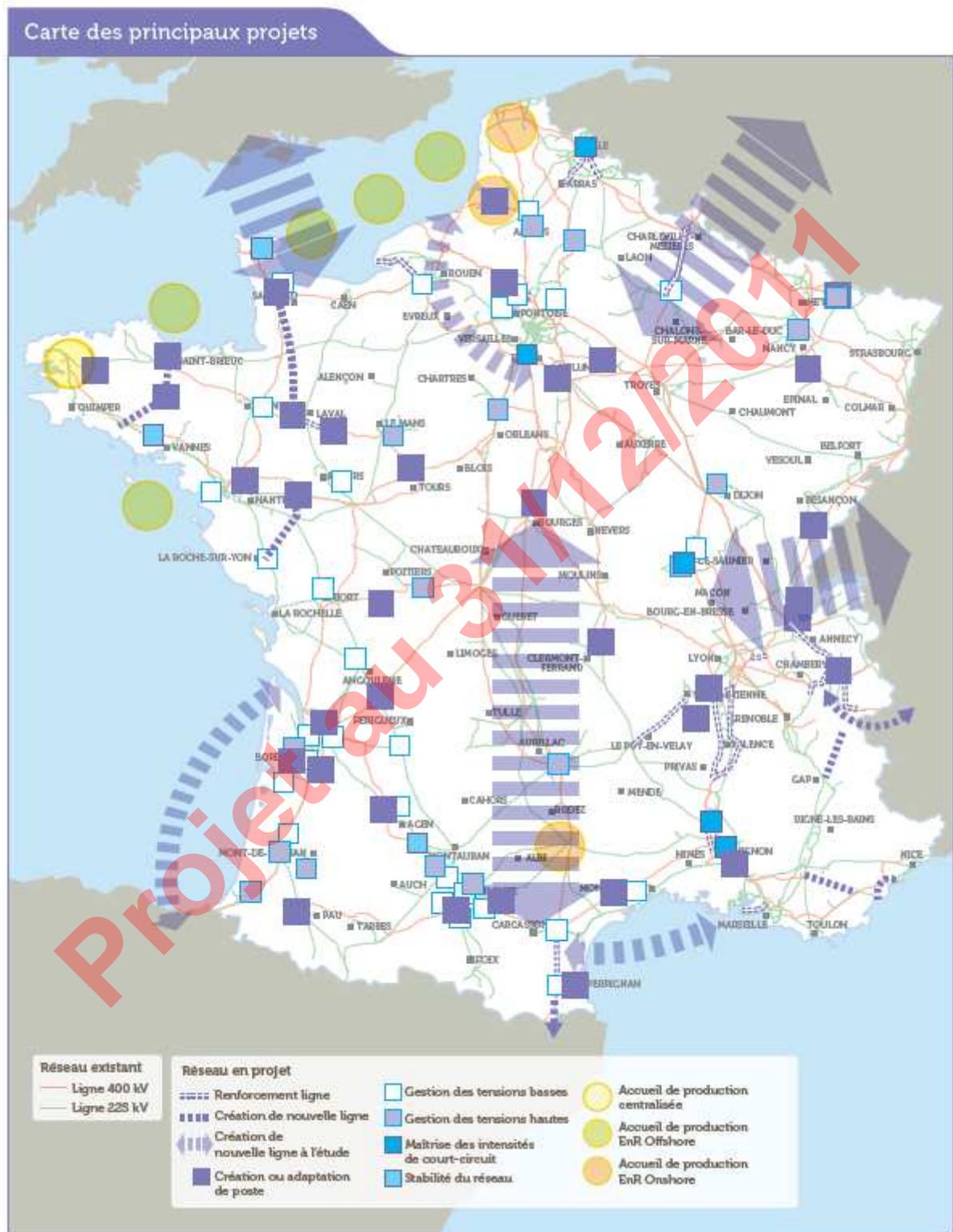


Le financement de ces investissements va conduire à adapter le niveau du tarif appliqué pour les utilisateurs du réseau, au vu des services rendus. Les montants à consacrer aux investissements sont à placer dans une perspective historique caractérisée par des cycles longs, avec des niveaux comparables à ce qu'ils pouvaient être dans les années 1980.

Ces montants peuvent être mis en perspective avec ceux identifiés au niveau européen, dans le cadre de l'accomplissement de la politique énergétique européenne : pour les seuls projets d'intérêt européen, ENTSOE donnait en 2010 la fourchette 23-28 milliards d'euros pour la période 2010-2014. Toutes proportions gardées, et ramené à des périmètres comparables, on constate que l'effort est sensiblement le même en France et en Europe.

Ces projets n'ont de sens que dans la mesure où ils répondent aux besoins des territoires. Chaque projet sera porté auprès des collectivités concernées. Les modalités de mises en œuvre seront arrêtées en concertation, dans le respect des procédures réglementaires. Au-delà des enjeux propres à l'infrastructure de transport d'électricité, ils sont l'occasion de traduire concrètement les choix que fait la société française pour les années futures en matière de fourniture d'énergie : assurer un approvisionnement fiable des territoires dans la durée, améliorer l'efficacité énergétique à tout niveau, favoriser l'essor des énergies renouvelables dans la perspective d'une électricité européenne décarbonée.

La carte ci-dessous permet de localiser les principaux investissements de développement du réseau de transport d'électricité dans les dix ans et décrits en détail dans le corps du Schéma Décennal.



SOMMAIRE

SYNTHESE

Pourquoi un schéma décennal du réseau de transport d'électricité ?	3
Un paysage énergétique en profonde mutation... ..	5
... qui appelle un développement significatif des capacités du réseau	6
Des ambitions nécessaires, un effort d'investissement important.....	12
1. INTRODUCTION	18
2. UN TRIPLE CONTEXTE REGLEMENTAIRE EUROPEEN, NATIONAL ET REGIONAL	21
2.1 Le contexte énergétique européen	21
2.2 La politique énergétique française.....	23
2.3 Les Schémas Régionaux pour l'accueil des énergies renouvelables.....	24
2.3.1 Les Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE)	24
2.3.2 Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR).....	25
3. LES ENJEUX DU DEVELOPPEMENT DE RESEAU.....	26
3.1 Missions de RTE	26
3.2 Objectifs et enjeux du développement du réseau	28
3.3 La concertation	31
4. PROCESSUS ET PRINCIPES des études de développement	34
4.1 Les études de développement du réseau : un processus dynamique et ouvert.....	34
4.2 Les études de réseau	35
4.2.1 Bâtir les cas représentatifs du comportement futur du réseau.....	36
4.2.2 Simuler les « stress tests »	36
4.2.3 Des contraintes aux projets : une approche graduée.....	38
4.3 L'évaluation des projets au regard des finalités du développement	38
4.3.1 La méthode d'évaluation des projets.....	38
5. HYPOTHESES DE PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE	41
5.1 Evolution de la consommation	41
5.2 Evolution de la production	42
6. RESEAU EXISTANT : Patrimoine, Performance, Potentiel de raccordement et Mises en service 2011	44
6.1 Patrimoine RTE au 31/12/2010	44
6.1.1 Liaisons aériennes et souterraines RTE	44
6.1.2 Postes électriques RTE	44
6.1.3 Réseau Aérien RTE 400 kV au 31/12/2010	46
6.2 Qualité de l'électricité et performance du réseau	47
6.2.1 Qualité de l'électricité.....	47
6.2.2 La continuité d'alimentation	47
6.2.3 La qualité de l'onde de tension.....	49
6.2.4 Performance du Réseau de Transport.....	50
6.3 Potentiels de raccordement pour l'accueil de production	51

6.4	Principales mises en service prévues en 2011	53
6.4.1	Nord – Est.....	53
6.4.2	Ouest.....	53
6.4.3	Normandie Paris	54
6.4.4	Est.....	55
6.4.5	Rhône Alpes Auvergne	55
6.4.6	Sud – Est	56
	(*) mises en service reportées aux premières semaines de 2012	56
	(**) les matériels sont installés mais seront opérationnels courant 2012	56
6.4.7	Sud – Ouest	57
7.	PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE GRAND TRANSPORT A 10 ANS.....	58
7.1	La France, carrefour des flux en Europe	60
7.1.1	Renforcer l'interconnexion avec les Iles Britanniques.....	62
7.1.2	Renforcer l'interconnexion avec le Benelux et l'Allemagne	63
7.1.3	Renforcer l'interconnexion avec la péninsule ibérique.....	64
7.1.4	Renforcer l'interconnexion dans les Alpes, avec la Suisse et l'Italie.....	66
7.2	Fluidifier les mouvements d'énergie et faciliter les secours entre les territoires.....	69
7.2.1	Des flux Nord-Sud, de la Normandie à La Champagne.....	69
7.2.2	Des flux Nord-Sud, de l'Aquitaine aux Alpes	72
7.2.3	Des flux Nord-Sud mais aussi Ouest-Est sur la façade est du pays.....	74
7.3	Accompagner l'évolution de la consommation	76
7.3.1	Le filet de sécurité Bretagne	76
7.3.2	Le Filet de sécurité « PACA »	79
7.3.3	Nord de la Champagne, Reims et Ardennes.....	82
7.3.4	Deux-Loires.....	83
7.3.5	Haute Durance	84
7.3.6	Sud des Pays de la Loire.....	85
7.3.7	20 projets de sécurisation de l'alimentation électrique de grandes agglomérations et territoires dynamiques	86
7.4	Accueillir la production	91
7.4.1	Accompagner le développement des énergies offshore.....	91
7.4.2	Développer les énergies renouvelables dans l'hexagone	92
7.4.3	Accompagner le développement de la production centralisée.....	95
7.5	Veiller à la sûreté du système électrique.....	98
7.5.1	Tenue de la tension électrique	98
7.5.2	Maîtrise des intensités de court circuit	102
7.5.3	Stabilité	103
7.6	Tableaux de synthèse des projets du volet à 10 ans	105
7.6.1	Région Nord-Est	105
7.6.2	Région Est.....	106
7.6.3	Région Rhône Alpes – Auvergne.....	107
7.6.4	Région Sud-Est.....	109

7.6.5	Région Sud-Ouest.....	111
7.6.6	Région Ouest.....	114
7.6.7	Région Normandie – Paris.....	116
8.	PLAN DE DEVELOPPEMENT A 3 ANS.....	119
8.1	Région Nord-Est.....	121
8.1.1	Contexte régional.....	121
8.1.2	Projets à réaliser sur la période 2012 - 2014.....	122
8.2	Région Ouest.....	126
8.2.1	Contexte régional.....	126
8.2.2	Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014.....	128
8.3	Région Normandie-Paris.....	134
8.3.1	Contexte régional.....	134
8.3.2	Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014.....	136
8.4	Région Est.....	143
8.4.1	Contexte régional.....	143
8.4.2	Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014.....	144
8.5	Région Rhône-Alpes Auvergne.....	150
8.5.1	Contexte régional.....	150
8.5.2	Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014.....	151
8.6	Région Sud-Est.....	159
8.6.1	Contexte régional.....	159
8.6.2	Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014.....	160
8.7	Région Sud-ouest.....	165
8.7.1	Contexte régional.....	165
8.7.2	Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014.....	166
9.	CONCLUSION.....	173
	Annexe n°1 : le Système Electrique.....	175
A1-1	Les chemins de l'électricité.....	175
A1-2	Comment transporte-t-on l'électricité ?.....	177
A1-3	Un marché européen de l'électricité.....	179
A1-4	Comment fonctionne le réseau grand transport ?.....	180
A1-5	Relier production et consommation.....	180
A1-6	Un réseau interconnecté.....	182
A1-7	La sûreté du système électrique.....	183
A1-8	Le centre de contrôle du réseau.....	184

1. INTRODUCTION

- Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE élabore tous les ans et rend public sous l'égide des pouvoirs publics un **schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité** en France⁴.
- Le schéma décennal présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les 10 ans et répertorie les investissements de développement de réseau qui doivent être réalisés et mis en service dans les 3 ans.
- RTE, en application des principes de transparence et d'indépendance qui guident son action, procède à une consultation des parties intéressées, avant de soumettre aux autorités compétentes ce schéma décennal.

Etabli à partir de l'offre et de la demande d'électricité existantes ainsi que sur les hypothèses à moyen terme de l'évolution de production, de consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux européens, le schéma décennal de développement du réseau prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre demande d'électricité élaboré par RTE et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les Schémas Régionaux Climat Air Energie.

Elaboré par RTE, puis soumis à la Commission de Régulation de l'Energie après consultation par RTE des parties intéressées, il est mis à jour chaque année, en tenant compte des remarques et recommandations émises par la CRE, après consultation des utilisateurs du réseau public. Le Ministre en charge de l'Energie peut alors approuver le schéma de développement du réseau de transport d'électricité.

Il vient en complément, au niveau national, du plan décennal européen communautaire (TYNDP⁵) et des plans régionaux européens communautaires également prévus par la directive européenne 2009/72/CE. Ces derniers présentent, tous les deux ans, une vision actualisée des principaux projets de développement du réseau communautaire de transport d'électricité nécessaires à l'échelle européenne dans les 10 ans. Un premier plan décennal européen, pilote, a été publié par l'ENTSO-E⁶ en mars 2010 et une seconde version du TYNDP est en cours d'élaboration pour une publication au début 2012 (voir encart dédié en section 2).

⁴ La Directive Européenne 2009/72/CE du 13/07/2009 prévoit que chaque année les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau. L'ordonnance n° 2011-504 du 09 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie décline en droit français cette Directive. Elle précise que chaque année le gestionnaire du réseau public de transport élabore un schéma décennal de développement du réseau.

⁵ Ten Year Network Development Plan

⁶ European Network of Transmission System Operators for Electricity

Le schéma décennal de développement version 2011 remet tout d'abord en perspective les **enjeux du développement du réseau, ses principes et ses hypothèses** :

- Le triple contexte réglementaire, européen, français et local est développé chapitre 2 ;
- Les enjeux du développement du réseau sont détaillés chapitre 3 ;
- Le processus et les principes d'études conduisant à la proposition des projets de développement sont esquissés chapitre 4 ;
- Les hypothèses de production et de consommation d'électricité tirées du bilan prévisionnel 2011 de l'équilibre offre – demande d'électricité en France sont résumées chapitre 5 ;
- Le réseau de transport d'électricité national existant fin 2010 avec son patrimoine, ses performances et les potentiels d'accueil de raccordement de production, ainsi que les principales mises en service prévues en 2011, sont décrits chapitre 6.

Le **volet à 10 ans** au chapitre 7 présente ensuite une vue d'ensemble des principales infrastructures de transport d'électricité qui peuvent être envisagées dans les dix ans à venir.

Par « principales infrastructures » ou « ouvrages de grand transport », s'entendent l'ensemble des ouvrages dont la tension d'exploitation est le 400 kV, l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins, quel que soit leur niveau de tension d'exploitation ainsi que les ouvrages dont la tension d'exploitation est le 225 kV et dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation.

Ce chapitre est ainsi organisé par grands éclairages permettant de mettre en perspective les renforcements du réseau de transport avec les services attendus par ces investissements. Ils sont eux-mêmes regroupés en cinq grandes finalités : fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre pays voisins et entre les régions françaises ; accompagner l'évolution de la consommation d'électricité des territoires ; accueillir les moyens de production d'électricité ; veiller à la sûreté de fonctionnement du système électrique. Des cartes et un tableau de synthèse des projets présentés accompagnent ce volet.

Le **volet à 3 ans** au chapitre 8, détaille les projets de développement de réseau⁷ tous niveaux de tension confondus dont la mise en service est prévue entre 2012 et 2014.

Vu le nombre de projets cités, le plan de développement à 3 ans a été découpé selon sept grandes régions (les zones d'exploitation de RTE) pour en faciliter la lecture avec, pour chacune d'elles : le contexte régional, les contraintes régionales levées dans les 3 ans, et la carte et le tableau récapitulatif des projets réalisés dans les 3 ans.

Les projets sont présentés selon leur finalité principale. Certains projets peuvent répondre à plusieurs besoins, cependant seule la finalité principale est indiquée. Ces finalités ont été établies en cohérence avec le découpage retenu dans le TYNDP de 2010 : augmentation des capacités d'échange aux frontières ; sécurité d'alimentation ; accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production

⁷ Pour les enjeux relatifs à l'intégration des marchés et à la qualité, les plus prégnants pour les utilisateurs du réseau de transport, le volet à 3 ans porte sur l'ensemble des projets de RTE. S'agissant des projets relatifs aux enjeux de sécurité d'alimentation et de sûreté du système, compte tenu du volume de projets potentiellement concernés, seuls les projets les plus conséquents (supérieurs à 3 M€) sont inscrits au volet triennal. S'agissant des projets de raccordement, seuls ceux en cours de réalisation dont la mise en service est prévue dans les 3 ans sont présentés dans le schéma décennal.

existante ; déclassement de production ; raccordement de clients ; sécurité du système électrique ; qualité d'alimentation.

Les opérations de réhabilitation ou de renouvellement des réseaux existants à capacité équivalente ne présentant pas un caractère lié au développement du réseau ne sont pas mentionnées dans ce document.

De même, ne peuvent être mentionnés les très nombreux investissements en équipements basse tension, systèmes d'information et télécom sur l'ensemble du réseau. Ces dispositifs cruciaux pour prévoir, surveiller en temps réel, et réagir efficacement participent directement à « l'intelligence » du système et constituent un levier d'amélioration de la performance de l'infrastructure majeur. Leur déploiement est indissociable de celui des infrastructures à haute tension. Par suite, seuls sont présentés ici les projets d'ouvrage haute tension qui structurent le territoire.

Ce document présente la meilleure information connue de RTE à fin 2011. La situation des projets est toutefois susceptible d'évoluer très rapidement. C'est notamment le cas dans le cadre de la concertation dont l'objectif est d'adapter les projets aux attentes et contraintes des parties prenantes et aux spécificités des territoires. RTE ne peut être tenu pour responsable de l'utilisation qui pourrait être faite des informations données et des conséquences qui pourraient en découler, lorsque leur évolution est le fait de tiers ou sont par nature exogènes. Les perspectives tracées à moyen/long terme sont présentées par RTE dans une démarche de partage et de transparence mais ne sont pas opposables.

Ce premier schéma décennal de développement pourra être amené à évoluer en fonction du premier retour d'expérience suite à la phase de consultation, des propositions et remarques de la CRE. La version 2012 intégrera les orientations du futur plan décennal européen version 2012 et les résultats des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables en cours d'établissement. Il intégrera également un chapitre sur les principales différences et évolutions par rapport au schéma décennal de développement 2011.

Projet autorisé

2. UN TRIPLE CONTEXTE REGLEMENTAIRE EUROPEEN, NATIONAL ET REGIONAL

Le développement du réseau de transport d'électricité est un levier privilégié de mise en œuvre de la politique énergétique. Le présent schéma décennal s'inscrit à ce titre dans un triple contexte :

- Européen, en répondant aux orientations du paquet Energie-Climat ;
- National, en déclinaison du Grenelle de l'Environnement ;
- Régional, chaque région française traduisant avant fin 2011 ses objectifs de politique énergétique dans un Schéma Régional Climat Air Energie.

2.1 Le contexte énergétique européen

Dans un contexte de raréfaction des ressources fossiles et de prise de conscience de l'impact de ces ressources sur le réchauffement climatique, l'Union Européenne s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de climat et d'énergie pour 2020 : baisse de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, amélioration de 20% de l'efficacité énergétique et une part de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union Européenne (objectif porté à 23% pour la France). Le paquet « Energie Climat », qui regroupe les mesures à adopter pour atteindre ces objectifs, a été adopté par le Parlement et le Conseil européen en décembre 2008. Les principales orientations concernent :

- le développement de nouveaux modes de consommation tels que la maîtrise de la demande, la consommation « intelligente » tenant compte des contraintes de la courbe de charge et la prise en compte de l'autoconsommation,
- le développement de nouveaux moyens de production (production limitant les émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, production décentralisée),
- un redéploiement des moyens de production à l'échelle européenne, afin de profiter des potentiels de production propres aux régions européennes (production éolienne off-shore en Mer du Nord, ...)
- et un accroissement des capacités de transport d'électricité entre pays européens, permettant d'acheminer la production vers les lieux de consommation et de « fluidifier » le marché intérieur de l'électricité.

La Directive européenne 2009/72/CE prévoit des plans régionaux européens communautaires et un plan décennal paneuropéen communautaire (TYNDP⁸). Elle en confie la réalisation à ENTSOE⁹, l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité. Tous les deux ans, ces plans présentent une vision actualisée, pour les 10 ans à venir, des principaux projets de développement du réseau de transport d'électricité nécessaires à l'échelle européenne.

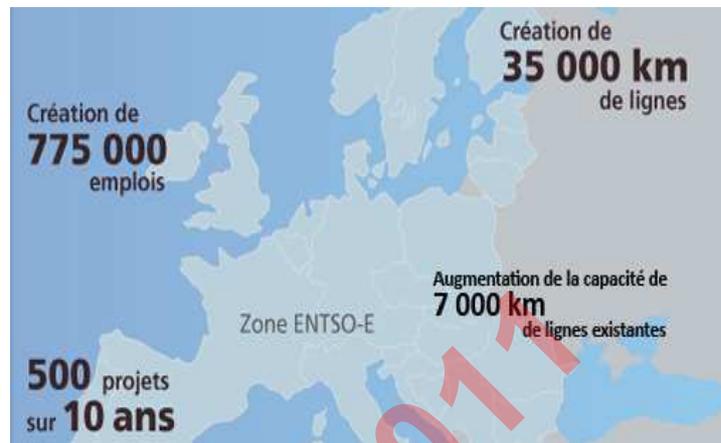
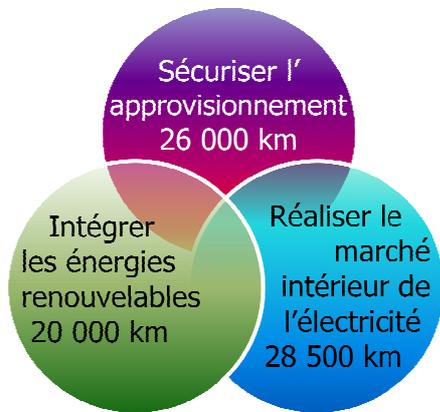
Un premier plan décennal européen, pilote, a été publié par l'ENTSO-E en mars 2010. Il remet en perspective les grands enjeux de l'évolution des réseaux à l'horizon 2020-2030 et décrit concrètement les besoins d'investissements à l'échelle européenne et les projets qui permettent d'y répondre.

Les projets d'investissements d'intérêt européens représentent entre 23 et 28 milliards d'euros d'ici 2015. D'ici 2020, c'est environ 42 000 km d'ouvrages qui seront construits ou modernisés, soit quelques 15 % des

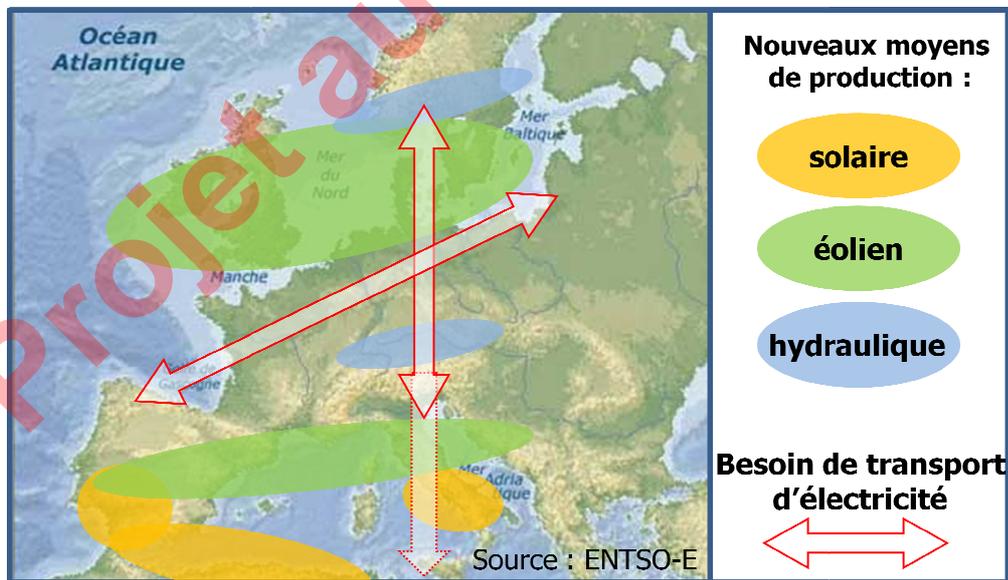
⁸ Ten Year Network Development Plan

⁹ European Network of Transmission System Operators for Electricity

305 000 kilomètres que représente le réseau de transport européen actuel. Ils permettent de répondre à 3 grands défis



Intégrer les énergies renouvelables dans le réseau européen et fluidifier les échanges nord sud. La production renouvelable (notamment l'éolien en mer du Nord, solaire et éolien dans le sud de l'Europe – Espagne et Italie) est en plein essor. Il faut renforcer le réseau pour accueillir ces nouvelles énergies, et gérer les flux nord-sud qui en résultent à travers toute l'Europe. Ce d'autant plus que la décision de l'Allemagne d'arrêter toutes les tranches nucléaires d'ici 2022, à la suite de l'accident de Fukushima, va accentuer le déséquilibre entre le sud du pays (qui concentre actuellement l'essentiel de la production nucléaire) et le nord (où sont situées les grands parcs d'énergie éolienne, qu'ils soient terrestres ou maritimes en mer du Nord).



Contribuer à l'intégration des péninsules électriques. Il s'agit de développer le réseau intérieur et les interconnexions de la péninsule ibérique, des Iles Britanniques et des Etats Baltes pour mieux les relier au réseau continental.

Fluidifier les transits est-ouest. Le réseau européen devra permettre les échanges d'électricité entre les pays de l'Est plutôt exportateurs (République tchèque, Roumanie, Ukraine ...) et les pays d'Europe de l'ouest importateurs, comme l'Italie.

ENTSOE prépare activement la publication de la prochaine version du plan décennal de développement du réseau européen. Un nouveau rapport, mis à jour et enrichi de nouvelles analyses, paraîtra ainsi au printemps 2012. Plusieurs ateliers publics tout au long de 2011 ont, d'ores et déjà, permis de valider des scénarios d'évolution du mix énergétique européen, et de partager les méthodes d'analyse et les premiers résultats avec les parties intéressées.

2.2 La politique énergétique française

La France s'est également dotée d'une politique énergétique ambitieuse avec l'adoption des deux lois Grenelle en 2009 et 2010.

La loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite loi Grenelle I) du 3 août 2009 a fixé des objectifs destinés à lutter contre le changement climatique et à améliorer la performance énergétique. Parmi les objectifs visés, se trouvent notamment :

- La réduction des consommations d'énergie de 38% d'ici 2020 dans les logements anciens ;
- L'application de la norme « Bâtiment Basse Consommation » (BBC) à toutes les constructions neuves d'ici fin 2012 et la construction de bâtiments à énergie positive à compter de fin 2020 ;
- La rénovation complète de 400 000 bâtiments chaque année à partir de 2013 et de 180 000 logements sociaux en zone ANRU (Agence Nationale pour la Rénovation Urbaine);
- La croissance de la part du fret non routier pour atteindre 25% en 2020 ;
- La réalisation de 2000 km de lignes ferroviaires à grande vitesse d'ici 2020 ;
- La construction de 1500 km supplémentaires de transports collectifs en site propre.

Cette loi prévoit également une généralisation de l'étiquetage énergétique des produits, le renforcement du dispositif des certificats d'économie d'énergie et le retrait des produits, appareils et véhicules les plus consommateurs en énergie. Elle prévoit notamment le retrait progressif de la vente des ampoules à incandescence d'ici fin 2012.

La loi portant engagement national pour l'environnement (dite loi Grenelle II) a été promulguée le 12 juillet 2010. Elle décline, chantier par chantier, les objectifs entérinés par le premier volet législatif du Grenelle de l'environnement. Six grands chantiers ont été identifiés parmi lesquels :

- « l'amélioration énergétique des bâtiments » qui impose l'affichage des performances énergétiques des bâtiments dans les annonces immobilières ;
- « la réduction des consommations d'énergie et du contenu en carbone de la production » qui favorise le développement des énergies renouvelables, dont les réseaux de chaleur d'origine renouvelable. Ce chantier étend le dispositif des certificats d'économie d'énergie et instaure des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables ;

- « le changement essentiel dans le domaine des transports » qui favorise le développement des transports collectifs urbains et périurbains et le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables en encourageant la création et l'entretien des infrastructures de recharge.

Les différents scénarios de prévisions de consommation reflètent différentes modalités d'application concrète de l'ensemble de ces mesures et donc différents effets sur la consommation électrique (voir chapitre 5 sur les hypothèses de production et de consommation).

2.3 Les Schémas Régionaux pour l'accueil des énergies renouvelables

Le schéma décennal devra prendre en compte les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). RTE doit les élaborer dans les six mois après approbation des schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) permettant de fixer le cadre de raccordement des énergies renouvelables dans les dix prochaines années. Ces derniers seront entièrement disponibles et approuvés après soumission de ce premier schéma décennal. La prochaine version du schéma décennal en rendra compte.

Ces deux schémas régionaux d'aménagement du territoire découlent de la loi du 12 juillet 2010, dite Grenelle 2, transposant la directive européenne de priorité d'accès au réseau des énergies renouvelables en instaurant en particulier une mutualisation régionale de leurs coûts d'accès.

2.3.1 Les Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE)

Le SRCAE définit au niveau de chaque région administrative l'action publique en faveur de la maîtrise conjointe de l'impact des changements climatiques, de la qualité de l'air, valorisation du potentiel énergétique terrestre renouvelable et de l'efficacité énergétique. En particulier, il évalue les objectifs qualitatifs et quantitatifs que la région se fixe aux horizons 2020 et 2050 par zone géographique pour la valorisation du potentiel énergétique renouvelable terrestre.

Le dispositif repose sur le document intégrateur élaboré sous l'autorité du Préfet de région par les services de l'Etat (DREAL) et validé conjointement avec les Conseils Régionaux. Ce document d'orientation intègre une annexe valant Schéma Régional Eolien, seule partie prescriptive du document.

Les SRCAE sont centrés sur les ambitions régionales, sans rechercher a priori à minimiser les investissements pour les atteindre. RTE est concerné par l'élaboration des SRCAE car ils rassembleront les données nécessaires au deuxième exercice régional confié à RTE par la loi, le S3REnR. RTE s'est ainsi impliqué dans les comités régionaux chargés de l'élaboration des SRCAE pour apporter son expertise (cohérence avec le corps d'hypothèse national, projets de production en file d'attente, capacités d'accueil du réseau...) et pour alerter le plus en amont possible sur les conséquences en terme d'évolution du réseau.

La loi prévoit que les SRCAE devaient être établis au plus tard le 12 juillet 2011. Le décret d'application a été publié le 18 juin 2011, et si quelques régions devraient pouvoir publier leur SRCAE fin 2011, la majorité d'entre eux seront disponibles en 2012.

2.3.2 Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR)

Le S3REnR doit fournir les solutions techniques associées à des coûts prévisionnels et des réservations de capacité d'accueil sur 10 ans, afin de donner aux projets de production renouvelable qui s'inscriront dans le SRCAE, une visibilité sur leurs conditions d'accès au réseau à l'horizon 2020.

Au niveau régional, le S3REnR définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le SRCAE, ainsi qu'un périmètre de mutualisation des postes du Réseau Public de Transport et des postes entre le Réseau Public de Transport et les Réseaux Publics de Distribution.

Le contenu des SRCAE (puissance, localisation, échéances) est donc déterminant pour élaborer les S3REnR car ceux-ci détermineront des investissements lourds sur les réseaux électriques, avec le double enjeu de garantir le raccordement des énergies renouvelables visés dans les dix ans, tout en minimisant les risques de coûts échoués.

Lorsque le raccordement s'inscrit dans le S3REnR, le producteur sera redevable d'une contribution au titre du raccordement propre ainsi qu'au titre de la quote-part des ouvrages créés ou renforcés en application de ce schéma. Cette quote-part est calculée en proportion de la capacité de puissance installée sur la puissance disponible garantie dans le périmètre de mutualisation.

La loi a confié une nouvelle prérogative à RTE en lui confiant l'élaboration de ces schémas en accord avec les GRD concernés. Après avis de l'autorité organisatrice de la distribution, le S3REnR devra être soumis à l'approbation du préfet de région dans les six mois à compter de l'établissement du SRCAE.

La loi prévoit que les S3REnR devront être établis au plus tard 6 mois après les SRCAE, soit le 12 janvier 2012. Le décret d'application est en cours d'élaboration en concertation avec tous les acteurs impliqués. Il devrait être publié d'ici fin 2011. Compte-tenu des prévisions de disponibilité des SRCAE, RTE devrait pouvoir élaborer l'ensemble des S3REnR d'ici fin 2012.

3. LES ENJEUX DU DEVELOPPEMENT DE RESEAU

3.1 Missions de RTE

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi, RTE assure le développement, la maintenance et l'exploitation du réseau haute et très haute tension en France.

Il assure ses missions en veillant à la sécurité des biens et des personnes, la qualité de l'électricité, la sûreté du système et l'efficacité du réseau (notamment la minimisation des pertes d'énergie et des congestions).

Il veille à entretenir ses infrastructures et à les développer pour répondre aux évolutions de la production et de la consommation, au plus juste coût pour la collectivité, en maintenant un haut niveau de qualité et de sûreté.

La sûreté du système consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire dans des cas extrêmes à une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une vaste zone. Le développement du réseau contribue au respect du niveau de sûreté défini par les pouvoirs publics¹⁰, notamment à travers l'installation de dispositifs visant à réduire le risque d'écroulement de la tension.

Les engagements portant sur la **qualité de l'électricité** sont quant à eux précisés de façon générale dans le Contrat de Service Public, et pour chaque point de livraison dans les Contrats d'Accès au Réseau signés avec les clients.

Les engagements de RTE en matière de protection des paysages, les milieux naturels et urbanisés et d'accompagnement des projets

Au-delà de la réglementation en matière de protection des paysages, des milieux naturels et urbanisés, le contrat de service public qui lie RTE à l'Etat prévoit des mesures visant à optimiser l'insertion environnementale du réseau public de transport.

Le contrat de service public signé le 24 octobre 2005 entre l'Etat, EDF et RTE pris en application de l'article 1er de la loi n°2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz, apporte des garanties sur le maintien d'un haut niveau de service public de l'électricité en France, dans les domaines dont RTE a la responsabilité.

¹⁰ Pour plus d'informations, consulter le Mémento de la sûreté, disponible sur le site internet de RTE : http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf

Il reprend dans son titre 3 les engagements environnementaux de RTE en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées (cf. lois de février 2000, août 2004 et juillet 2005).

Ces engagements se déclinent dans deux domaines : la gestion du réseau public de transport et la sûreté du système électrique.

En matière d'insertion environnementale du réseau de transport, les engagements pris par RTE sont les suivants :

Renforcer et élargir la concertation :

- pour développer le réseau :
 - en établissant des volets régionaux du schéma de développement.
- pour définir et réaliser des projets :
 - en facilitant la participation des citoyens à la définition et à l'amélioration du projet ;
 - en améliorant l'information des populations concernées pour les projets qui entrent dans le champ du débat public ;
 - en définissant les meilleures dispositions d'insertion de l'ouvrage dans l'environnement ;
 - en mettant en place un Plan d'Accompagnement de Projet (PAP) pour toute création de ligne aérienne nouvelle, ce PAP permettant la mise en œuvre d'actions de réduction d'impacts du projet, d'amélioration de l'insertion des réseaux existants ou de développement économique local.

La contribution financière de RTE pour le PAP s'élève à 10% du coût d'investissement pour les lignes à 400 kV.

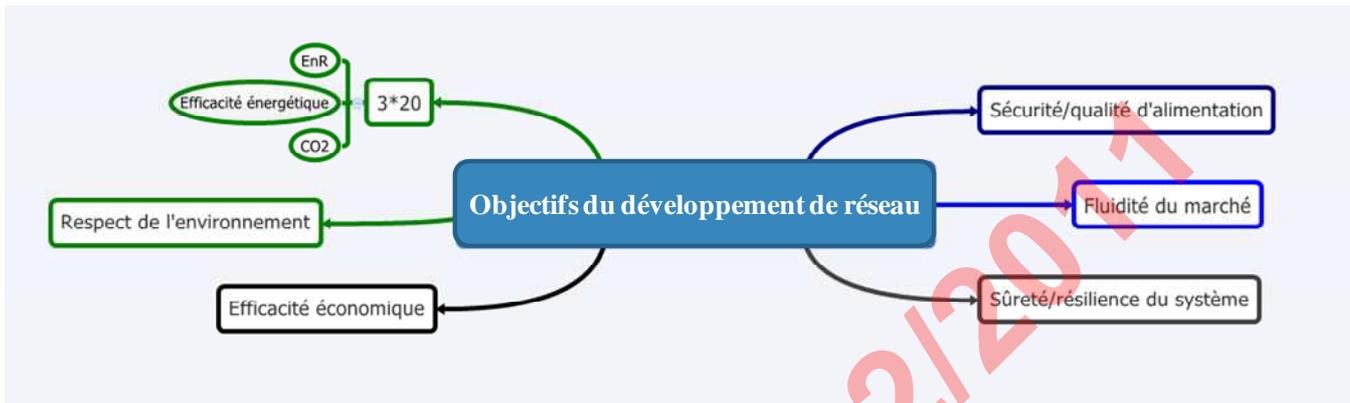
Au moins la moitié du fonds est utilisée pour des actions concernant les communes traversées par l'ouvrage. Le reste peut être utilisé sur d'autres communes sous réserve d'un abondement des collectivités concernées de 50% (pour 1 € versé par RTE les partenaires financiers versent 1 €).

Protéger les paysages, les milieux naturels et urbanisés

- en réalisant en technique souterraine au moins 30% des circuits haute tension à 63 kV ou 90 kV à créer ou à renouveler ;
- en recourant aux liaisons souterraines dans les conditions ci-après :
 - pour le 400 kV : son utilisation « est limitée aux situations exceptionnelles », du fait du coût de la mesure ;
 - pour le 225 kV : dans les « unités urbaines de plus de 50 000 habitants au sens de l'INSEE » pour les projets situés en dehors des couloirs de lignes existants ;
 - pour les 63 kV et 90 kV, il sera préférentiellement fait recours à la technique souterraine dans les zones urbaines de plus de 50 000 habitants (au sens de l'INSEE), dans les zones d'habitats regroupés, dans les zones considérées comme prioritaires (ZICO, ZNIEFF, ZPPAUP, PNR, zones d'adhésion des parcs nationaux) et aux abords des postes sources.
- en n'accroissant pas la longueur totale des ouvrages aériens grâce à la dépose d'ouvrages aériens existants sur une longueur équivalente à celle des ouvrages aériens nouveaux et reconstruits ;
- en évitant la création de nouveaux ouvrages par l'optimisation des ouvrages existants et par la prolongation de la durée de vie des ouvrages existants ;
- en maîtrisant les impacts des travaux ;
- en intervenant ponctuellement sur des ouvrages existants afin d'améliorer leur insertion environnementale (déviation, dissimulation, mise en souterrain ou suppression des tronçons) à l'occasion de projets de développement ou par convention associant les collectivités.

Enfin, RTE cherche à améliorer **l'efficacité de son réseau** en assurant toutes ses missions, au moindre coût pour la collectivité (via, en particulier, la maîtrise des coûts d'exploitation : minimisation des pertes Joules, des congestions, ...).

L'ensemble des missions et engagements de RTE conduisent aux objectifs et enjeux du développement présentés dans le schéma ci-dessous.



Ces objectifs et enjeux sont détaillés dans le chapitre suivant.

3.2 Objectifs et enjeux du développement du réseau

Historiquement, le réseau de transport s'est constitué par mailles successives, partant des lieux de production hydraulique (les Pyrénées, les Alpes et le Massif Central), ainsi que les zones charbonnières du Nord et de l'Est, pour desservir les centres de consommation. Puis, à partir des années 1960¹¹, le choix de la tension 400 kV a permis de créer un maillage pratiquement complet du territoire français, ainsi que de nombreuses interconnexions avec le reste de l'Europe. Ce maillage contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face aux aléas locaux ou conjoncturels (indisponibilité d'ouvrage, aléa de consommation, incident...) qui peuvent affecter l'exploitation.

Le réseau est ainsi depuis toujours un formidable levier d'aménagement du territoire : il permet aux producteurs de s'implanter là où les conditions naturelles leur sont favorables (présence de vent, d'eau...), et aux consommateurs de bénéficier en tout point du territoire d'une bonne qualité de l'électricité, facteur favorisant le développement économique. En effet, coupures et baisse de tension peuvent causer des dommages très importants dans les économies modernes très dépendantes de l'électricité, à travers l'impact sur la production industrielle, mais également de plus en plus sur le fonctionnement des technologies de l'information et de communication. Le Ministère de l'énergie américain avait ainsi calculé que le blackout de 2003, qui avait affecté plus de 50 millions de personnes pendant 4 heures, avait coûté plus de 6 milliards de dollars à l'économie américaine. En France, l'enquête réalisée par RTE en 2010/2011 sur le coût de l'énergie non distribuée montre qu'une coupure de moins de 30 minutes coûte en moyenne 5 000€ pour une entreprise (avec de grosses variations d'un secteur à un autre). Au-delà, le coût augmente avec la durée, et atteint en moyenne plus de 20 000 € pour une coupure de plus de 6h. Le développement

¹¹ La première ligne 400 kV Génissiat- Plessis-Gassot a été mise en service en 1958

du réseau permet d'éviter de telles coupures, notamment en garantissant le respect du principe du N-1 (voir chapitre 3). Une bonne qualité de l'électricité est également une exigence forte des entreprises souhaitant s'implanter en France, telles les Data Centers.

Le développement des interconnexions a également permis de sécuriser l'approvisionnement énergétique en mutualisant les moyens de production en Europe. En minimisant la capacité totale à installer pour satisfaire la demande (la courbe de charge globale est d'autant plus lisse que le nombre de consommateurs est élevé), et en faisant appel aux moyens de production les moins coûteux, le réseau est également un vecteur d'économies pour le système.

Outil au service de l'optimisation de l'usage des parcs de production français et européens, le réseau est ainsi un maillon essentiel du développement de solutions de production peu ou pas émettrices de gaz à effet de serre.

Aujourd'hui, le principal enjeu du réseau de transport est d'accompagner la profonde mutation énergétique en cours, en répondant à quatre défis principaux :

- Au niveau européen, l'objectif d'achèvement du marché intérieur de l'électricité, visant à améliorer le bien-être collectif des consommateurs, se traduit par un besoin de **développement des capacités d'échange avec les pays voisins**, aussi bien par le renforcement ou la création de lignes transfrontalières que par le renforcement du réseau interne en amont lorsqu'il est lui-même limitant. Depuis quelques années RTE s'est attaché à relancer les projets de création de nouvelles infrastructures transfrontalières ou d'optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes, avec l'ensemble des GRT¹² voisins, en utilisant des solutions innovantes, certes plus coûteuses, mais à même de répondre aux attentes sociétales en matière de respect de l'environnement. Les études correspondantes sont maintenant réalisées au plan régional européen dans le cadre d'ENTSO-E (association des GRT européens), afin d'établir la meilleure implantation possible compte tenu des charges induites par leur insertion dans les réseaux publics de transport, et d'en évaluer *in fine* l'utilité pour la collectivité européenne des utilisateurs des réseaux. Les projets structurants au niveau européen sont dorénavant inscrits dans le *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP) élaboré par ENTSO-E ce qui donne à l'ensemble des acteurs du marché une vision partagée des évolutions à moyen terme du réseau électrique européen.

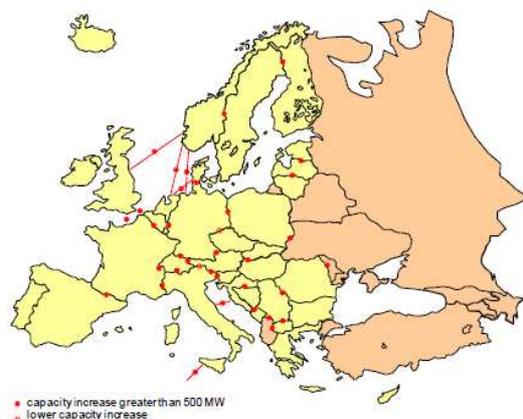


FIG. 56 MAIN TRANSMISSION CAPACITY INCREASE, LONG-TERM.

¹² Gestionnaire de réseau de transport

- Ce développement doit également permettre **l'accueil de nouveaux moyens de production d'électricité**, notamment renouvelables, avec une nouvelle répartition géographique en Europe et dans les régions voisines de ces sources d'énergie. Il s'agit notamment d'absorber la production sans cesse croissante d'électricité éolienne dans les mers septentrionales, en mer Baltique et sur leur pourtour, ainsi que la production croissante d'électricité d'origine renouvelable dans l'est et le sud de l'Europe. En France, RTE accélère de façon anticipée le développement de son réseau, afin de créer des "zones d'accueil" pour des productions en énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque...) en s'appuyant notamment sur les dispositions de la loi Grenelle II. De plus, sur cette période, un effort particulier sera porté sur les renforcements de réseau rendus nécessaires par l'arrivée de production dans le cadre de l'appel d'offre d'éolien offshore.
- **Au niveau plus local, la sécurisation de l'alimentation électrique des territoires** reste un objectif majeur qu'il s'agisse de zones pour lesquelles la consommation est en forte croissance, ou de zones fragiles en termes d'équilibre production/consommation ou de structure de réseau. Cela passe par la mise en œuvre d'un ensemble solutions de court et moyen termes visant à rehausser le niveau de sécurité actuel, et par le lancement de solutions à plus long terme visant à apporter une sécurisation pérenne. Le pacte électrique breton et le filet de sécurité proposé en PACA, détaillés tout deux au § 7.3 en sont des exemples concrets.
- **Le développement du réseau est planifié et mis en œuvre dans une attention constante de préservation de l'environnement, en concertation avec les parties prenantes.** En complément de la concertation amont engagée dans le cadre de la Commission du CURTE « Perspectives du Réseau » sur les scénarios long terme et les plans de développement, RTE s'engage à réaliser des concertations aussi approfondie que nécessaire lors de la définition et la réalisation des projets en facilitant la participation des parties prenantes à la définition et l'amélioration du projet et en améliorant l'information des populations et des associations concernées. A travers le « Plan d'Accompagnement de Projet (PAP) », qui permet une contribution financière de RTE de 8 à 10% du coût d'investissement pour les projets aériens, RTE favorise la mise en œuvre de mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité.

Enfin, élaborer une vision partagée du développement du réseau est un exercice rendu délicat par les incertitudes attachées à l'évolution du système électrique (voir chapitre 5 pour plus de détails). En premier lieu, si l'évolution de la consommation électrique est liée au contexte économique, elle dépend également du rythme de développement spécifique de certains usages de l'électricité (nouvelles technologies de l'information et de la consommation, véhicule électrique...) et de l'attitude des consommateurs. De plus, l'évolution du volume, de la localisation et de la nature de la production électrique dépend de l'évolution du marché européen, des stratégies industrielles des acteurs, mais aussi des conditions locales de présence de ressources et sensibilité environnementale. Enfin, des incertitudes de nature aléatoire (disponibilité des ouvrages, apports d'eau pour la production hydraulique, niveau de vent pour la production éolienne...) influent également sur le dimensionnement du réseau. RTE cherche à maîtriser les risques liés à l'ensemble de ces incertitudes, à travers un processus et des règles d'études robustes, qui seront exposés au chapitre suivant.

3.3 La concertation

Les projets de développement de réseau de transport d'électricité, par nature, répondent aux ambitions de développement durable des territoires : attractivité démographique, compétitivité du tissu industriel, développement économique, protection de l'environnement...

La réglementation, mais également la volonté de bâtir des solutions techniques répondant aussi fidèlement que possible aux besoins d'un territoire, font de RTE un des principaux acteurs industriels de la participation du public en France : on dénombre ainsi 14 enquêtes publiques en 2010 (premier industriel en nombre d'enquêtes publiques) et 19 à la mi-2011 (deuxième industriel en nombre d'enquêtes publiques). Ces enquêtes publiques s'accompagnent de réunions publiques au cours desquelles, non seulement les enjeux du développement, mais également les modalités concrètes de celui-ci font l'objet de nombreux échanges. A titre d'exemple, pour le seul projet de ligne Cotentin-Maine, depuis octobre 2006, RTE a organisé plus de 4 000 réunions qui se sont tenues avec les maires, les associations, les organisations locales, les acteurs économiques, les riverains et les administrations, afin d'identifier le meilleur tracé.

A cette occasion, pour répondre aux légitimes attentes environnementales et sociétales des acteurs des territoires, RTE expose l'ensemble des volets contribuant à la sécurité d'approvisionnement électrique des zones concernées, présente plusieurs options de tracé lors des débats et consultations, et soumet aussi des projets de lignes souterraines lorsque cela est adapté d'un point de vue économique, environnemental et technique.

Paradoxalement cependant, les délais entre le début des études et la mise en service des infrastructures de transport d'électricité dépassent parfois la décennie, notamment pour le 400 kV, et continuent de s'allonger.

L'encadré ci-dessous décrit le processus qui sépare la justification d'un nouveau développement de réseau et la mise en service des ouvrages. Il apparaît particulièrement long et complexe en comparaison de ceux auxquelles sont soumis les sites industriels. On observe ainsi les durées d'instruction suivantes :

Délais observés	Concertation + procédures administratives	Concertation	<i>Aérien vs souterrain</i>	Procédures administratives (1)
63kV/90kV en souterrain	25 mois	14 mois		11 mois
63kV/90kV en aérien	40 mois	18 mois	29%	22 mois
225kV en souterrain	35 mois	18 mois		17 mois
225kV en aérien	50 mois	24 mois	33%	26 mois
400kV en souterrain	41 mois	NA		
400kV en aérien	56 mois	30 mois	NA	26 mois

(1) il n'est pas tenu compte des procédures se déroulant en même temps que la concertation

Ces délais d'instruction des projets sont source de risque pour l'alimentation lors même que les projets visent à permettre le secours mutuel entre territoires voisins. Ce phénomène est observé dans toute l'Europe pour les infrastructures haute tension. La Commission européenne, dans sa communication du 10 novembre 2010, « stratégie énergie 2020 » précise : « Compte tenu de la lenteur avec laquelle évolue le

système énergétique, les mesures prises aujourd'hui ne garantissent pas que les changements structurels nécessaires à une transition vers une économie à faible intensité de carbone seront entièrement réalisés d'ici à 2020, c'est-à-dire au cours de la période couverte par la présente stratégie. »

RTE et ENTSOE préconisent de favoriser une meilleure compréhension des enjeux de chaque projet, et le partage des solutions à mettre en œuvre au niveau des territoires par le biais de concertations plus simples : les droits des citoyens pourront être d'autant mieux respectés que les procédures d'autorisations administratives et les modalités d'expression seront plus simples et mieux coordonnées. Des procédures longues et complexes desservent la compréhension des enjeux, diluent les responsabilités et obèrent la définition de solutions partagées.

Ce constat doit conduire à un débat plus large sur le caractère soutenable de l'accumulation des procédures actuelles au regard des attentes tant de politique énergétique que démocratiques.

De la justification à la mise en service d'un ouvrage de réseau

Pour mettre en service une nouvelle liaison électrique, environ sept années sont nécessaires à partir du premier dépôt de dossier auprès de l'Administration.

L'Administration (DGEC ou DREAL) se prononce d'abord sur la **justification du projet de réseau**. A cette fin, elle compare les avantages que celui-ci procure (réponse aux contraintes observées sur le réseau, coûts évités pour la collectivité, intégration des énergies renouvelables, etc.) à ses éventuels inconvénients (coût du projet, impact environnemental et sociétal).

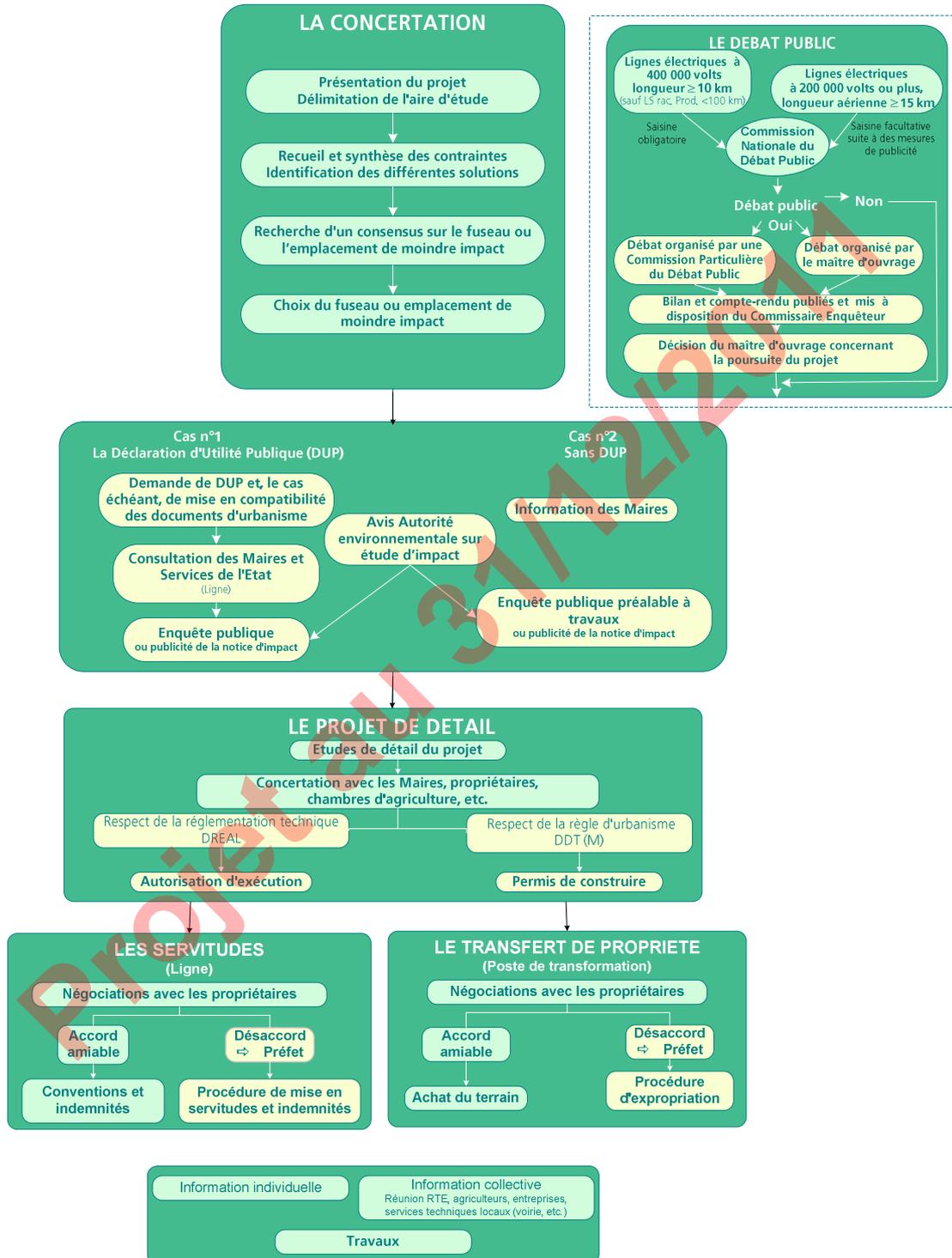
Une vaste concertation placée sous l'égide du préfet peut alors débuter.

Quand certains seuils définis par la réglementation sont dépassés, elle est précédée d'un **débat public** – d'une durée d'environ un an et demi qui s'ajoute au délai global – si la Commission nationale du débat public le décide ainsi.

Dans le cas général, cette **concertation** associe l'ensemble des parties prenantes et cherche à définir une zone, puis le meilleur fuseau dans lequel pourra s'inscrire le projet de liaison électrique au regard de l'ensemble des contraintes environnementales et sociétales recensées. La durée de cette étape n'est pas encadrée : c'est le Préfet qui en décide l'achèvement. En moyenne, on observe que la concertation s'étale sur environ un an et demi pour les lignes 225 kV souterraines, deux ans pour les lignes 225 kV aériennes, et deux ans et demi pour les lignes 400 kV aériennes

A contrario, les délais d'obtention des **autorisations administratives** sont en général définis par la réglementation. En pratique, environ deux années sont nécessaires pour obtenir une déclaration d'utilité publique (environ dix mois), la mise en compatibilité des documents d'urbanisme (environ trois mois), les permis de construire (environ quatre mois), les autorisations d'exécution (autorisations visant à vérifier la conformité de l'ouvrage avec les règles techniques auxquelles les infrastructures électriques sont soumises réglementairement en environ trois mois), les mises en servitude (environ dix-huit mois) ou, le cas échéant, les expropriations (environ dix-huit mois). Selon les caractéristiques du milieu, diverses autorisations sont par ailleurs nécessaires (autorisations loi sur l'eau, dérogations à la protection des espèces protégées, etc.). Ces procédures nécessitent de consulter les services de l'ensemble des administrations territoriales concernées, la plupart des administrations d'Etat en région (les préfetures, DREAL, DRFIP, ARS, DRAC, aviation civile, DDTM, etc. sont concernées à un titre ou à un autre) ainsi que certaines administrations centrales au premier rang desquelles la DGEC.

Les **travaux** peuvent débuter dès lors que toutes les autorisations sont obtenues. Leur programmation peut être complexe¹³ mais leur durée s'inscrit normalement dans une période de 12 à 18 mois.



¹³ Ainsi, le respect simultané des périodes de reproduction des espèces protégées sur l'ensemble du tracé et des périodes de consignation peut réduire les périodes d'intervention possibles à une très courte fenêtre annuelle.

4. PROCESSUS ET PRINCIPES DES ETUDES DE DEVELOPPEMENT

RTE veille à tout moment, en exploitation comme au stade des études de développement du réseau, au respect des objectifs exposés ci-dessus. Les études de développement consistent à donner une vision prospective de l'évolution du système électrique, à identifier les zones dans lesquelles la sécurité, la sûreté, ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader, et à en déduire les actions les plus efficaces à mettre en œuvre sur le réseau (renforcement d'ouvrages, remplacements d'équipements, insertion de nouveaux dispositifs).

Compte tenu des délais de réalisation des infrastructures de transport d'électricité (minimum 7 ans) et de la durée de vie de ces investissements (au-delà de 80 ans)¹⁴, le processus d'étude doit favoriser l'établissement d'une vision à long terme de l'évolution du système, partagée avec les parties prenantes et tenant compte des incertitudes croissantes pesant sur l'évolution du système. Ainsi, au niveau européen, une vision détaillée des besoins de développement au-delà de 2020 et portant jusqu'à 2050 sera construite par ENTSO-E, dans le cadre du *Modular Development Plan on pan-European Electricity Highways Systems* (MoDPEHS). A un horizon plus proche, le *Ten Years Network Development Plan* (TYNDP) matérialise le développement coordonné du réseau de transport européen à 10 ans.

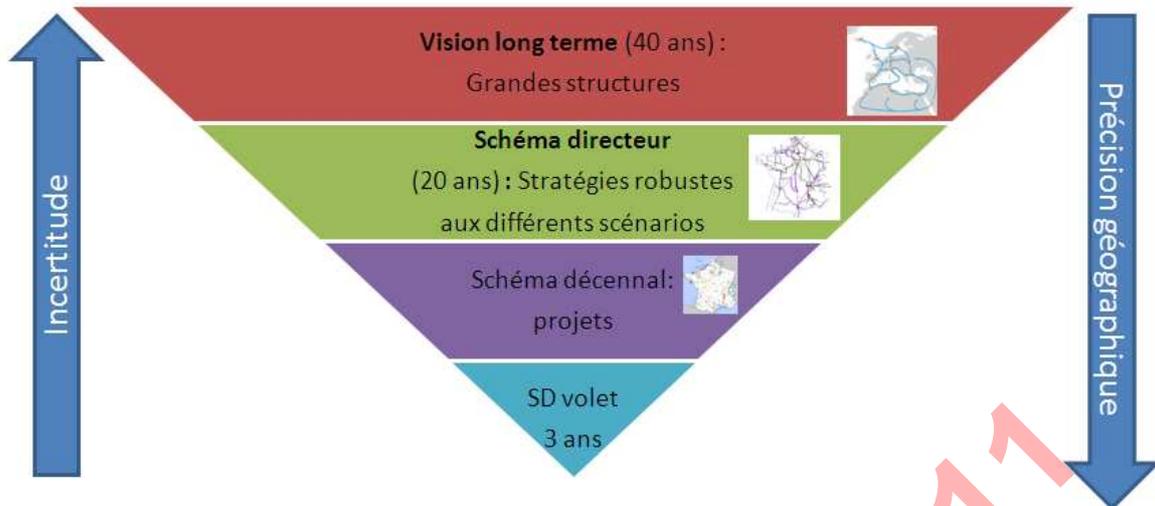
Le processus d'étude adopté doit permettre d'anticiper les infrastructures qui seront nécessaires pour acheminer les flux d'énergie prévus à très long terme, en précisant au fur et à mesure les investissements nécessaires, tout en minimisant leur coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, la sécurité d'alimentation et le respect de l'environnement.

4.1 Les études de développement du réseau : un processus dynamique et ouvert

Le processus d'études peut être décomposé en plusieurs étapes :

- Une vision à très long terme (40 ans ou plus), qui vise à établir les grands flux et les grandes structures de réseaux permettant de les acheminer.
- Un schéma directeur à long terme (20 ans), permettant de se fixer une structure plus détaillée, cohérente et robuste aux différents scénarios envisagés. Le schéma directeur est mis à jour régulièrement (a minima tous les 5 ans).
- Le schéma décennal, objet du présent document, est mis à jour tous les ans. Il précise les investissements nécessaires compte tenu des prévisions d'évolution de la consommation, de la production et des échanges à cet horizon, et permet de s'assurer de la pertinence de chaque étape de la stratégie long terme.

¹⁴ Un renforcement étudié en 2010 sera typiquement mis en œuvre vers 2020, et apportera de la valeur pour la collectivité jusqu'en 2100, voire plus !



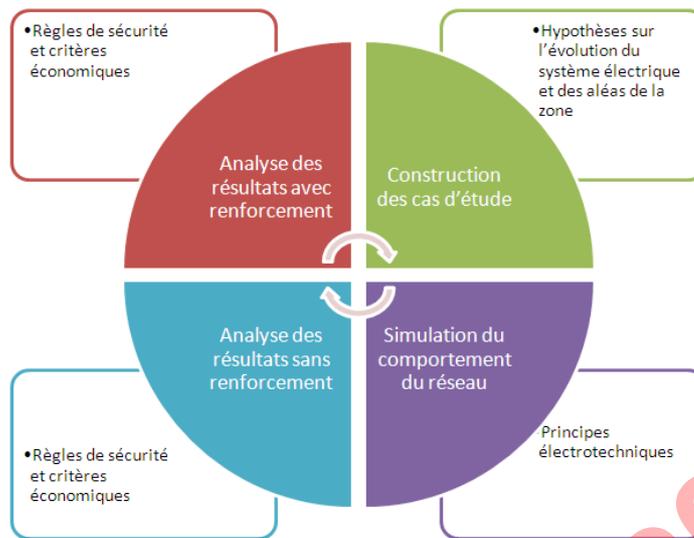
La planification remonte ainsi dans le temps : elle va des années lointaines vers les années proches, les études devenant de plus en plus détaillées sur le plan technique et géographique au fur et à mesure que les incertitudes se réduisent.

Le cahier des charges du RPT stipule que « le concessionnaire définit la méthodologie d'identification des contraintes susceptibles de dégrader la sécurité, la qualité, la sûreté et l'efficacité du réseau ainsi que les critères techniques et économiques au vu desquels sont prises les décisions de développement ou de renouvellement du réseau public de transport ». Les règles d'études de développement de réseau, partagées au niveau d'ENTSO-E pour le réseau de grand transport européen et détaillées par RTE pour les réseaux d'importance nationale et régionale, prescrivent les incidents à étudier, en fonction de leur probabilité d'occurrence et de leurs conséquences possibles. Elles établissent également les critères d'évaluation du risque, en identifiant pour chaque type d'incident le risque maximal toléré¹⁵. La méthode définie est ainsi résumée dans la suite du présent chapitre. L'ensemble de ces règles seront incluses dans la Documentation Technique de Référence Développement en cours de préparation.

4.2 Les études de réseau

Les études de réseau sont également construites en plusieurs étapes. Les hypothèses sur l'évolution du système (voir chapitre 5) sont déclinées au niveau local afin de servir de base à la construction des cas d'étude tenant compte des aléas locaux. Le comportement du réseau dans ces situations est alors simulé, y compris en cas de perte d'un élément du système (groupe de production, ligne ou éléments de poste). Les critères de sécurité et d'économie du système permettent de détecter des situations de faiblesse du réseau. Afin d'y remédier, des projets de renforcement sont testés du point de vue de leur efficacité technique, puis évalués sur la base d'une grille multicritère. Ces analyses sont reprises en cas de modification des hypothèses.

¹⁵ Les fondements des règles d'exploitation de RTE sont exposés dans le Mémento de la Sûreté du Système Electrique (op.cit)



4.2.1 Bâtir les cas représentatifs du comportement futur du réseau

Le réseau doit être dimensionné pour faire face à un certain nombre d'aléas affectant la production ou la consommation. Il ne s'agit pas de représenter l'ensemble des situations possibles, mais de choisir certaines situations contraignantes parmi les plus représentatives. Les conditions météorologiques influent ainsi à la fois sur la demande, la production et les capacités de transport. Par exemple en hiver, les capacités de transport du réseau sont relativement plus élevées du fait de meilleures conditions de refroidissement, mais sans commune mesure avec l'augmentation de la consommation, d'autant plus élevée que les températures sont basses. De même, lorsqu'il fait très chaud, la consommation augmente du fait de la climatisation, et la production des centrales thermiques baisse du fait des possibilités limitées de refroidissement. Inversement, en intersaison, lorsqu'il y a du vent, la production augmente grâce au parc éolien, tandis que la capacité de transport reste relativement élevée grâce à la température modérée et l'effet refroidissant du vent sur les câbles. Les échanges d'énergie évoluent quant à eux au gré des prix du marché. Les cas d'étude choisis correspondent ainsi à des combinaisons d'aléas précises : une certaine heure dans l'année, une certaine puissance consommée et produite par point du réseau, une certaine disponibilité de la production. Les « cas de base » ainsi constitués sont des situations représentatives de forte sollicitation du réseau, tandis que des variantes permettent de rendre compte du comportement du réseau face à des combinaisons d'aléas possibles (tout en étant de plus faible occurrence).

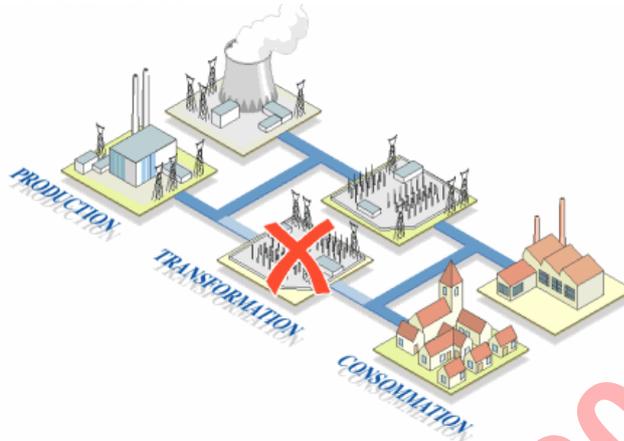
4.2.2 Simuler les « stress tests »

Après avoir établi les cas d'étude, le comportement du réseau face aux aléas représentés¹⁶ est simulé numériquement, de façon détaillée. Le régime « normal » (dit N, où tous les éléments du réseau sont disponibles), mais également les régimes dégradés (dits N-1, avec perte d'un des éléments du système sur incident) sont analysés. En cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de

¹⁶ En amont, les études de marché, sur la base du corps d'hypothèses de l'évolution de l'ensemble du système étudié, permettent de simuler de façon détaillée le comportement de la production et de la consommation, avec une représentation simplifiée du réseau.

production, l'électricité doit pouvoir être acheminée par une autre partie du réseau, ou fournie depuis une autre unité de production. C'est la règle du N-1.

Par exemple, en cas de défaillance d'un transformateur, la transformation doit être assurée automatiquement par un autre transformateur.



Comment vérifier le respect de la règle du N-1 ?

Tout d'abord, les niveaux de transit ne doivent pas dépasser les limites d'intensité admissible. En effet, le courant circulant dans les conducteurs provoque un échauffement (par effet Joule), ce qui peut entraîner une détérioration des conducteurs, mais surtout un allongement des conducteurs de liaisons aériennes, pouvant induire des risques vis à vis de la sécurité des tiers. A chaque ouvrage correspond donc des limites de capacités en courant en régime de secours afin de respecter les tenues des matériels et, pour les liaisons aériennes les distances minimales sous les ouvrages.

Ensuite, le respect des engagements contractuels de RTE¹⁷ concernant les plages de tension admissibles et la continuité et la qualité de l'onde sont également vérifiés, ainsi que le respect des limites en termes de puissance de court-circuit¹⁸.

D'autres régimes, moins probables, sont étudiés sur la base d'une analyse de risque. Pour ces incidents rares, on s'assure notamment que l'incident étudié n'entraîne pas « d'effet domino » (des surcharges en cascade) ou de chute brutale de la tension, susceptibles d'entraîner un écroulement du système.

Le réseau de grand transport, est le réseau plus fortement soumis aux fluctuations et aux aléas des flux d'échange internationaux. Les études déterministes approfondissant quelques cas représentatifs sont complétées par des études probabilistes. Le comportement du système électrique est alors analysé sur plusieurs centaines voire plusieurs milliers de situations, traduisant les aléas rencontrés autour d'un cas de base donné, notamment concernant la disponibilité des groupes de production, la variabilité des productions fatales (par exemple la puissance éolienne ou photovoltaïque) et le niveau de consommation.

L'ensemble de ces analyses constituent les « stress tests » auxquels RTE soumet le réseau à chaque horizon d'études afin de détecter ses faiblesses. Néanmoins, la détection d'une insuffisance du réseau ne suffit pas à déclencher une décision de renforcement par RTE. Les décisions de s'engager dans un projet

¹⁷ Voir <http://clients.rte-france.com/index.jsp>

¹⁸ La puissance de court-circuit est un indicateur de la force du réseau. Une bonne puissance de court-circuit profite au consommateur qui bénéficiera d'une bonne qualité d'alimentation. A contrario, le matériel du réseau doit être en mesure de résister aux efforts que peut induire cette force : les matériels de postes ont été développés en fonction de niveaux de court-circuit de référence fixant des limites à ne pas dépasser.

sont fondées sur une analyse multicritère, établie sur la durée. Elle intègre une valorisation du service rendu à la collectivité par différentes stratégies de développement, et tient compte du coût de l'investissement à consentir pour mettre en œuvre cette stratégie.

4.2.3 Des contraintes aux projets : une approche graduée

Lorsque l'étude de réseau fait apparaître une faiblesse du réseau, plusieurs stratégies d'évolution du système sont étudiées. Conformément au Contrat de Service Public, RTE cherche à éviter la création d'ouvrages nouveaux en utilisant au mieux le réseau existant et en prolongeant la durée de vie des lignes électriques. Différentes options, relevant de la philosophie « smart grids », sont considérées, tels que la gestion et les effacements volontaires de la demande¹⁹, le stockage, le développement de la production ou la mise en place de solutions d'optimisation du réseau. Parmi ces dernières, on trouve par exemple les câbles à faible dilatation ou à haute température, les transformateurs-déphaseurs, les compensateurs ou les automates. A contrario, les grandes mutations énergétiques en Europe, comme par exemple le développement massif de l'énergie éolienne dans le nord de l'Europe, peuvent rendre nécessaires des développements structurels du réseau de type « super-grid ». L'évaluation des différentes stratégies de l'évolution du système vise alors à mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune d'entre elles, le cas échéant en les combinant.

4.3 L'évaluation des projets au regard des finalités du développement

Les stratégies sont évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux permettant d'évaluer l'intérêt du projet pour la collectivité au regard des objectifs fixés par la loi et dans le cadre de la politique énergétique.

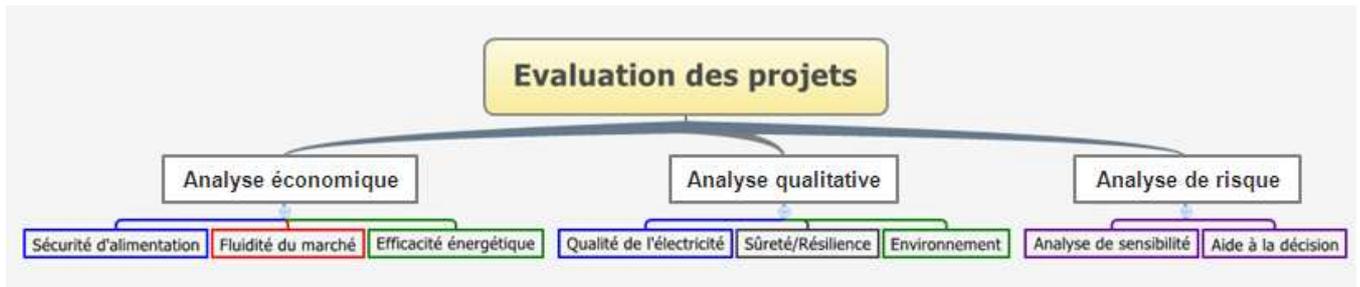
4.3.1 La méthode d'évaluation des projets

L'approche mise en œuvre par RTE consiste à combiner trois grilles de lecture :

- L'analyse coût-bénéfice, intégrant certaines externalités, permet de sélectionner les projets présentant le meilleur bilan socio-économique pour la collectivité, en apportant un éclairage sur l'efficacité socio-économique des ressources rares mobilisées ;
- L'analyse de risque vise à évaluer la robustesse des investissements proposés en tenant compte de l'incertitude pesant à la fois sur les scénarios d'évolution du système et sur les paramètres économiques utilisés ;
- L'analyse qualitative permet enfin d'intégrer certains paramètres complémentaires non facilement monétisables, tels que le respect de la biodiversité ou des paysages ou encore la qualité de l'électricité.

Les indicateurs utilisés permettent d'évaluer la performance des projets au regard des finalités du développement du réseau (voir chapitre 3).

¹⁹ Susciter des effacements volontaires de consommateurs est une action spécifique à la gestion de l'équilibre offre-demande du système électrique, indépendamment de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique qui constituent le champ de la Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE). Le § 3.2 du Bilan Prévisionnel 2011 développe ces notions en détail.



4.3.1.1 Analyse coût-bénéfice

L'analyse coût-bénéfices consiste à ramener à l'année de l'évaluation, à l'aide d'un taux d'actualisation de référence, l'ensemble des gains et coûts futurs relatifs à une stratégie d'investissement donnée. On peut alors comparer les stratégies entre elles, reflétant de manière cohérente les différents effets temporels des projets, et sélectionner le(s) projet(s) le(s) présentant le meilleur bilan pour la collectivité. L'indicateur principal utilisé par RTE afin d'évaluer l'intérêt d'un projet pour la collectivité est ainsi la Valeur Actuelle Nette.

Afin de s'assurer que les avantages attendus sont supérieurs aux dépenses engagées ; deux situations sont systématiquement comparées :

- La configuration initiale du réseau (situation de référence sans renforcement) ;
- La configuration du réseau mettant en œuvre la stratégie de développement testée.

Chacune des stratégies susceptibles de résorber les contraintes identifiées (renforcement d'une liaison existante, nouvelle liaison, augmentation de la puissance de transformation, ...) est passée au crible de cette comparaison.

Le choix de la période d'étude sur laquelle s'effectue le calcul résulte d'un compromis entre le souci de rigueur conduisant à considérer toute la durée de vie économique de l'ouvrage et l'incertitude qui rend difficile toute prévision économique sur une période plus longue. Généralement, la période d'étude prise en compte est entre 10 et 20 ans au delà de la date du renforcement.

Les principaux paramètres relatifs aux gains pris en compte dans l'analyse coût-bénéfices sont les suivants :

- Le coût de congestion, c'est à dire le coût supporté par RTE quand, en cas d'insuffisance du réseau à faire transiter les flux résultant du marché²⁰, le programme de production doit être réaménagé (sur le Mécanisme d'Ajustement). Le coût de congestion est ainsi une mesure de la fluidité du marché ;
- Le coût de l'énergie non distribuée. Les perturbations de la continuité de service ont en effet des conséquences économiques, telles que les pertes de production chez les industriels, la perte de vente pour le secteur tertiaire et la perte de confort pour les ménages²¹. Le coût de l'énergie non distribuée évité par un renforcement représente ainsi le gain apporté en termes de sécurité d'alimentation ;
- Le coût des pertes, mesurant l'efficacité énergétique du réseau.

²⁰ Le coût d'effacement des énergies renouvelables représente un cas particulier. En effet, les énergies renouvelables sont le plus souvent fatales et ont un coût variable quasi-nul. Leur effacement a néanmoins un coût d'opportunité pour la société, dans la mesure où il faut mobiliser un moyen de production plus coûteux et généralement plus polluant.

²¹ Ces coûts sont évalués par RTE auprès d'un échantillon représentatif des consommateurs, et sont à la base du coût moyen de l'énergie non distribuée utilisée par RTE. La dernière enquête a eu lieu en 2010/2011 auprès d'un échantillon de 1600 personnes représentatif des consommateurs en France (ménages, secteur tertiaire, secteur industriel, secteur agricole).

L'ensemble de ces gains sont alors comparés au coût associé à l'investissement. L'analyse coût-bénéfice permet ainsi retenir les projets ayant un bilan socio-économique positif pour la collectivité. Cette analyse doit être complétée par une analyse de multicritère et une analyse de risque.

4.3.1.2 Analyse multicritère

Certains impacts des projets ont une valeur très forte pour la société, mais ne peuvent être intégrés dans une analyse coût-bénéfice, faute de valeur économique incontestable associée. Ces impacts sont intégrés par RTE dans le cadre d'une analyse qualitative. L'impact sur l'environnement local est ainsi évalué à travers une étude de contexte préalable, analysant à la fois l'impact sur les milieux physiques (Natura 2000, zones de protection...) et le milieu humain (zone touristique ou non, zone urbaine ou rurale etc.). L'ensemble de ces éléments permet de sélectionner les projets qui s'insèrent le mieux dans l'environnement, en appliquant la politique environnementale de RTE.

De même, la résilience du réseau est vérifiée, c'est-à-dire la capacité du réseau à faire face à des incidents moins probables, tel qu'une défaillance du réseau survenant alors que le réseau est déjà indisponible pour maintenance.

L'amélioration de la qualité de l'onde est également intégrée dans cette analyse car si les perturbations de type flicker, harmoniques, déséquilibres sont pénalisantes, leur gêne n'a pu être quantifiée monétairement par les consommateurs.

4.3.1.3 Analyse de risque et de flexibilité

L'ingénieur d'étude doit faire face à de nombreuses incertitudes lorsqu'il étudie l'évolution du système. L'arrivée ou non de production, sa localisation, le volume de production qui sera finalement mise en service, la fermeture ou le développement de sites industriels sont autant d'incertitudes susceptibles d'affecter la valeur économique d'un projet de développement. C'est pourquoi, en face de telles incertitudes, une analyse de sensibilité est systématiquement réalisée afin d'évaluer la robustesse de la stratégie proposée. Lorsque ces incertitudes sont susceptibles d'affecter l'interclassement des projets ou de remettre en cause la date de mise en service proposée, l'analyse de sensibilité est formalisée par l'utilisation d'une technique d'aide à la décision, telles que la méthode des options réelles ou celle des moindres regrets. Ces méthodes permettent de donner des fondements plus complets et plus objectifs aux décisions. Elles permettent en outre d'identifier des jalons et ainsi d'échelonner les points de décision afin de garder de la flexibilité face à l'évolution de l'environnement. C'est ainsi que certains projets, liés à une arrivée de production, peuvent être abandonnés si le volume de production qui s'installe effectivement s'avère plus faible que prévu.

4.3.1.4 Vers une approche européenne commune

Dans le prochain rapport TYNDP, les projets de développement de réseaux significatifs à l'échelle européenne sont évalués à travers une grille d'analyse ENTSO-E. Cela permet de construire une vision commune aux différents GRT européens, et de communiquer sur l'impact des projets de manière cohérente.

5. HYPOTHESES DE PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE

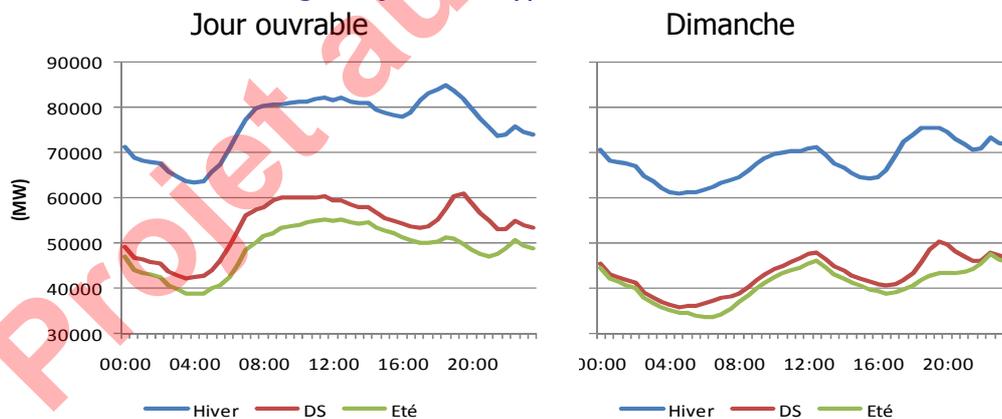
Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Ce Bilan Prévisionnel a pour objectif de vérifier, dans la durée, les conditions du maintien de l'équilibre entre les besoins de consommation en France métropolitaine continentale d'une part, et l'offre de production associée aux capacités d'importations d'autre part, de façon à assurer la sécurité de l'alimentation électrique du pays. Ce bilan, élaboré tous les 2 ans, est actualisé l'année qui suit sa publication.

Les scénarios d'évolution de la consommation et de la production présentés dans ce document proviennent du Bilan Prévisionnel édition 2011²² publié en juillet 2011.

5.1 Evolution de la consommation

Le Bilan Prévisionnel 2011 détaille les évolutions probables de la consommation d'électricité en France. Il retient comme hypothèses centrales une reprise lente de la croissance économique²³, un renforcement des mesures d'efficacité énergétique²⁴, une croissance soutenue du nombre de ménages²⁵ et un développement des usages résidentiels et tertiaires : cuisson, chauffage par convecteurs et pompes à chaleur (PAC), multimédia, TIC, centres de données, ventilation, transport électrique, etc. Intégrant une baisse de 14 TWh de la consommation industrielle en 2009, la consommation électrique dans le scénario de référence atteint 504 TWh en 2015, 523 TWh en 2020 et 554 TWh en 2030.

La croissance en énergie s'accompagne de celle des pointes qui dimensionne le réseau. L'évolution de la pointe est liée au développement d'usages saisonniers et thermosensibles ; la pointe observée en hiver est fortement dépendante du développement du chauffage électrique. Les figures ci-dessous illustrent les courbes de charge de journées type.



²² http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2011.pdf

²³ Scénario établi par la DGTPPE au 1er semestre 2010, scénario retenu dans l'étude DGEC et CGDD sur les scénarios prospectifs « énergie-climat-air » à l'horizon 2030.

²⁴ Renforcement de la réglementation énergétique française et européenne (Grenelle, Réglementation Thermique 2012, directives européennes éco-conception et étiquetage...)

²⁵ Scénario basé sur les projections de population à l'horizon 2060 de l'INSEE (INSEE première n°1320) et sur la structure des ménages (INSEE première n°1106)

La baisse des consommations de la grande industrie, au profil régulier, et le développement des consommations résidentielles, aux pointes marquées le matin, le soir, voire le midi, tendent à accentuer un peu plus les variations de la consommation.

Les transferts d'usages vers des solutions électriques accentuent les pointes de consommation :

- Le remplacement de la cuisson au gaz par la cuisson électrique à induction participe aux pointes du midi et du soir ;
- Le remplacement du chauffage au fioul et au gaz par des convecteurs (de faible investissement) participe aux pointes hivernales ;
- Le remplacement des chaudières fioul et gaz par des pompes à chaleur (y compris chauffe-eau thermodynamiques) ou chauffe-eau solaires, dont la baisse de performance aux températures les plus froides requière un appoint électrique, renforcera les pointes hivernales ;
- Le remplacement des ballons électriques à accumulation asservis au signal tarifaire « Heures Creuses » par des chauffe-eau thermodynamiques sans accumulation accentuera la pointe du matin et du soir, par un usage au plus près du besoin ;
- Le développement du transport électrique sans pilotage de la charge (ni signaux tarifaires, ni boîtiers intelligents) participera à la pointe du soir par une recharge au retour au domicile.

Des solutions positives sur le bilan énergétique annuel, accentueront ainsi les pointes de consommation électrique.

Les hypothèses retenues dans le Bilan Prévisionnel 2011 conduisent, hors effacement, aux puissances de pointe suivantes :

GW	2013	2015	2020	2030
Pointe à température de référence	86,2	87,9	90,8	95,9
Pointe « à une chance sur dix »	101,3	103,6	107,3	113,2

5.2 Evolution de la production

Le Bilan Prévisionnel 2011 prend en compte les principaux éléments d'actualités disponibles jusqu'à mi-juin 2011, et notamment les décisions prises en Europe à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima.

Les principales évolutions du parc de production français à l'horizon 2020 sont les suivantes :

- Suite à la mise en service de Flamanville 3 à moyen terme, le parc nucléaire français atteint une puissance installée de 65 GW. Cette puissance est considérée constante à partir de 2016, sans préjuger de construction, déclassement ou évolution de capacités unitaires des groupes, et ce de manière tout à fait conventionnelle.
- L'application de la directive sur les Grandes Installations de Combustion (directive GIC) conduit à l'arrêt de treize groupes charbon avant le 31 décembre 2015, pour une puissance totale de 3.6 GW. A l'horizon 2020, les cinq groupes de 580 MW existants sont maintenus en service, pour une puissance totale de 2.9 GW.
- L'arrêt de ces groupes charbon est partiellement compensé par le développement en cours de cycles combinés à gaz. Aux huit groupes déjà couplés au 1^{er} janvier 2011 viendront s'ajouter cinq autres actuellement en construction (deux groupes en 2011 et les suivants en 2012, 2013 et 2014), aboutissant à une puissance installée totale de 6 GW en 2015. Entre 2016 et 2020, le Bilan

Prévisionnel 2011 considère la mise en service d'un groupe de 450 MW, dans le cadre de l'appel d'offre Bretagne. Il est à noter que plusieurs autres groupes CCG sont actuellement à un stade avancé de développement, mais aucune décision d'investissement en machines n'a pour l'instant été prise par les producteurs.

- L'application de la directive IED conduit à considérer l'arrêt avant 2016 de l'ensemble des groupes de pointe au fioul, à l'exception de deux groupes pour lesquels des opérations de dénitrification sont en cours. La puissance installée est ainsi réduite de 5.1 GW à 1.3 GW à partir de 2016.
- La dynamique actuelle du développement des énergies renouvelables se confirme :
 - Le parc éolien terrestre continue à se développer au rythme actuel, soit 1 GW/an. Ce développement, particulièrement dans le quart nord est de la France, se réalise par « grappes », et ne peut être considéré comme diffus au sens du réseau de transport. L'appel d'offre offshore devrait conduire au développement de cette production à un horizon post-2015. La puissance cumulée éolienne (terrestre et offshore) atteint 17 GW en 2020.
 - Au-delà des projets accordés dans les évolutions réglementaires de début 2011, le développement de la production photovoltaïque est considéré à hauteur des objectifs affichés par le gouvernement, conduisant à une croissance du parc de 0.5 à 0.8 GW/an, soit une puissance installée de 8 GW en 2020. Les évolutions récentes favorisent les petites installations, conduisant à un développement très diffus de cette production, en particulier dans le sud et l'ouest du pays.
- La très grande majorité des contrats d'achat de la production de cogénération arrive à échéance entre 2010 et 2014, conduisant à une forte érosion du parc, en particulier pour les installations de forte puissance. La puissance installée se réduit à 1.5 GW début 2016 puis 1.25 GW en 2020, contre 4.4 GW début 2011.
- Le scénario « Référence » du Bilan Prévisionnel 2011 conduit à un besoin de puissance complémentaire de 2 GW en 2020 pour couvrir la demande intérieure du pays, puissance pouvant être mise en œuvre par des moyens de production additionnels en France mais aussi par une capacité supplémentaire d'effacements de consommation ou des imports complémentaires. Ces capacités additionnelles peuvent être centralisées (TAC, effacements industriels type EJP) ou décentralisées (micro-cogénération, effacements diffus).

A l'horizon 2020, les principales évolutions concernant le parc de production étranger sont la fermeture de la quasi-totalité du parc nucléaire allemand, l'arrêt d'un grand nombre de groupes charbon, conséquence de la directive GIC, ainsi que le développement soutenu des énergies renouvelables. Il est à noter une accélération récente du développement de la production éolienne offshore (principalement en Grande Bretagne et en Allemagne) et de la production photovoltaïque (en particulier en Allemagne). Le développement soutenu de ces formes de production dans l'ensemble des pays ouest-européens conduit à une sensibilité toujours plus forte du système électrique européen aux conditions climatiques, à une plus grande variabilité des échanges et plus généralement de l'ensemble des flux sur la plaque européenne.

Ces hypothèses d'évolution servent de paramètres entrants aux études de développement de réseau en évaluant les contraintes du réseau générées par différents scénarios d'exploitation à moyen terme.

6. RESEAU EXISTANT : PATRIMOINE, PERFORMANCE, POTENTIEL DE RACCORDEMENT ET MISES EN SERVICE 2011

6.1 Patrimoine RTE au 31/12/2010

Conformément à la loi du 9 août 2004, le Réseau Public de Transport d'Electricité propriété de RTE est constitué, sauf dérogation, des liaisons aériennes et souterraines et des postes d'une tension supérieure ou égale à 50 kV.

6.1.1 Liaisons aériennes et souterraines RTE

Kilométrage des liaisons aériennes (longueur de circuits et files de pylônes) et des liaisons souterraines

en km	400kV	225kV	150kV	90kV	63kV	45kV	M.T.	TOTAL
Circuits aériens	21 371	25 488	1 061	16 570	35 783	251	170	100 694
Files de pylônes	13 381	21 226	1 037	14 266	31 234	208	77	81 428
Circuits souterrains	3	1 004	2	542	2 215	12	80	3 859

Un circuit aérien est un ensemble de conducteurs utilisés pour transporter l'énergie électrique entre deux points du réseau.

Une file de pylône est un ensemble de pylônes supportant un seul circuit (files de pylônes à 1 terne) ou plusieurs circuits (files de pylônes multi-ternes). La longueur des files de pylônes représente la longueur géographique de ces portions homogènes aériennes.

6.1.2 Postes électriques RTE

Nombre de sites abritant des postes électriques RTE en exploitation par niveau de tension supérieur et par fonction.

Dans le tableau qui suit, un poste est considéré « RTE » dès lors qu'il contient au moins une cellule départ liaison, ou un jeu de barres de propriété RTE.

Nbr de Sites	400kV	225kV	150kV	90kV	63kV	45kV	TOTAL
Transport	94	117	2	4	23	0	240
Mixtes Transport + Injection et/ou soutirage	38	235	14	10	8	1	306
Injection et/ou soutirage	13	187	10	531	1 335	5	2 081
Total	145	539	26	545	1 366	6	2 627

On classe les sites abritant au moins un poste électrique RTE en fonction du service rendu aux utilisateurs du réseau de transport, comme suit :

- **Les sites à fonction « transport »** comprennent les sites dans lesquels RTE est propriétaire d'au moins un transformateur.
- **Les sites à fonction « injection »** comprennent les sites où l'on trouve des ouvrages de raccordement de groupes de production au réseau de RTE.
- **Les sites à fonction « soutirage »** comprennent les sites dans lesquels sont décrits des points de livraison de RTE à ses clients.

Un site peut assurer simultanément plusieurs de ces fonctions. En conséquence, les statistiques sont décomposées comme suit :

- Sites transport
- Sites mixtes, transport et (injection et/ou soutirage)
- Sites injection et/ou soutirage

Dénombrement des transformateurs

Tension primaire	400kV	225kV	150kV	90kV	63kV	TOTAL
Nombre de Transformateurs	283	811	35	26	22	1 177
Puissance en MVA	130 141	86 601	1 408	1 209	669	220 028

Tension primaire	400kV	225kV	150kV	90kV	63kV	TOTAL
Nombre de Transformateurs Déphaseurs	1	6	0	1	1	9
Puissance en MVA	2 200	1 899	0	97	60	4 256

Les transformateurs sont des machines statiques dont la fonction principale est de transmettre la puissance électrique d'un niveau de tension à un autre en tension alternative.

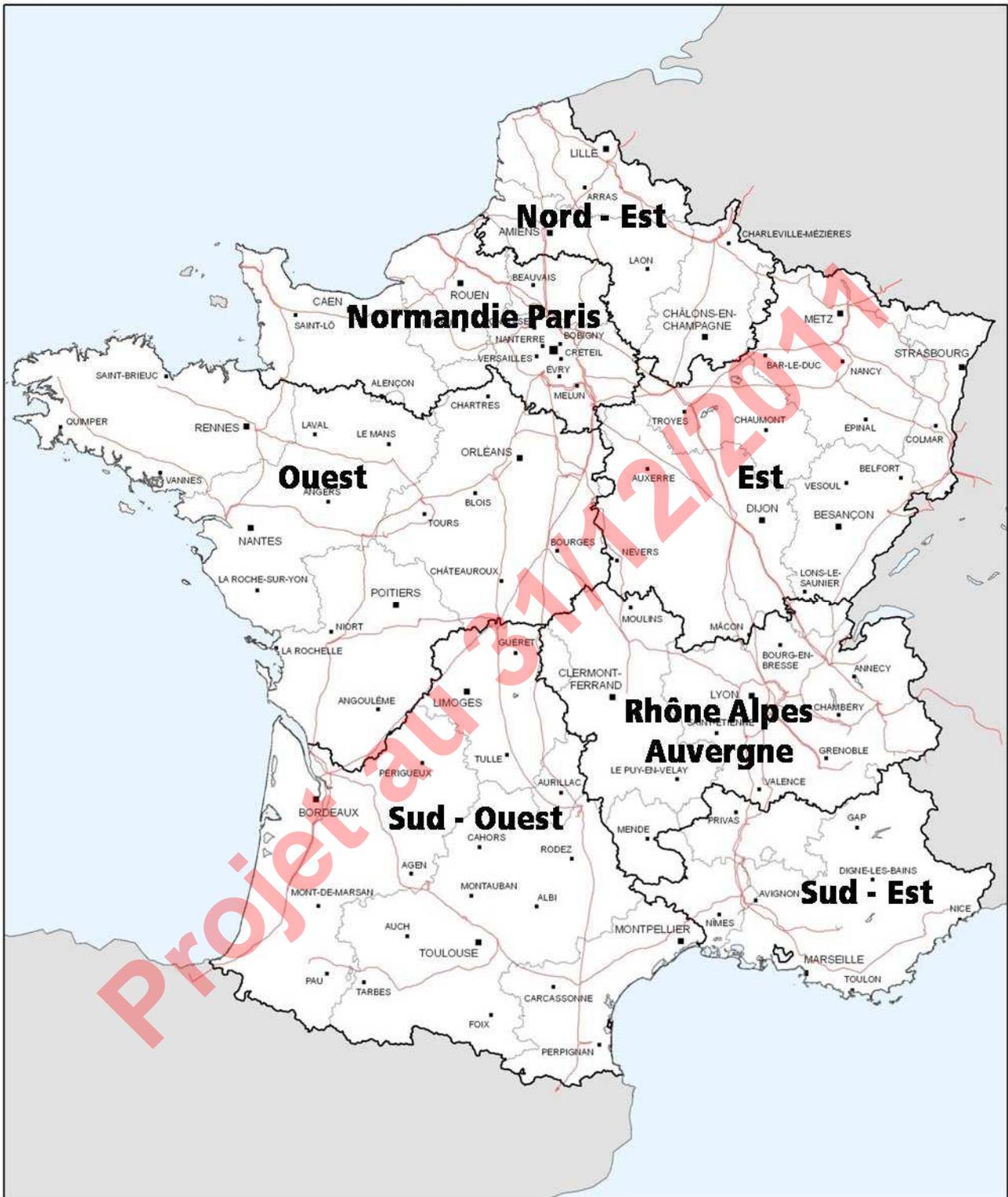
La puissance nominale (en MVA) est la valeur conventionnelle de la puissance apparente destinée à servir de base à la construction du transformateur, aux garanties du constructeur et aux essais.

Dénombrement des moyens de compensation

Tension de raccordement	400kV	225kV	150kV	90kV	63kV	TOTAL
Nombre	63	38	0	57	115	273
Puissance fournie en MVAR	1 200	2 540	0	1 721	2 837	8 298
Puissance absorbée en MVAR	3 570	1 164	0	0	0	4 734

La puissance nominale des moyens de compensation est exprimée en Mvar, et se caractérise soit par une absorption de puissance réactive, soit par une fourniture de puissance réactive.

6.1.3 Réseau Aérien RTE 400 kV au 31/12/2010



Carte du réseau aérien 400 kV au 31/12/2010 avec les frontières des régions administratives et des régions RTE pour la conduite du réseau.

6.2 Qualité de l'électricité et performance du réseau

6.2.1 Qualité de l'électricité

La qualité de l'électricité recouvre deux aspects complémentaires : la continuité d'alimentation et la qualité de l'onde de tension.

La continuité de l'alimentation électrique est la capacité du réseau à alimenter en permanence les points de livraison des Clients. Elle est altérée par des interruptions d'alimentation ou coupures.

La qualité de l'onde de tension peut être altérée par plusieurs types de perturbations, parmi lesquelles il convient de distinguer :

- Des perturbations momentanées, liées à un événement ponctuel, se traduisant par des écarts notables par rapport aux caractéristiques nominales de l'onde de tension : creux de tension, surtensions transitoires ou temporaires... Elles sont principalement dues à des aléas affectant les composants du réseau ou à des causes extérieures (conditions climatiques, actions de tiers...).
- Des phénomènes continus par rapport aux caractéristiques nominales de l'onde de tension : variations de fréquence, variations lentes de tension, fluctuations rapides de tension (flicker), déséquilibre, harmoniques. De tels phénomènes se produisent principalement du fait d'installations perturbatrices raccordées au réseau ou des variations de consommation et de production.

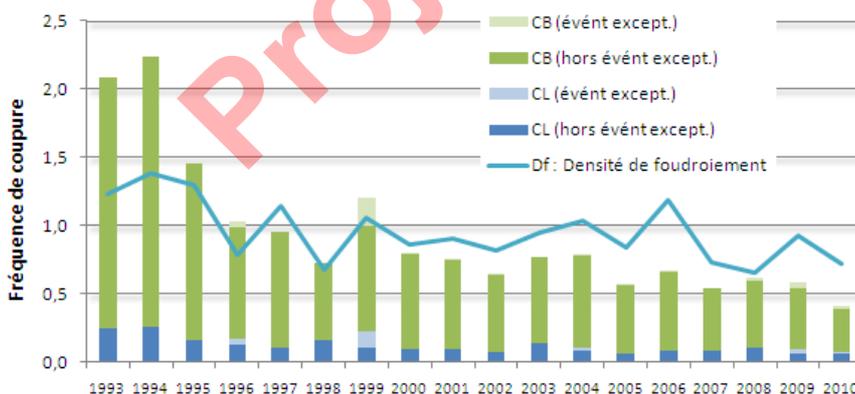
Coupure : interruption simultanée des 3 tensions d'alimentation (< 5% de la tension d'alimentation déclarée)
 Coupure brève (CB) : entre 1 s et 3 min.
 Coupure longue (CL) : supérieure à 3 min.

Les coupures sur le réseau public de transport sont considérées à la frontière du réseau et des installations qui y sont raccordées.

Creux de tension : diminution brusque et temporaire de la tension de fourniture à une valeur inférieure à 90% de la tension d'alimentation déclarée.

6.2.2 La continuité d'alimentation

Les indicateurs de continuité sont établis en considérant le périmètre des sites clients consommateurs et distributeurs, soit environ 2700 sites, dont 2200 postes sources à la frontière entre le réseau de Transport et les réseaux de Distribution.



La fréquence de coupure représente le nombre moyen de coupures fortuites par site dans l'année.

En moyenne, hors événements exceptionnels²⁶, un site raccordé au Réseau Public de Transport a subi en 2010 :

- 0,06 Coupure Longue (CL)
- 0,32 Coupure Brève (CB)

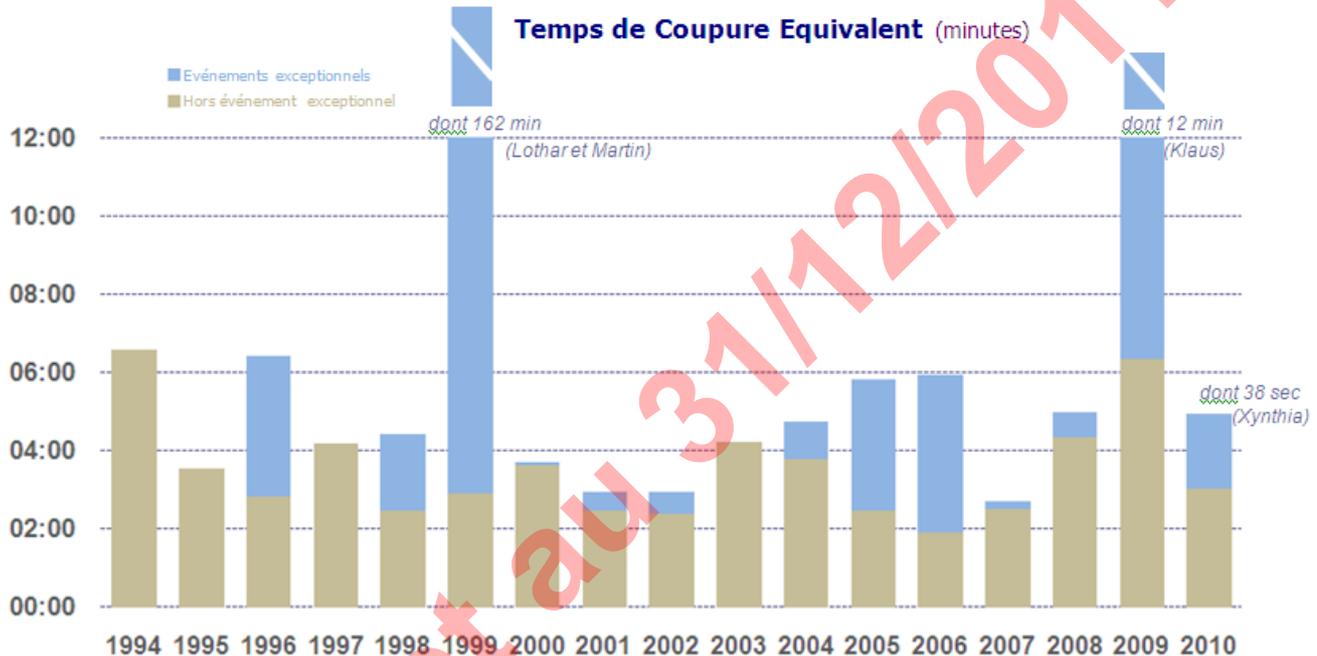
²⁶ En incluant les événements exceptionnels, ces résultats évoluent à 0,07 CL et 0,34 CB.

En termes de répartition des coupures selon les sites, il est à noter qu'en 2010 :

- 94 % des sites clients n'ont subi aucune coupure longue et 82% aucune coupure brève.
- 0,9 % plus de 1 coupure longue
- 0,6 % plus de 5 coupures brèves

Le **Temps de Coupure Equivalent (TCE)**²⁷ est un indice qui caractérise l'ampleur des coupures en considérant le volume d'énergie non distribuée²⁸ ramené à la puissance moyenne distribuée au cours d'une année.

En 2010, le Temps de Coupure Equivalent hors événement exceptionnel s'élève à **2 minutes et 53 secondes**. Ce temps de coupure correspond à une énergie non distribuée d'environ 2,3 GWh.



A titre indicatif, les conséquences des deux événements exceptionnels 2010 représentent l'équivalent de 1 minute et 55 secondes de TCE :

- 38 s pour la tempête Xynthia en février, soit des conséquences beaucoup moins importantes que pour la tempête Klaus de 2009.
- 1 min 17 s pour les inondations dans le Var en juin.

²⁷ Exprimé en minutes/secondes, le TCE est calculé en effectuant le rapport entre l'Énergie Non Distribuée (END) lors des coupures longues et la puissance moyenne distribuée, pour l'ensemble des consommateurs industriels et distributeurs.

²⁸ L'END est comptabilisée, pour chaque coupure longue, par le produit de la puissance soutirée à l'instant de la coupure et de la durée jusqu'à reprise totale de l'alimentation, auquel il faut défalquer, le cas échéant, l'énergie réalimentée via une autre alimentation du réseau. Cette énergie s'exprime en Mégawatt.heure (MWh)

6.2.3 La qualité de l'onde de tension

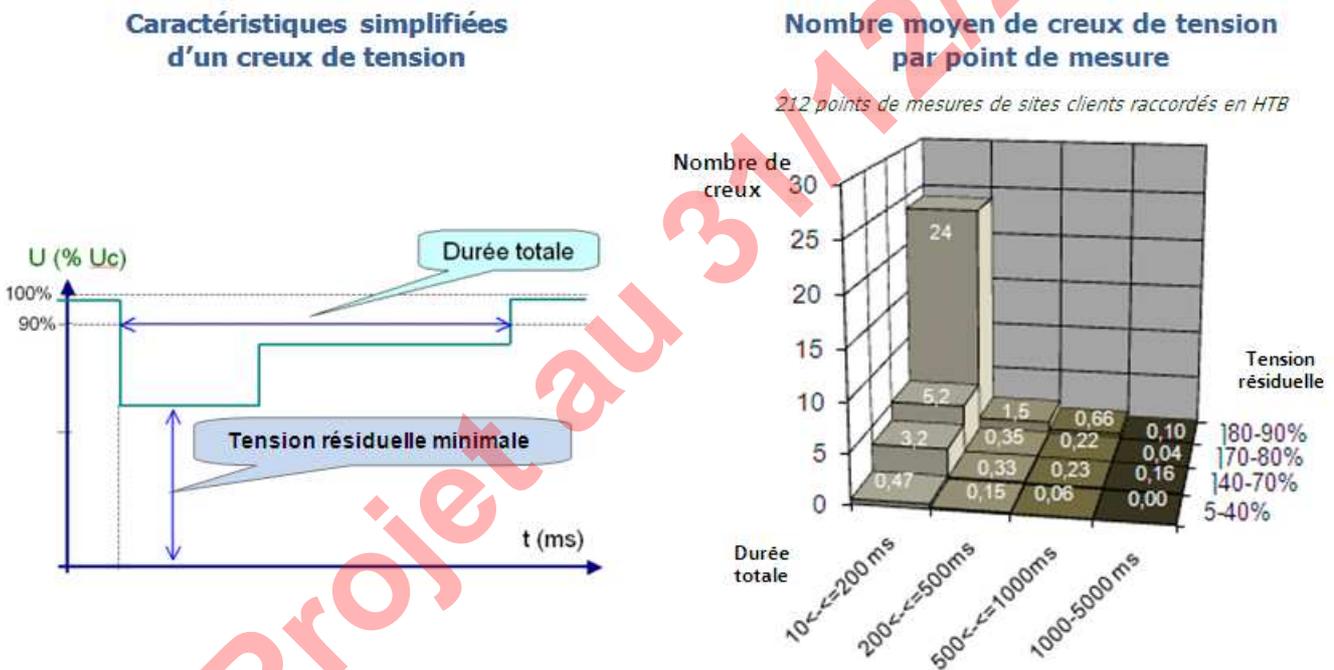
Du fait de la sensibilité importante de certains process industriels aux creux de tension, les performances du réseau sur ce point font l'objet d'un suivi particulier grâce aux appareils de mesure disposés aux points de connexion avec certains sites clients.

Même si la caractérisation d'un creux de tension fait intervenir de nombreux paramètres (par exemple, la profondeur d'un creux de tension peut varier au cours du temps), chaque creux de tension enregistré est ici résumé de façon très simplifiée par :

- sa durée totale : durée du creux en dessous de 90% de la tension d'alimentation déclarée,
- la tension résiduelle minimale atteinte pendant la durée du creux.

Les statistiques ci-dessous présentent le nombre moyen de creux de tension par site en 2010, par classes de « durée totale / tension résiduelle minimale », conformément à la classification retenue dans la version 2010 de la norme européenne EN 50160²⁹.

La diminution observée en 2010 du nombre de creux de tension (environ -30% par rapport à 2009) concerne l'ensemble des classes de profondeur / durée.



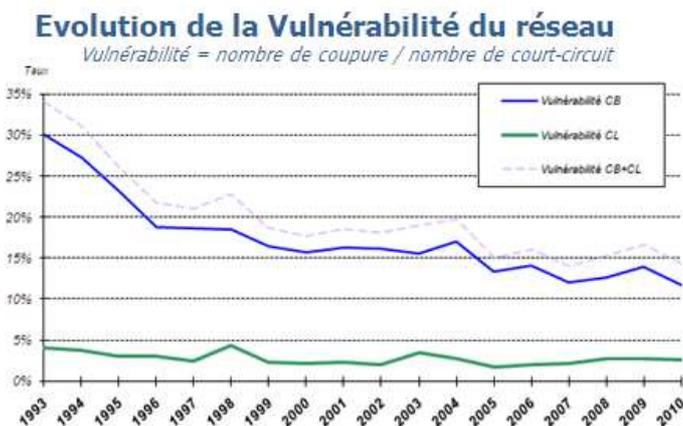
En 2010, deux situations de déséquilibre élevé, pendant des périodes très courtes, ont perturbé des clients. Ces situations ont résulté de la combinaison d'un niveau de charge élevé sur des installations perturbatrices et d'une puissance de court-circuit limitée dans des circonstances particulières d'exploitation du réseau.

²⁹ Norme européenne EN 50160 : Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution.

6.2.4 Performance du Réseau de Transport

Le niveau global de qualité de l'électricité est lié au volume d'incidents rencontrés sur le réseau, généralement en corrélation avec les conditions climatiques. Avec 7 919 incidents³⁰, l'année 2010 a connu relativement peu d'événements, en comparaison avec le total de 11 014 incidents pour l'année 2008 également peu foudroyée.

Autre indicateur de la performance du réseau, la « vulnérabilité » mesure la faculté du réseau à ne pas couper les clients à la suite d'un court-circuit quelle qu'en soit l'origine. Elle se calcule en rapportant le nombre de coupures au nombre de court-circuits.



En terme de coupures, le réseau a connu en 2010, 0,03 coupure longue et 0,12 coupure brève par court-circuit. Ce résultat est stable concernant les coupures dont la durée excède 3 minutes et montre le bon fonctionnement des automatismes.

En matière de coupures brèves, le réseau connaît en 2010 son minimum historique de vulnérabilité. La conception du réseau de Transport³¹ et le mode de raccordement sont des éléments qui participent à ce résultat. En effet, le caractère « maillé » du réseau ou la présence d'une 2^{ème} alimentation permettent de minimiser le risque de coupure pour un client.

Concernant les creux de tension, et de façon plus générale la qualité de l'onde de tension, la performance du réseau se mesure principalement par :

- Le nombre de court-circuits qui génèrent des creux de tension : sur ce point, le réseau a encore progressé en termes de taux de court-circuit aux 100 km (cf. courbe ci-dessous).
- La durée de l'élimination des court-circuits : ce paramètre bénéficie de la fiabilisation (par une maintenance adaptée) et de la modernisation des équipements de protection. Les résultats en la matière sont globalement en constante amélioration depuis quelques années (cf. courbes ci-dessous)
- Le niveau de puissance de court-circuit, liée à la structure du réseau et à la proximité d'installations de production, qui évolue en grande partie à l'occasion du développement du réseau (raccordement de nouveaux utilisateurs, évolution de la consommation..).

³⁰ Par incident, il faut comprendre tout événement fortuit susceptible de rendre indisponible même momentanément un ouvrage du réseau, ou plus rarement se caractérisant par un fonctionnement « anormal » d'une installation électrique raccordée au réseau.

³¹ L'exploitation du réseau de Transport est généralement maillée, à l'inverse des réseaux de distribution exploités de façon arborescente.

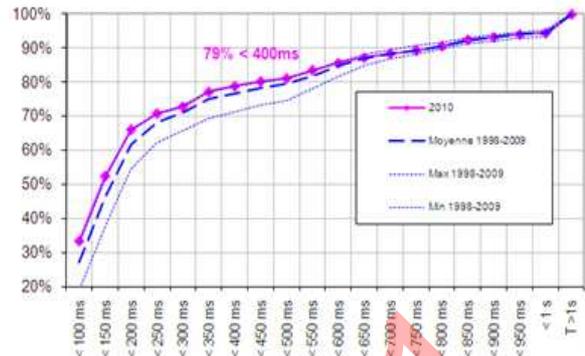
Evolution du nombre de courts-circuits

Nombre moyen de courts-circuits aux 100 km de réseau aérien et Densité de foudroiement en impact par km²



Durée d'élimination des courts-circuits

Cumul en pourcentage des courts-circuits (63 à 400kV) en fonction du temps d'élimination



Une bonne performance du réseau de transport, et en particulier la qualité de fourniture, reflète la performance de sa maintenance. La prévention des amorçages passe par l'entretien des matériels le respect des normes d'élagage à proximité des lignes aériennes. Les études de développement de réseau tablent sur une politique de maintenance efficace, permettant notamment de minimiser les risques d'indisponibilité des ouvrages en service et limitant par suite les besoins de renforcement du réseau.

6.3 Potentiels de raccordement pour l'accueil de production

RTE affiche sur son site internet dans l'espace dédié aux producteurs (http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/potentiel_raccordement.jsples), les Potentiels de Raccordement définis comme la puissance supplémentaire maximale acceptable par le réseau. Il est entendu que des effacements de production peuvent s'avérer nécessaires dans certaines circonstances. Le cas échéant, ces effacements sont indiqués dans la réponse à une demande de raccordement.

En revanche, raccorder des installations de puissance supérieure au Potentiel de Raccordement conduit à coup sûr à dépasser de façon régulière la capacité de transit de certains ouvrages du réseau alors même qu'ils sont tous disponibles. Dans ce cas, ces demandes de raccordement ne peuvent pas être acceptées sans un développement préalable du réseau.

Les cartes du site fournissent les indications suivantes :

- **Potentiel de raccordement** : cette valeur est calculée en supposant que les installations de production en file d'attente sont disponibles
- **Volume des projets en file d'attente** : la consultation de cette valeur mais aussi de la même information sur les postes voisins donne une idée, d'une part, de l'attrait de la région en terme d'installation et, d'autre part, du risque de non-réalisation de certains projets
- **Capacité théorique d'accueil en transformation**: cette information est à destination des projets qui se raccorderont en HTA. La capacité restante disponible au poste de transformation considéré est calculée à partir de la puissance installée, de la puissance minimale de consommation et de la puissance des projets raccordés. Elle indique s'il sera nécessaire ou non de renforcer la transformation HTB/HTA suite au raccordement d'un projet

L'essentiel des moyens de production EnR se développe sur les réseaux de distribution. L'ensemble des opérateurs doivent ainsi se coordonner pour observer, prévoir et contrôler les flux aux interfaces RPD/RPT.

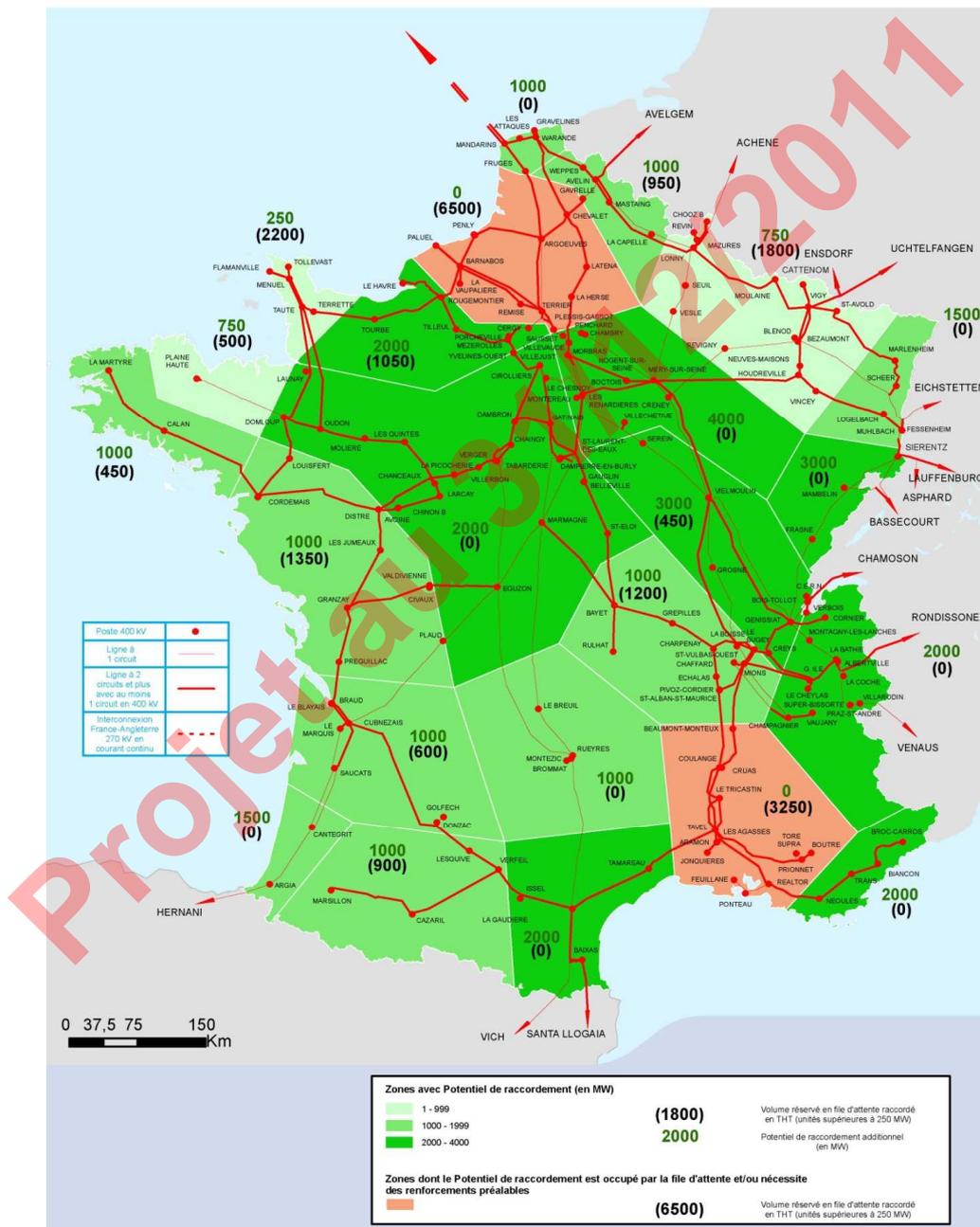
Les données relatives aux files d'attentes sont établies en collaboration avec les GRD. RTE est responsable du calcul et de l'affichage des Potentiels de Raccordement. Le volume des projets en file d'attente relève

d'une coresponsabilité entre RTE et les GRD. La capacité théorique d'accueil en transformation n'est pas de la responsabilité de RTE.

Une évolution des données affichées est à prévoir avec l'élaboration en cours des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

Par ailleurs, la carte des potentiels de raccordement à l'horizon 2015 sur le réseau 400 kV exposée ci-dessous et disponible sur le site clients de RTE présente les zones favorables au raccordement de production et les zones qui nécessitent des développements pour accueillir de nouveaux groupes de production.³²

Les potentiels de raccordement à l'horizon 2015 sur le réseau 400 kV (calculés à fin novembre 2011)



³² Un potentiel de raccordement nul sur une zone géographique indique qu'une fois les éventuels projets en file d'attente pris en compte, le réseau ne peut plus accepter de puissance supplémentaire sans être renforcé

6.4 Principales mises en service prévues en 2011

Présentation par régions RTE des principales mises en service prévues en 2011.

6.4.1 Nord – Est

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	La Capelle 400 kV	Création d'un échelon 400 kV	Sécurité d'alimentation de l'Avesnois
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Mastaing 225 kV	Installation d'une Self 225 kV au poste de Mastaing, départ Dechy	Limitation du transit sur la ligne Dechy-Mastaing 225 kV et des apports aux courants de court circuit
Nouvelles Productions et Résorption de l'existante	Samer - Desvres 90 kV	Renforcement des capacités de transit de la ligne en remplaçant les conducteurs	Résorption de limitation à l'injection
Sûreté système	Argoeuves 400 kV	Installation d'une self 64 Mvar au tertiaire d'un autotransformateur	Amélioration de la tenue de la tension
Sûreté système	Installation de moyens de compensation dans le Nord de la France	Installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes 225 kV du Nord de la France	Amélioration de la tenue de la tension

6.4.2 Ouest

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Molière 400 kV	Création d'un poste 400 / 90 kV	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Sablé-sur-Sarthe et raccordement de la LGV
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Poteau Rouge 225 kV	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par un transformateur de 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Lorient
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Landerneau 225 kV	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par remplacement d'un transformateur de 100 MVA par un transformateur de 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Brest
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Loscoat 225 kV	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par ajout d'un transformateur de 100 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Brest

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Rospez 225 kV	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV par ajout d'un transformateur de 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Lannion
Sûreté système	Avoine - Distré 400 kV	Remplacement sur 6 km de conducteurs par des conducteurs à faible dilatation et installation d'un couplage	Sûreté du système électrique et baisse du coût des pertes
Sûreté système	Installation de batteries de condensateurs 225 kV	2 batteries de condensateurs à Domloup, 1 à Fléac, 1 à Laval, 1 à Merlatière et 1 à Corbière	Amélioration de la Sûreté du système électrique de la région Ouest
Sûreté système	Cheviré 225 kV	Installation d'un CSPR	Amélioration de la Sûreté du système électrique de la région Ouest
Qualité d'alimentation	Arnage 90 kV	Renforcement de la tenue aux courants de court circuit du poste 90 kV	Amélioration de la qualité d'alimentation de la zone du Mans

6.4.3 Normandie Paris

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Cardinet 225 kV et Radiales Batignolles et Pasquier	Création d'un poste d'étoilement sous enveloppe métallique	Sécurité d'alimentation du nord ouest Parisien
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Cossigny 225 kV	Renforcement de la transformation 225/63 kV de 100 à 170 MVA et création d'un couplage	Sécurité d'alimentation de l'est de la Seine et Marne
Sûreté système	Stabilité transitoire du Cotentin	Double entrée en coupure au poste de Tourbe 400 kV de la liaison 400 kV Rougemontier - Terrette	Renforcement de la stabilité du réseau, gain sur les pertes et baisse du coût de redispatching
Sûreté système	Installation de moyens de compensation en région parisienne	Installation de batteries de condensateurs de 80 Mvar au poste de Romainville	Sécurité d'exploitation du Système et tenue de la tension dans l'Est parisien
Sûreté système	Installation de moyens de compensation en Normandie	Installation de batteries de condensateurs de 80 Mvar au poste de Flers, Dronnière, Thiot et Launay	Sécurité d'exploitation du système ; stabilité en tension de la Normandie

6.4.4 Est

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Argiesans 225kV	Remplacement de 2 transformateurs 225 / 63 kV de 100 par des transformateurs de 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Belfort
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Guebwiller 225 kV	Ajout d'un transformateur 225 / 63 kV de 100 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Guebwiller
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	St Avold 63 kV	Renforcement de la tenue aux courants de court-circuit	Intensité de courant de court circuit pouvant aller jusqu'à 23 kA
Nouvelles Productions et Résorption de l'existante	Méry-sur-Seine 400 kV	Installation d'un transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA	Résorption de limitation à l'injection afin d'améliorer les capacités d'évacuation de la production éolienne HTA d'une partie de l'Aube.
Sûreté système	Sierentz 400 kV	Renforcement de la tenue aux courants de court-circuit du poste	Sûreté du Système électrique Est
Sûreté système	Boctois 400 kV	Installation d'une protection de supervision	Sûreté du Système électrique Est

6.4.5 Rhône Alpes Auvergne

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Développement Interconnexion	Albertville - Cornier 400 kV	Remplacement sur 66 km des conducteurs par des conducteurs à faible dilatation sur l'axe double Albertville-Cornier entre Albertville et Génissiat	Diminution des coûts de redispatching et sécurisation mécanique de l'axe
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Allinges 225 kV	Installation d'un 3 ^{ème} transformateur 225/63 kV de 100 MVA et d'un 2 ^{ème} jeu de barres 225 kV	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Thonon-les-Bains
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Cluses - Pressy 63 kV	Doublement de la liaison 63 kV par création d'une liaison souterraine et ajout d'un transformateur 225/63 kV au poste de Pressy	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Cluses

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Pressy 225 kV	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV de 100 à 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Cluses
Sûreté système	Feurs 63 kV	Création d'une cellule 63 kV et de Condensateurs	Sécurité d'alimentation de Feurs
Sûreté système	Fleyriat 225 kV	Installation d'un couplage	Sécurité d'alimentation de Bourg en Bresse

6.4.6 Sud – Est

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Bollène 225 kV	Ajout d'un transformateur 225 / 63 kV de 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bollène
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Hyères - La Garde 225 kV (*)	Création d'une liaison souterraine entre les postes d'Hyères et de La Garde (13 km).	Sécurité d'alimentation de la zone Est de Toulon (Est du Var)
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Arles 63 kV	Reconstruction du poste à deux jeux de barres	Sécurité d'alimentation d'Arles
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Coudon - La Garde 225 kV (*)	Extension du poste de La Garde et passage en 225 kV d'un terne actuellement exploité en 63 KV	Sécurité d'alimentation de la zone Est de Toulon (Est du Var)
Qualité d'alimentation	Trans 63 kV (**)	Installation d'une protection différentielle de barres 63 kV	Sûreté du Système électrique et qualité de fourniture
Qualité d'alimentation	Roumoules 225 kV (**)	Installation de téléactions numériques (PAP Tr 611)	Qualité de fourniture du poste de Roumoules

(*) mises en service reportées aux premières semaines de 2012

(**) les matériels sont installés mais seront opérationnels courant 2012

6.4.7 Sud – Ouest

Finalité	Libellé	Consistance	Service rendu
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Cantegrit - Mouguerre 225 kV	Remplacement des conducteurs sur 83 km par des câbles à faible dilatation portant la capacité de transit à 650 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Facture 63 kV	Restructuration de l'alimentation de la zone de Facture	Sécurité d'alimentation de la zone
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Léguevin 225 kV	Remplacement de deux transformateurs 225 / 63 kV de 100 MVA par des transformateurs de 170 MVA	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse
Sécurité d'alimentation Croissance de la charge	Livière 225KV	Remplacement de deux transformateurs 225 / 63 kV et du couplage	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Narbonne
Nouvelles Productions et Résorption de l'existante	Montahut - St Victor 225 kV	Renforcement 225 kV	Création de capacité d'accueil de production éolienne
Nouvelles Productions et Résorption de l'existante	Rueyres 225 kV	Création d'un couplage	Création de capacité d'accueil de production éolienne

7. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE GRAND TRANSPORT A 10 ANS

Ce chapitre présente les principales infrastructures de transport d'électricité qui peuvent être envisagées dans les dix ans à venir.

Par « principales infrastructures » ou « **ouvrages de grand transport** », s'entendent :

- l'ensemble des ouvrages dont la tension d'exploitation est le 400 kV, plus haut niveau de tension utilisé sur le territoire national ;
- l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins, quel que soit leur niveau de tension d'exploitation ;
- les ouvrages dont la tension d'exploitation est le 225 kV et dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation.

Ce réseau de grand transport vise au premier chef à tirer le meilleur parti des complémentarités entre les territoires, qu'il s'agisse de...

- favoriser le foisonnement des appels de charges et limiter d'autant le dimensionnement de l'appareil de production d'électricité (la pointe de consommation n'a pas lieu au même moment en France et en Espagne par exemple) ;
- permettre le recours aux sources d'énergies les plus performantes à tout instant et quel que soit leur localisation sur le territoire en valorisant leur spécificités (ex : l'hydraulique, énergie très flexible d'utilisation, dont le gisement est dicté très directement par la géographie physique) ;
- s'épauler mutuellement, en diluant ou amortissant tout aléa dans un ensemble d'autant plus robuste qu'il est grand et que chaque incident, chaque écart est en proportion plus négligeable.

Par suite, la variété et le dynamisme des territoires génèrent des interactions et des besoins de mouvements d'énergie très divers. On peut observer ces besoins de mouvements d'énergie à différentes échelles : locale, régionale, internationale. Leurs déterminants peuvent être également plus ou moins complexes ; être très spécifiques ou relever d'un type très générique. Ce chapitre est ainsi organisé par **grands éclairages** permettant de mettre en perspective les renforcements du réseau de transport avec les services attendus par ces investissements. Ils sont eux-mêmes regroupés en cinq grandes finalités :

- fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre pays voisins,
- fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre les régions,
- accompagner l'évolution de la consommation d'électricité des territoires,
- accueillir les moyens de production d'électricité,
- veiller à la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Cette présentation vise à faciliter la lecture. Par nature cependant (« l'effet de réseau »), un même ouvrage de réseau peut contribuer à de multiples finalités. Un ouvrage pourra ainsi être évoqué en plusieurs endroits, même si sa présentation sera regroupée dans une seule section.

Balayant les enjeux de développement du réseau pour toute la décennie à venir, ce chapitre embrasse naturellement des projets de **différents niveaux de maturité**. Les tableaux récapitulatifs en fin de ce chapitre présentent ainsi des nouveaux ouvrages *à l'étude, en cours d'instruction, en travaux*.

Aux projets de renforcement du réseau qui visent à en augmenter ses capacités (d'injection de puissance au plus près des consommations, de transit d'énergie entre les territoires via les lignes et liaisons électrique, etc.), s'ajoutent l'ensemble des affaires de renouvellement d'ouvrage (à iso-fonctionnalité et apparence), et celles de raccordement de client susceptibles d'être mis en service dans la période. Pour la période 2012-2014, les affaires sont présentées dans le chapitre relatif au « volet à trois ans » : le flux est relativement important et sera sans doute du même ordre dans les années suivantes, mais rares sont les projets aujourd'hui décidés par leur commanditaire à ces horizons. Des projets de nouveaux postes sources vers les réseaux de distribution ou de station d'alimentation de futures LGV peuvent aujourd'hui être pressentis mais prétendre les lister fausserait la perspective. Ainsi, seuls sont présentés ou évoqués dans ce volet à dix ans les **projets de raccordement structurants** pour l'évolution des flux sur le réseau de grand transport.

De même, ne sont pas mentionnés également dans ce document les très nombreux investissements en équipements basse tension, systèmes d'information et télécom sur l'ensemble du réseau. Ces dispositifs cruciaux pour prévoir, surveiller en temps réel, et réagir efficacement participent directement à « l'intelligence » du système. Leur déploiement est indissociable de celui des infrastructures à haute tension et il en est bien sûr tenu compte dans les études de développement. Seuls sont cependant présentés ici les développements proposés en matière d'équipement très haute tension qui structurent le territoire.

L'ensemble des projets est rassemblé dans un tableau synthétique en fin de ce chapitre.

7.1 La France, carrefour des flux en Europe

Au centre de l'Europe de l'Ouest, la France est un carrefour naturel entre les Iles Britanniques au nord-ouest ; le Benelux et l'Allemagne, la Suisse et l'Italie au nord-est et au sud-est de part et d'autre du cordon alpin ; et la péninsule ibérique au sud-ouest. La géographie commande, et il est ainsi naturel que ces quatre grandes directions structurent historiquement quatre grandes régions d'intégration des réseaux à l'échelle européenne³³ autour de la France.

En moins d'une décennie, le système a connu un double changement d'échelle : quelques années en arrière, le parc de production était majoritairement constitué de centrales thermiques ventilées de façon relativement homogène sur l'ensemble du territoire européen, avec, pour fixer les idées, des puissances et des distances caractéristiques de l'ordre respectivement de 1 GW et 100-300 km ; désormais, avec de très fortes concentrations de moyens de production solaires et éoliens en Espagne, en Allemagne, en Italie et bientôt en France et au Royaume Uni, ou une consommation française très sensible aux vagues de froid, le système peut devoir faire face à des variations de puissance de l'ordre de 10 GW qui peuvent ainsi influencer sur les transits à 1 000 ou 2 000 km de leur épice. Ces variations sont mesurables, prévisibles, et les gestionnaires de réseau se donnent les moyens d'anticiper et gérer ces situations³⁴. Il faut cependant que les capacités d'interconnexion permettent effectivement de distribuer des surplus de production renouvelable, peu, pas ou moins carbonée et meilleur marché aux territoires voisins³⁵. Ces capacités d'interconnexions devront être d'autant plus importantes qu'il s'agira de transporter de l'énergie sur des distances plus longues³⁶. Les projets de développement d'énergies renouvelables hors sol européen (en mer du Nord, au Sahara...) constituent ainsi des défis à relever.

Le graphe ci-dessous compare les puissances installées pour chaque filière de production des pays voisins de la France³⁷ et leur consommation typique en milieu de journée en janvier. Ces données sont celles du rapport *Scenario Outlook & Adequacy Forecast* (SOAF) publié par ENTSOE en janvier 2011, à l'horizon 2020 pour le scénario 202020 s'appuyant sur les Plans d'Action Nationaux Energies Renouvelables communiqués par les Etats Membres à la Commission européenne. Elles montrent une toujours très grande importance des énergies fossiles dans le mix³⁸, et s'agissant des énergies émettant peu ou pas de CO₂ (énergies renouvelables et nucléaire), une très grande complémentarité entre les pays. Avec le déclasserment

³³ Avec le développement de la production éolienne en mer du nord et d'un réseau off-shore, ENTSOE fait travailler au sein du « Groupe Régional Mer du Nord » France, Royaume-Uni, Irlande et les pays du Forum Pentalatéral (France Benelux Allemagne), auxquels se joignent l'Autriche et la Norvège. La France appartient à deux autres groupes régionaux : « Sud Ouest » (avec Espagne et Portugal) et « Centre Sud » (avec l'Italie et ses autres voisins).

³⁴ C'est ainsi que RTE et Elia, rejoints depuis par d'autres gestionnaires de réseau européens, ont créé Coreso pour anticiper les flux sur le réseau à l'échelle de l'Europe de l'Ouest.

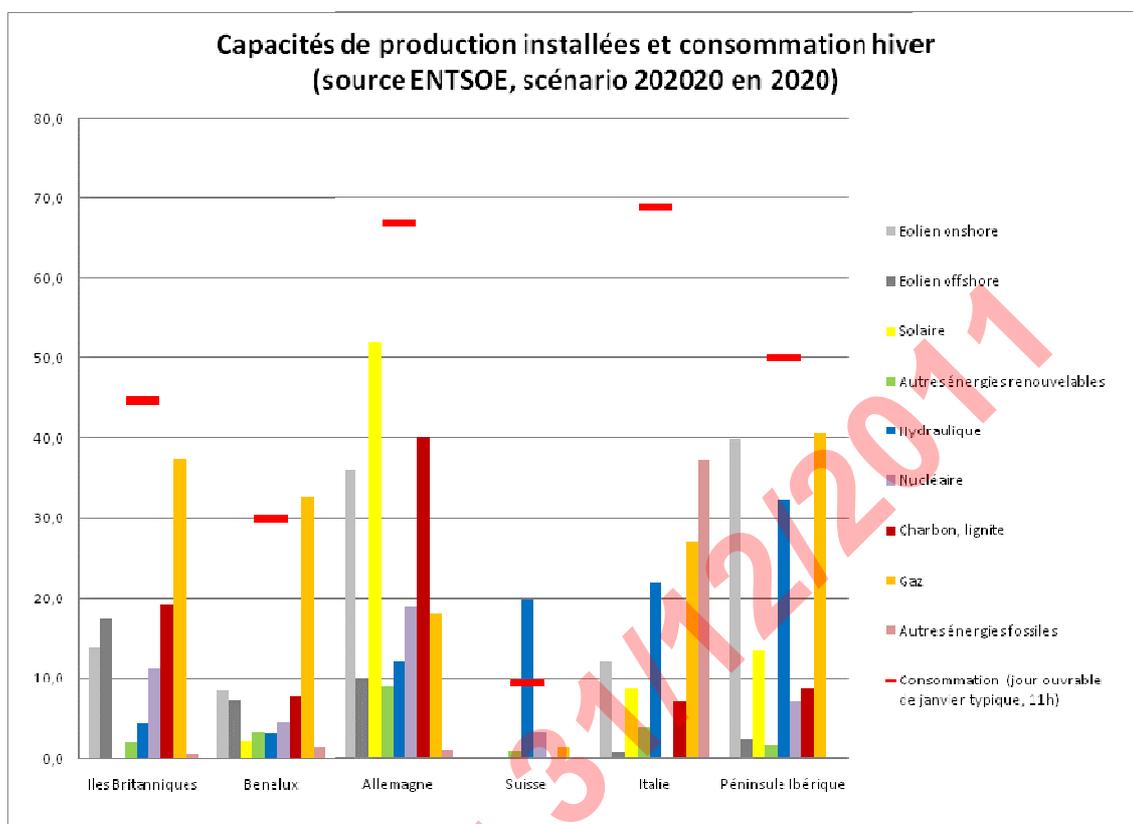
³⁵ L'Espagne connaît ainsi des situations où des éoliennes doivent être déconnectées et de l'énergie « gratuite » est ainsi perdue faute de capacité d'export suffisante. Les Iles Britanniques risquent de connaître demain ces mêmes difficultés si leurs capacités d'échange ne sont pas augmentées. A contrario, les pompes à chaleur, qui permettent très efficacement de limiter la consommation de ressources primaire pour le chauffage et la climatisation, contribuent à accentuer la sensibilité du système électrique aux températures froides l'hiver, chaudes l'été. La France dès aujourd'hui (l'Allemagne peut-être demain ?) devra ainsi donc disposer de capacités d'importation adaptées.

³⁶ Emerge aujourd'hui l'idée d'un surpergrid, à l'horizon 2030 ou 2050, traduisant un nécessaire changement d'échelle.

³⁷ Il faut garder en mémoire que ces valeurs de production installée ne représentent pas la capacité de production librement mobilisable à tout instant : celle-ci dépend principalement de la disponibilité des ressources primaires pour les énergies renouvelables (précipitations, vent, ensoleillement) et des contraintes opérationnelles pour les centrales thermiques (temps de démarrage, maintenance éventuelle, pannes possibles).

³⁸ Les énergies fossiles fourniront encore près de la moitié de l'électricité européenne à cet horizon.

programmé des centrales nucléaires allemandes, l'effort de développement des énergies renouvelables sera encore accru.



Les perspectives évoluent rapidement (Le développement du photovoltaïque en Italie a ainsi déjà dépassé les 9 GW indiqués ici courant 2011) et il sera intéressant de se reporter début 2012 à l'actualisation de ces chiffres par ENTSOE.

On peut mettre en regard de ces capacités de production installées par filière chez nos voisins, les capacités d'échange caractéristiques en hiver (NTC, *Net Transfer Capacity*) aux frontières françaises en 2011 :

NTC hiver (MW)	Royaume-Uni	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne
Exports	2000 MW	3600 MW	2600 MW	3200 MW	2575 MW	1400 MW
Imports	2000 MW	1800 MW	3600 MW ³⁹	2100 MW	1160 MW	1300 MW

³⁹ Suite à la fermeture de l'ensemble des centrales nucléaires allemandes, les gestionnaires de réseau allemand peuvent être amenés à réduire significativement (1800 MW ?) la valeur de capacité d'imports de la France depuis l'Allemagne en cas de vague de froid notamment.

7.1.1 Renforcer l'interconnexion avec les Iles Britanniques

Les Iles Britanniques constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe. L'Angleterre est reliée au continent par une liaison à courant continu Angleterre-France de 2 000 MW depuis 1986 et par une liaison Angleterre-Pays Bas de 1 000 MW depuis le 1er avril 2011.

Le mix énergétique du Royaume Uni et de l'Irlande est principalement constitué de centrales thermiques au gaz. Dans la décennie à venir, les deux Etats font face au défi du remplacement de leurs parcs de production charbon et nucléaire. Disposant d'un gisement exceptionnel en Europe, ils organisent le développement massif de la production éolienne, notamment offshore.

Dans ce contexte, mouvant, les études économiques « Grande Bretagne – continent » menées dans le cadre d'ENTSO-E en 2008-2009 ont démontré l'intérêt d'accroître les capacités d'échanges pour atteindre une **capacité totale d'échange Angleterre-continent** (France, Belgique, Pays-Bas) d'au moins 5 GW. Les nouvelles capacités d'interconnexion permettront de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de par et d'autre de la Manche et de la Mer du Nord. Le développement massif des énergies renouvelables dans les prochaines années (plusieurs milliers de mégawatts dans chacun des deux pays) induira des flux d'échanges commerciaux dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Les prix de gros de l'électricité de part et d'autre en seront d'autant moins volatils.

RTE et NGIL mènent ainsi depuis 2010 **l'étude d'une nouvelle interconnexion à courant continu**. Le raccordement est prévu en des points du réseau 400 kV éloignés des points de raccordement de la première interconnexion IFA 2000 (donc situés, côté français, sur le littoral normand), de façon à éviter l'apparition de trop fortes congestions sur le réseau 400 kV du Pas de Calais et du Kent. Cette nouvelle interconnexion entre la Normandie et l'Angleterre, d'une puissance de 1 000 MW et d'une longueur de l'ordre de 200 km, pourrait être mise en service avant la fin de la décennie. Les deux partenaires du projet, RTE et NGIL, ont signé un accord d'étude le 11 novembre 2010. Cette étude de faisabilité permettra d'ici fin 2012 de :

- Vérifier l'économie du projet en précisant ses coûts et revenus ;
- Rechercher les points de raccordement les plus adéquats de la nouvelle interconnexion à chacun des deux réseaux, du point de vue de la gestion des flux sur les deux réseaux et des critères environnementaux et sociétaux ;
- Préciser le déroulement de chacune des phases du projet (phases de développement et de réalisation).

D'autres projets d'interconnexion des Iles-Britanniques avec le continent sont à l'étude : un projet de liaison Royaume-Uni - Belgique (projet « Nemo » de 1 000 MW) a été lancé par ces deux pays et contribuera comme la future liaison Normandie- Angleterre à l'atteinte d'une capacité d'échange Angleterre-Continent de 5 GW. Ce seuil n'est qu'une valeur très prudente du besoin d'interconnexion des Iles Britanniques, supposant un développement relativement limité de l'éolien. D'ores et déjà peut se poser la question de besoins complémentaires. Un ou plusieurs projets (un quatrième GigaWatt d'interconnexion France-Angleterre, un projet France-Irlande, ou des projets combinant production renouvelable off-shore et réseaux d'interconnexion off-shore) pourraient alors être proposés si le bénéfice pour la collectivité était confirmé dans le cadre des études communes du Groupe Régional « Mer du Nord » d'ENTSOE. Cette analyse bénéfice-coûts devra bien sûr comptabiliser en regard des bénéfices, non seulement le coût de nouveaux câbles sous-marins mais aussi ceux d'éventuels renforcements du réseau amont.

7.1.2 Renforcer l'interconnexion avec le Benelux et l'Allemagne

La frontière nord de la France connaît des échanges très dynamiques avec les pays voisins. En 2010, les volumes d'imports et d'exports étaient relativement équilibrés : avec la Belgique ils étaient de 4 758 GWh et 3 887 GWh respectivement ; avec l'Allemagne de 16 076 GWh et 9 362 GWh. Les flux sont aujourd'hui essentiellement exportateurs vers l'Allemagne, suite à la fermeture des centrales nucléaires allemandes. Ces chiffres annuels ne transcrivent cependant pas les très **importantes et fréquentes fluctuations de ces flux chaque jour**, du fait principalement de la variabilité de la production solaire (principalement en Allemagne), éolienne (dans tous les pays), ou de la consommation (en France, surtout en hiver)⁴⁰. Avec l'extension du couplage des marchés France-Benelux-Allemagne, il est possible de suivre un indicateur simple de la saturation des interconnexions : il ressort aujourd'hui à 60% environ entre la France et l'Allemagne.

RTE et ses partenaires ont conduit récemment **des projets** pour renforcer les capacités d'interconnexion. Suite à la mise en service du renforcement de l'axe 225 kV entre Moulaine (France) et Aubange (Belgique), la capacité d'interconnexion entre la France et la Belgique atteint 3 600 MW en Hiver et 2 350 MW en été. Des études communes avec Amprion ont conclu à la faisabilité d'un bouclage, une partie de l'année, de la liaison 225 kV Saint Avold - Ensdorf avec l'installation d'un transformateur-déphaseur à Ensdorf qui a été mis en service en Saare allemande en 2011.

D'ici à 2020, le paysage énergétique de la région devrait cependant être profondément modifié avec la fermeture des centrales nucléaires allemandes (localisées principalement au sud du pays), et de déclasserement partiel des centrales nucléaires belges ; et le développement des énergies renouvelables, éolienne et solaire, à terre de part et d'autre des frontières nord de la France et en mer au large de tous les pays de la zone. Ces évolutions des parcs de production vont modifier la typologie des échanges internationaux.

Des études complémentaires sont en cours aujourd'hui pour estimer les besoins de capacités d'échange supplémentaires et leur meilleur positionnement aux frontières des pays concernés : schématiquement, des échanges nord-sud entre la mer du Nord et les centres de consommation au nord de la France et le long des vallées du Rhin, de la Meuse et de la Moselle ; et plus ouest-est entre la Lorraine et l'Alsace d'une part, le Palatinat et le Bade-Wurtemberg d'autre part.

Compte tenu de la complexité de la zone à considérer, des études à différentes mailles sont nécessaires pour faciliter le partage des ressources et la coordination d'ensemble des GRT concernés dans une feuille de route globale. Vu de France, on peut distinguer en pratique trois lots :

- RTE étudie d'ores et déjà avec Elia le besoin de renforcement de l'interconnexion commune avec la création d'un nouvel axe, éventuellement à courant continu. Les paramètres principaux de cette étude sont le développement de l'énergie éolienne en France et en Belgique, la construction de cycles combinés gaz dans la zone de Dunkerque tirant parti du nouveau terminal méthanier, la fermeture de centrales en Belgique. Les conclusions de l'étude sont attendues à l'automne 2012.
- Plus à l'est, Creos, Amprion, Elia et RTE sont associés pour proposer la meilleure façon d'assurer la sécurité d'alimentation du Luxembourg demain : les lignes 225 kV qui alimentent le Luxembourg

⁴⁰ Cette variabilité se fait sentir aussi sur les lignes proches des frontières, comme en témoigne la liaison simple circuit entre Avelin (Lille) - Gavrelle (Nord-Ouest d'Arras) dont le renforcement est proposé – cf. § 7.2.1)

depuis l'Allemagne doivent être remplacées⁴¹ et il y a là une opportunité de restructurer le réseau pour sécuriser le Luxembourg en l'interconnectant à l'ensemble de ses voisins et créer par là même un nouveau nœud d'interconnexion, via le Luxembourg entre France, Belgique et Allemagne. Cette étude quadripartite doit aboutir d'ici fin 2012.

- Plus globalement, le Groupe Régional Mer du Nord d'ENTSOE étudie les besoins de développement d'un réseau permettant de tirer parti du développement d'éoliennes en mer du nord, tant nouvelles infrastructures en mer, que renforcements des réseaux terrestre actuels pour acheminer l'énergie aux centres de consommation plus au sud. Cette analyse de longue haleine court sur trois ans, avec plusieurs rendez-vous intermédiaires en 2012.

7.1.3 Renforcer l'interconnexion avec la péninsule ibérique

L'Espagne et le Portugal constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe. Leur approvisionnement électrique repose pour l'essentiel sur des centrales au gaz, avec une part déjà très importante et toujours croissante d'énergies renouvelables (notamment éolienne avec 20 GW installés aujourd'hui, notamment dans le quart nord ouest de la péninsule). De par la géographie, leur interconnexion avec le reste du continent passe par la France. L'Espagne constitue également un trait d'union avec le Maghreb. Le transport de surplus de production d'électricité d'origine solaire d'Afrique du Nord jusqu'au cœur de l'Europe passera pour partie sur cet axe.

La capacité d'échange d'énergie électrique maximale entre la France et l'Espagne est actuellement de 1 400 MW en hiver dans le sens France vers Espagne, et de 1 300 MW dans le sens Espagne vers France. Ces capacités d'échange sont depuis plusieurs années saturées, tantôt dans un sens tantôt dans l'autre, ce phénomène ne faisant qu'empirer au fil du temps. Cette situation a conduit à **plusieurs engagements internationaux**, notamment :

- les gouvernements français et espagnol ont entériné, lors du sommet de Perpignan en octobre 2001, l'objectif de porter la capacité d'échange à 2 800 MW dans un premier temps, puis à 4 000 MW dans un second temps ;
- le Conseil de l'Union européenne⁴² a classé le projet d'interconnexion France-Espagne comme « projet prioritaire d'intérêt européen », témoignant ainsi de l'intérêt de cette nouvelle interconnexion non seulement pour les deux pays directement concernés, mais aussi pour l'ensemble du système électrique européen.

Ces engagements font l'objet d'un suivi régulier par la Commission européenne, qui les a rappelés dans une récente communication⁴³. RTE s'est ainsi engagé à « prendre les mesures et à exécuter les travaux nécessaires (...) pour procéder à une augmentation de la capacité commerciale France-Espagne » selon des étapes qui prévoient un premier renforcement de 1 200 MW (pour atteindre une capacité de 2 800 MW) et un second du même type (pour atteindre une capacité de 4 000 MW). Le suivi de ces engagements est toujours, aujourd'hui, assuré par la Direction générale de la Concurrence de la Commission européenne.

⁴¹ Le sud du Luxembourg (réseau industriel SOTEL) est alimenté par deux antennes depuis la Belgique d'une part et la France d'autre part, suite à la réalisation de la liaison 225 kV Moulaine - Belval.

⁴² A l'issue de sa séance du 25 novembre 2002, le Conseil européen de l'énergie a identifié une liste de 12 Projets Prioritaires d'Intérêt Européen, parmi lesquels figure le projet « EL3. : France-Espagne-Portugal : augmentation des capacités d'interconnexion électrique entre ces pays et pour la péninsule ibérique ».

⁴³ Commission européenne, « Les priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà –Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré », 17 novembre 2010.

Le projet actuellement en cours d'instruction à l'est des Pyrénées consiste à porter la capacité d'échange à 2 800 MW.

La ligne électrique entre la France et l'Espagne a fait l'objet en 2003 d'un débat public organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP), sur la base d'un projet de ligne aérienne traversant la plaine du Roussillon. À la suite de ce débat, au cours duquel s'était exprimée une très forte opposition, la ministre de l'industrie a déclaré renoncer au projet et a demandé à RTE de travailler à une nouvelle solution.

Après plusieurs essais infructueux, la médiation de l'Union européenne a permis d'aboutir à la signature le 27 juin 2008, par les chefs de gouvernements français et espagnols d'un accord de coopération sur l'interconnexion électrique prévoyant une ligne entièrement souterraine et en courant continu, s'appuyant autant que possible sur les infrastructures existantes depuis le poste de conversion de Baixas près de Perpignan dans les Pyrénées-Orientales, jusqu'à Santa Llogaia en Espagne, près de Figueras. Cette liaison souterraine de 65 km (35 km en France et 30 km en Espagne) représente un investissement d'environ 700 M€.

RTE et REE ont créé, conformément à ce même accord, une filiale commune détenue à parts égales, INELFE, qui a en charge la réalisation de l'interconnexion. Compte tenu de l'intérêt de la liaison pour le fonctionnement du système électrique européen, INELFE a sollicité et obtenu une subvention de 225 M€ de la Commission européenne dans le cadre du plan de relance de l'Union.

Les capacités d'échanges suite à ce renforcement dépendent fortement des programmes de production respectifs de part et d'autre de la frontière, et notamment de la répartition est/ouest de l'équilibre production/consommation côté espagnol, entre Catalogne et Pays Basque, Asturies, Galice). A l'horizon 2015, les valeurs de NTC partagées avec REE et communiquées à ENTSOE sont les suivantes⁴⁴ :

NTC (MW)	Avant renforcement		Après renforcement			
	Hiver	Eté	Hiver		Eté	
			Pointe	Creux	Pointe	Creux
France → Espagne	1 400	1 200	3000	2700	2750	2550
Espagne → France	1 300	1 200	1700	2800	1700	2750

RTE et REE envisagent une mise en service industrielle en 2014. Ainsi, sans évoquer des tentatives plus anciennes, plus de dix années auront été nécessaires pour l'implantation d'un tel ouvrage dont l'intérêt pour le système électrique européen est pourtant essentiel.

En parallèle au lancement et à la mise en œuvre du projet portant la capacité à 2 800 MW, ont été lancées par RTE et REE des **études communes pour examiner la possibilité de porter la capacité d'échange à 4 000 MW à l'horizon de 2020.**

⁴⁴ Les valeurs de NTC données ici sont prévisionnelles. Les capacités d'échanges mise à disposition des acteurs sont et seront calculées et adaptées jusqu'au temps réel pour tenir compte de la situation exacte du système électrique, qui varie typiquement en fonction des saisons et des heures de la journée.

Le Groupe Régional « *Continental Sud-Ouest* » d'ENTSOE (France-Espagne-Portugal) a confirmé l'intérêt du renforcement de cette interconnexion à au moins 4 GW, objectif de long terme dont l'engagement a été pris lors du sommet intergouvernemental de Perpignan d'octobre 2001.

Ces études prennent actent des difficultés prévisibles d'acceptabilité par les populations locales en cas de franchissement des Pyrénées centrales ou occidentales, et de l'importance des renforcements du réseau amont qu'il serait nécessaire de mettre en œuvre pour insérer cette liaison dans les systèmes électriques français et espagnol. Intégrant ces exigences, une solution actuellement à l'étude porte sur le développement d'une ligne à courant continu sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine. Les conclusions techniques de ces études sont officiellement remises aux Ministres en charge du dossier en France et en Espagne en novembre 2011.

L'ensemble des conclusions des études seront reprises dans le cadre du Plan Régional d'Investissement « *Continental Sud-Ouest* ».

7.1.4 Renforcer l'interconnexion dans les Alpes, avec la Suisse et l'Italie

L'alimentation électrique de l'Italie repose essentiellement sur des centrales thermiques relativement plus chères que leurs homologues européennes et par suite recourt à longueur d'année aux importations, avec une capacité d'imports de 6 GW. A contrario, lors de vagues de froid, l'Italie peut offrir d'importantes capacités de secours dont l'acheminement est limité en direction de la France à un peu plus d'1 GW. Les énergies renouvelables se développent en Italie pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles et le pays dispose à ce jour du deuxième parc photovoltaïque après l'Allemagne, en croissance rapide (+4 GW installés en 2010 contre +1 GW en France).

L'hydraulique est développé dans tout le massif alpin. Il constitue l'essentiel de l'électricité produite en Suisse, et fournit des moyens très flexibles d'adaptation de l'offre à la demande à l'ensemble des pays riverains. Cet outil de production se développe, notamment en Suisse. En particulier, une STEP⁴⁵ de 600 MW puis 900 MW doit être raccordée à Nant de Drance à l'horizon 2015. D'une manière plus générale, on peut s'attendre qu'il en résulte un profil d'échanges de la Suisse avec ses voisins plus marqué : plus d'imports en heures creuses et plus d'exports en heures pleines.

Le maillage des interconnexions et des centrales de stockage d'énergie hydraulique entre la Suisse, l'Italie et la France fait qu'une partie des flux en provenance de France et alimentant l'Italie transite par la Suisse. A ce titre le besoin global d'interconnexion dans la zone doit être apprécié entre les trois pays riverains, et plus généralement dans le cadre du Groupe Régional « Centre Sud » d'ENTSOE, qui réunit France, Allemagne, Suisse, Autriche, Italie et Slovénie.

Dans ce cadre, RTE mène avec Swissgrid, en association également avec Terna, une étude de **renforcement des capacités d'échanges entre la France et la Suisse**. Outre le développement de capacités de stockage d'énergie dans les Alpes suisses, les principaux déterminants de cette étude sont le développement de la production tout au long de la vallée du Rhône et les besoins d'importations italiens. Plusieurs renforcements alternatifs ou complémentaires peuvent être imaginés : en particulier le remplacement d'actuelles liaisons transfrontalières anciennes 225 kV à deux circuits par des nouvelles

⁴⁵ Station de Transfert d'Énergie par Pompage, qui constitue le principal moyen de stockage du système électrique aujourd'hui.

liaisons 400 kV simple circuit ; que ce soit au nord du lac Léman (entre les postes de Génissiat⁴⁶ et Verbois) ou au sud (entre les postes de Cornier et Riddes). Cette substitution serait l'opportunité d'adapter les tracés actuels pour prendre en compte l'évolution de l'habitat voisin. Les études doivent être finalisées en 2012.

Plus au sud, trois lignes permettent aujourd'hui d'assurer les **échanges électriques entre la France et l'Italie**. Ce réseau n'offre plus une capacité d'échanges et de secours mutuel suffisante entre les deux pays. RTE conduit plusieurs projets avec Terna :

- En 2012, sera mis en service un transformateur déphaseur sur la ligne d'interconnexion à 225 kV entre Trinité-Victor (France) et Camporosso (Italie). Cet appareil permettra d'optimiser l'utilisation des capacités de transit de cette liaison.
- La réorganisation des ouvrages électriques THT de la région d'Albertville est en cours de réalisation et doit permettre d'accroître les capacités d'échanges de 600 MW en hiver et en été :
 - Remplacement sur 95 km des conducteurs de l'axe double 400 kV Albertville – La Coche – La Praz par des conducteurs optimisés (horizon 2010 – 2012) ;
 - Remplacement sur 66 km des conducteurs de l'axe double 400 kV Albertville – Cornier et Albertville - Génissiat par des conducteurs optimisés (réalisé en 2011) ;
 - Réutilisation des 41 km de la ligne à 400 kV Albertville - Grande-Ile n°3 (en 2012).
- La construction d'un nouvel axe d'interconnexion : le projet Savoie-Piémont.

Le **projet Savoie-Piémont** vise à apporter une solution durable à la saturation des capacités du réseau entre la France et l'Italie. Ce projet consiste à mettre en service à l'horizon 2017 une liaison à courant continu entre les postes de Grande-Ile en France et Piossasco en Italie, d'une capacité de 2x600 MW. Cette liaison sera entièrement réalisée en souterrain. Compte-tenu de la distance à couvrir (190 km dont 95 km côté français), seule la technologie du courant continu est envisageable. La création d'une liaison entre la France et l'Italie est rendue possible dans la vallée de la Maurienne grâce à plusieurs opportunités :

- La galerie de sécurité du tunnel du Fréjus – en cours de réalisation – permet de traverser aisément le massif montagneux frontalier ;
- Les infrastructures linéaires (autoroutes, routes) pourront être utilisées afin d'optimiser l'insertion de la liaison ;
- La technologie du courant continu en souterrain pour les lignes électriques de forte puissance et de grande longueur est arrivée à maturité.
- La présence du poste électrique de Grande-Ile, sur la commune de Sainte-Hélène-du-Lac (ZAC Alpespace), s'avère un point de raccordement idéal pour le projet. Celui-ci, situé au carrefour d'un réseau électrique robuste, présente en plus l'avantage d'être entouré de terrains susceptibles d'accueillir une station de conversion alternatif/continu.

RTE poursuit actuellement l'étude détaillée du projet en concertation avec les élus et les services de l'Etat concernés.

⁴⁶ Le poste de Génissiat doit par ailleurs être renouvelé, éventuellement sur un site voisin du site actuel.



7.2 Fluidifier les mouvements d'énergie et faciliter les secours entre les territoires

La géographie des sources de production évolue. Les centrales thermiques les plus polluantes, proches des centres urbains, ferment. Les centrales thermiques, notamment au gaz, et les énergies renouvelables se développent pour l'essentiel sur de nouveaux territoires, notamment le long et au-delà des côtes. A la variabilité de la demande (notamment par grand froid, et dans une moindre mesure par grande chaleur) et aux arrêts pour maintenance ou panne de centrales thermiques s'ajoutent la variabilité de productions éolienne et solaire dans des volumes très significatifs⁴⁷.

Des mouvements d'énergie interrégionaux nouveaux en résultent. Parfois ils viennent augmenter la charge d'axes presque saturés ; parfois ils peuvent la soulager ; souvent on constate une augmentation de la volatilité des transits, avec des flux très importants, tantôt dans un sens tantôt dans un autre, alors que le transit moyen net annuel diminue. Selon les cas – qu'il s'agisse de supporter des transits élevés mais sur des périodes de temps relativement courtes, ou dans la durée – des solutions très différentes de renforcement peuvent être proposées, du changement de conducteurs à la proposition d'un ouvrage neuf.

La très grande variété des situations rend difficile la présentation d'une typologie des flux très simple.

De façon très schématique, on observe une augmentation de l'amplitude et de la volatilité de flux nord sud. Ce phénomène concerne l'ensemble du réseau mais n'induit de besoin d'investissement que là où le réseau apparaît trop faible en comparaison de la taille des zones de production et de consommation qu'il relie. Deux croissants de fragilité peuvent ainsi être identifiés, le long desquels RTE propose une série de renforcements d'ores et déjà identifiés : au Nord, de la Normandie à la Champagne, et au Sud, du Massif Central au sillon rhodanien. Dans une moindre mesure, la volatilité des flux induit des renforcements sur la façade est du pays. Ces trois focus sont présentés ci-dessous.

7.2.1 Des flux Nord-Sud, de la Normandie à La Champagne

Le grand quart nord ouest de la France est une région très peuplée, avec de fortes concentrations urbaines (région parisienne, métropole lilloise...) comme des territoires moins denses mais très dynamiques comme la Bretagne ou les Pays de Loire. Au fil des ans, les centrales charbon vieillissantes, autour de Paris notamment, qui ne peuvent respecter les normes de rejets polluants ferment.

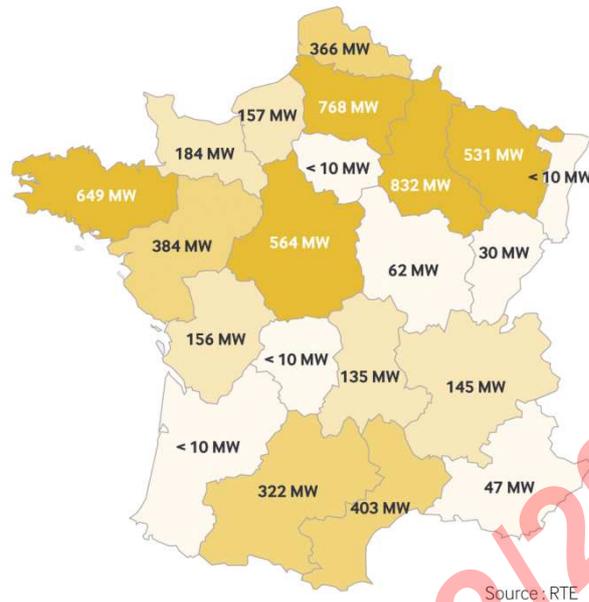
La production tend à se développer principalement le long des côtes. Qu'il s'agisse de centrales thermique classique dans les ports (Dunkerque, Le Havre...), de groupes nucléaires sur les sites côtiers (Flamanville 3 en construction, Penly 3 en projet), mais aussi d'énergies renouvelables notamment offshore : un 2^e appel d'offre succèdera au 1^{er} pour permettre le développement de fermes éoliennes offshore (cf. § 7.4.1) ; et à plus long terme, le large du Cotentin représente un très important gisement de production hydrolienne en Europe. L'énergie éolienne se développe aussi à l'intérieur des terres, tout particulièrement en Champagne-Ardenne⁴⁸.

⁴⁷ Voir le Bilan Prévisionnel 2011 pour plus de détails.

⁴⁸ Les perspectives chiffrées précises de développement des énergies renouvelables doivent être précisées dans les Schémas Climat Air Energie en cours d'élaboration.



Parc éolien en France en service début 2011



On observe ainsi de nouvelles fortes concentrations de production, plus éloignées des centres de consommation et notamment de la région parisienne.

On anticipe ainsi des flux de direction relativement constante mais d'amplitude fluctuante du nord vers le sud entre le Nord-Cotentin et le Maine, entre la Seine Maritime et la Région Parisienne, qu'en l'état actuel le réseau ne sait transporter :

- Le projet **Cotentin-Maine** en cours d'instruction vise à permettre l'accueil d'une très forte concentration de production nucléaire mais aussi éolienne et à terme sans doute hydrolienne, à la pointe du Cotentin en améliorant la stabilité du système dans la région par un maillage renforcé et en dégagant de la capacité d'évacuation vers les régions dynamiques des Pays de Loire. Il consiste à créer un nouvel axe 400 kV à deux circuits de forte capacité et les postes associés. La contribution de ce projet à la sécurité d'alimentation immédiate des territoires concernés est précisée au § 7.3.7, et la capacité d'accueil de production dans le Cotentin qu'il crée l'est au § 7.4.3.
- Le projet de doublement de la couronne parisienne entre, dans l'Oise, le poste de **Terrier et Cergy** dans le Val d'Oise via une nouvelle liaison électrique à 400 kV permettra d'éviter un goulet d'étranglement : cet axe est le maillon faible entre les nouvelles productions qui s'installeront d'ici 2020 le long des côtes de la Manche et l'Île de France, région très fortement importatrice d'énergie électrique. Les transits à assurer seront d'autant plus importants que la production de la centrale de Porcheville sera limitée par le respect des normes environnementales⁴⁹ et que la production installée en amont sera importante.

On peut ajouter à ce panorama le projet d'accueil de production au **Havre**, présenté au § 7.4.3.

Si la production sur les côtes de la Manche devait se développer encore, ou une interconnexion avec l'Angleterre voir le jour en Haute Normandie (cf. § 7.1.1) ou encore pour permettre la croissance du Grand Paris entre Mantes et Rouen (zones résidentielles, zones d'activité, réseau ferrés...), c'est la capacité de

⁴⁹ Arrêté du 30 juillet 2003 transposant les Directives 2001/80/CE (Grandes Installations de Combustion) et 2001/81/CE (Plafonds Nationaux d'Emissions). La « Directive IED » qui les complète doit être transposée en droit français avant le 7 janvier 2013 et l'éventuel « Plan National Transitoire » doit être communiqué à la Commission Européenne avant le 1er janvier 2013.

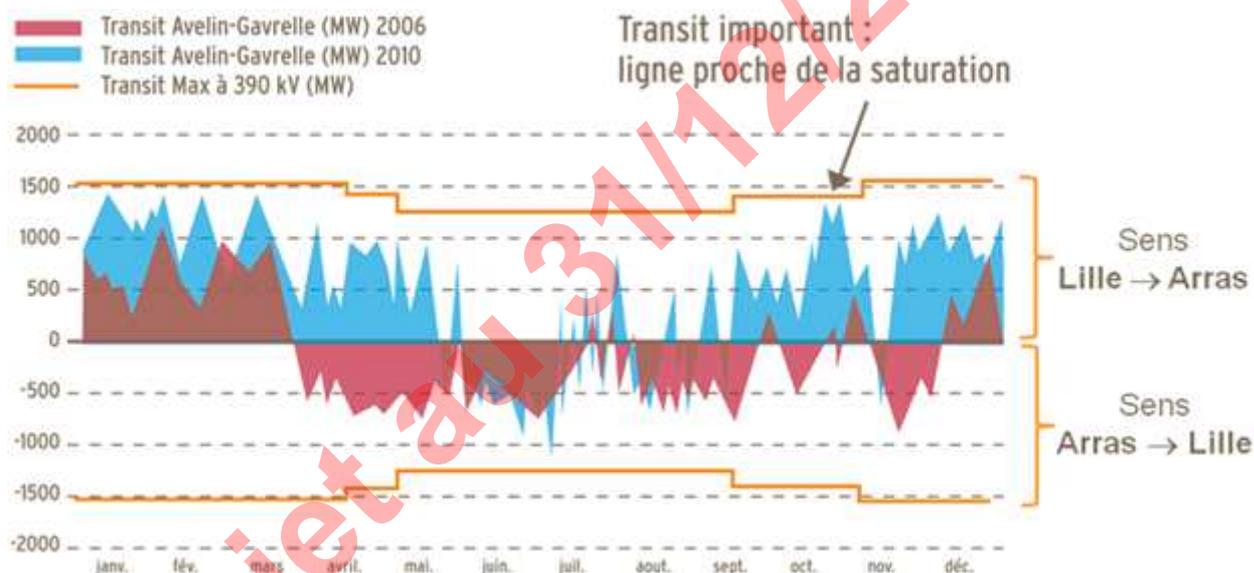
l'ensemble du réseau entre la Haute-Normandie et le Sud-Parisien qui devra être augmentée. Selon les besoins, il faudra envisager le renforcement des axes existants ou un nouvel axe de forte capacité.

Plus au nord, on note un déplacement des points d'équilibre du réseau et une amplification de ses respirations : des flux variant fréquemment et de façon ample apparaissent désormais sur des ouvrages autrefois moins sollicités.

L'évolution de la localisation de la production dans le nord de la France et les pays voisins conduit à une intensification des échanges d'énergie entre la France et la Belgique, et une augmentation des flux d'électricité dans la ligne 400 kV existante à un circuit, maillon faible du réseau régional, entre **Lille et Arras**. La reconstruction de la ligne existante en double circuit apparaît à RTE comme la solution de meilleur compromis entre le coût et la préservation de l'environnement. RTE a ainsi saisi la Commission National de Débat Public, et un débat public se tiendra du 6 octobre 2011 au 3 février 2012⁵⁰.

Complément nécessaire au projet, l'axe entre Avelin et Mastaing sera aussi renforcé par l'exploitation à 400 kV d'un des quatre circuits de cet axe, construit en 400 kV mais actuellement exploité à 225 kV.

Evolution des transits sur l'axe Avelin – Gavrelle 400 kV ; comparaison 2006 et 2010



Entre Reims et Charleville-Mézières, la ligne existante simple circuit va elle aussi être de plus en plus fréquemment le siège de transits tantôt nord sud tantôt sud-nord importants : la production éolienne, notamment régionale, et la consommation de la région en sont les principaux déterminants. La reconstruction à deux circuits de l'axe existant apparaît là aussi nécessaire tant pour sécuriser l'alimentation électrique de la Marne, des Ardennes et du sud de l'Aisne qu'évacuer la production excédentaire, selon les moments de l'année. Ce projet est détaillé plus avant § 7.3.3.

Si la volatilité des flux devait s'exacerber le remplacement des conducteurs de l'axe au sud de Reims pourrait intervenir en complément.

⁵⁰ <http://www.debatpublic-lillearrastht.org/>

7.2.2 Des flux Nord-Sud, de l'Aquitaine aux Alpes

Le Sud de la France présente des visages très divers, tant en terme de peuplement et d'activité économique en général que de consommation et de production d'électricité. Globalement il connaît une croissance démographique sensible des régions urbaines denses autour de Lyon, Marseille, Toulouse, Nice, Bordeaux, Bayonne-Anglet-Biarritz, Montpellier, etc. mais aussi des zones rurales. Il accueille des centres de recherche et des usines de haute technologie, très sensibles à la qualité de l'électricité. Enfin, il présente un fort potentiel de développement des énergies renouvelables : hydroélectrique (Pyrénées, Massif Central et Alpes offrent l'essentiel du potentiel du pays) ; éolien (Languedoc-Roussillon, est de Midi-Pyrénées et sillon rhodanien présentent un excellent potentiel, qui plus est statistiquement peu corrélé à celui de la façade atlantique et du nord de la France) ; solaire (les trois-quarts de la puissance installée en France le sont dans les cinq régions les plus méridionales du territoire métropolitain continental).



Le réseau du **Massif Central** s'est développé avec l'essor de l'énergie hydraulique, pour à la fois évacuer la production de ses barrages vers les centres urbains, jusqu'à Paris, et participer au maillage du territoire. Il constitue le lien le plus direct entre les zones de vent complémentaires du nord et du sud de la France, et contribuera à distribuer des surplus instantanés de production solaire du sud vers le nord. Le développement massif des énergies renouvelables entraînera certainement de nouveaux usages des usines hydrauliques voire la construction de nouvelles capacités de stockage de grande capacité au cœur du Massif Central.

Plus que son simple renouvellement, la restructuration de ce réseau aujourd'hui relativement âgé doit être envisagée. Les options de solutions restent à affiner en fonction notamment des exigences des SRCAE, qui préciseront volumes et localisation des énergies renouvelables. Il sera alors possible de préciser la consistance des investissements. D'ores et déjà le développement d'un axe de forte capacité, en substitution d'ouvrages très haute tension existants pour disposer d'un nouveau circuit alternatif apparaît nécessaire du Centre Val de Loire jusqu'au Languedoc.

Dans le Languedoc, le changement d'une partie des conducteurs de l'axe reliant le Massif Central à Perpignan est programmé :

- remplacement d'ici à 2012 des conducteurs sur un tronçon limitant le transit de la ligne 400 kV Gaudière – Ruyres pour porter sa capacité de transit à 1 300 MW, ce qui aura pour conséquences de renforcer la sûreté du système électrique en période de forts transits nord-sud.
- changement de conducteurs prévu sur la ligne 400 kV Baixas - Gaudière pour porter la capacité de l'ouvrage à 2 x 2 500 MW d'ici à 2013.

Plus largement, c'est la question de l'obsolescence fonctionnelle de l'ensemble des ouvrages 400 kV à simple circuit **de l'Aquitaine à la région Centre** qui est posée. Ces ouvrages ont été les premiers mis en service après guerre, et constituent de fait les maillons les plus faibles du réseau. Suffira-t-il de les réhabiliter simplement ou faudra-t-il proposer une restructuration plus ample du réseau ? Les études en cours permettront d'intégrer l'ensemble des enjeux (développement économique des agglomérations, raccordement des énergies renouvelables ou de sous-stations d'alimentation des LGV en projet...) et la prochaine édition du Schéma Décennal exposera leurs résultats.

Comme le Massif Central, **la vallée du Rhône** constitue elle aussi aujourd'hui une plaque tournante des mouvements d'énergie. Elle accueille une forte concentration de moyens de production d'électricité. Aux centrales nucléaires et barrages fils de l'eau s'ajoutent, principalement dans la basse vallée du Rhône des groupes thermiques à flamme. Cette production irrigue le Languedoc, la Provence, les Alpes, la région lyonnaise et la Bourgogne. En sus des productions éoliennes et solaires se développent également des cycles combinés au gaz, tout particulièrement dans la zone industrielle de Fos (cf. §7.4.3). L'arrivée de ces nouvelles productions, principalement dans la basse vallée du Rhône, conjuguée à une baisse massive de la consommation de la filière d'enrichissement d'uranium induiront dans les prochaines années un déséquilibre sur le réseau 400 kV. Cette fragilité pourrait alors conduire à un incident de grande ampleur dans le quart sud de la France voire à un incident de taille européenne.

Pour accompagner le dynamisme démographique et la compétitivité économique des régions concernées, en maintenant la sûreté du système électrique, RTE a opté pour une stratégie de renforcement de son réseau en deux volets l'un à court et moyen terme l'autre à plus long terme :

- Depuis 2011, et ce jusqu'en 2016, des travaux de sécurisation et d'optimisation sont engagés sur les deux lignes aériennes existantes à 400 kV entre Montélimar et Satolas (Coulange – Pivoz-Cordier – Le Chaffard et Coulange – Beaumont-Montoux – Le Chaffard). Le projet vise à remplacer les câbles actuels par des câbles à faible dilatation de même diamètre et plus performants. Ces câbles, qui ont une capacité de transit plus élevée permettront en situation de secours d'assurer la continuité de l'alimentation électrique. Conformément à la politique de sécurisation, des travaux de renforcement des pylônes visant à se prémunir contre des événements climatiques exceptionnels seront effectués. Il s'agit d'un chantier itinérant par phases ce qui permettra de prendre en compte les spécificités des territoires traversés.
- A l'horizon 2018, RTE propose de créer un second lien entre le Languedoc et la Provence : le projet « Midi-Provence ». Il consiste à créer une liaison électrique sous-marine et souterraine, en courant continu, d'une puissance de 1 000 MW sous une tension de 320 kV. D'une longueur d'environ 220 km, la liaison prévoit de raccorder le réseau de Grand Transport des Bouches-du-Rhône au poste de La Gaudière (Aude). Avec la possibilité de programmer les flux cette liaison permettra d'accroître les capacités d'échange d'énergie entre la Provence et le grand Sud-Ouest, d'assurer leur secours mutuel et contribuer à la sécurité d'alimentation de ces territoires (cf. § 7.3.3).

Ces renforcements permettent d'accompagner les scénarios de développement de la production à l'horizon 2020 présentés dans le bilan prévisionnel et résumés au §5. Le raccordement d'autres unités de forte puissance exigera de renforcer la capacité d'évacuation, vers le sud-ouest ou vers le nord-est, selon, avec probablement des changements de conducteurs au sud du Tricastin ou à l'est de Lyon.

7.2.3 Des flux Nord-Sud mais aussi Ouest-Est sur la façade est du pays

Le développement massif du photovoltaïque de l'Alsace à la Provence mais aussi en Allemagne, Suisse et Italie, induit des mouvements d'énergie pendulaires nouveaux et croissants entre le jour et la nuit. L'arrêt des centrales nucléaires en Allemagne, principalement localisées dans le sud du pays, tend également à renforcer les flux ouest-est. Dans ce contexte, les barrages hydraulique des Alpes, notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, en France et en Suisse (en particulier dans le Valais) pourront voir leur utilisation évoluer pour stocker l'énergie lors des pics de production d'énergie renouvelables et la redistribuer ensuite.

RTE n'a identifié jusqu'ici que des besoins de renforcement relativement ponctuels, s'agissant en particulier de **symétriser les transits sur le réseau**. C'est ainsi que les circuits 400 kV qui passent à proximité des trois postes 400 kV de l'est de la France (St Avold, Vincey, Génissiat⁵¹) aujourd'hui viendront les desservir demain. Au-delà, des travaux de remplacement de conducteurs sur les ouvrages existants (par exemple entre la Meurthe et Moselle et les Vosges ou en Alsace) pourront s'avérer nécessaires.

Beaucoup d'incertitudes demeurent en effet quant au développement et aux modalités d'utilisation des moyens de production d'électricité dans ces régions frontalières qui font l'objet d'études communes des gestionnaires de réseau de transport, notamment dans le cadre d'ENTSOE (voir aussi le § 7.1.4).

⁵¹ Ces travaux s'inséreront dans le cadre plus large d'une nécessaire reconstruction du poste de Génissiat.

Fluidifier les transits interrégionaux et faciliter les secours entre les régions



7.3 Accompagner l'évolution de la consommation

La consommation électrique est fonction directe du dynamisme démographique et économique d'un territoire. La sécurité d'alimentation est un pré-requis du développement.

L'évolution de la consommation d'un territoire résulte de plusieurs tendances de fond. A la hausse, elle est tirée par le nombre de ménages et d'entreprises qui s'y installent ; par le développement de nouveaux appareils qui accompagnent les nouveaux modes de vie ; par le report des énergies fossiles vers l'électricité (transports en commun ferrés, automobiles électriques, pompes à chaleur...). A la baisse, elle est tirée par l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels et des appareils domestiques⁵². Au-delà d'un taux de croissance, potentiellement très contrasté d'un territoire à un autre, c'est la forme des appels de charge elle-même qui est transformée.

Deux régions françaises présentent des fragilités d'alimentations à très court terme : **Bretagne et Provence Alpes Côte d'Azur**. Elles font ainsi l'objet d'un développement plus important dans ce chapitre.

Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement des territoires, quatre autres projets se distinguent de part la taille du territoire qu'ils concernent, avec construction ou reconstruction d'ouvrages à 400 kV ou à 225 kV sur plus de 60 km : **la sécurisation du nord de la Champagne, des Deux-Loires, de la Haute-Durance et du Sud des Pays-de-la-Loire**. Ils font l'objet chacun d'une section de ce chapitre. Vingt projets sont ensuite regroupés selon une typologie pédagogique, mais arbitraire.

7.3.1 Le filet de sécurité Bretagne

La région Bretagne est toujours confrontée à une forte croissance de la consommation d'électricité et à une faiblesse des moyens de production que compense difficilement le réseau de transport d'électricité.

L'Etat et les collectivités territoriales restent mobilisés sur cette situation préoccupante. Face à la situation de fragilité électrique de la Bretagne, l'Etat, La Région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH (l'Agence Nationale de l'Habitat) ont signé, le 14 décembre 2010, le « **Pacte électrique breton** »⁵³ qui vise à sécuriser l'avenir électrique de la Bretagne en proposant des solutions autour d'un « trépied » d'actions nécessaires et complémentaires :

- des efforts importants de Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE),
- un développement ambitieux de la production d'énergies renouvelables (ENR),
- la sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (production et réseaux).

L'ensemble des signataires se sont engagés à mettre en œuvre, dans le respect de leurs compétences respectives, les actions concourant à l'atteinte des objectifs définis dans le pacte.

Le réseau actuel et la sécurité d'approvisionnement

Les moyens de production situés en Bretagne ne fournissant qu'une très faible partie de l'électricité consommée dans la région (9.5% en 2010), cette dernière est essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport. La puissance disponible sur le territoire national est mise à disposition de la région via un axe 400 kV double circuit Launay – Domloup –

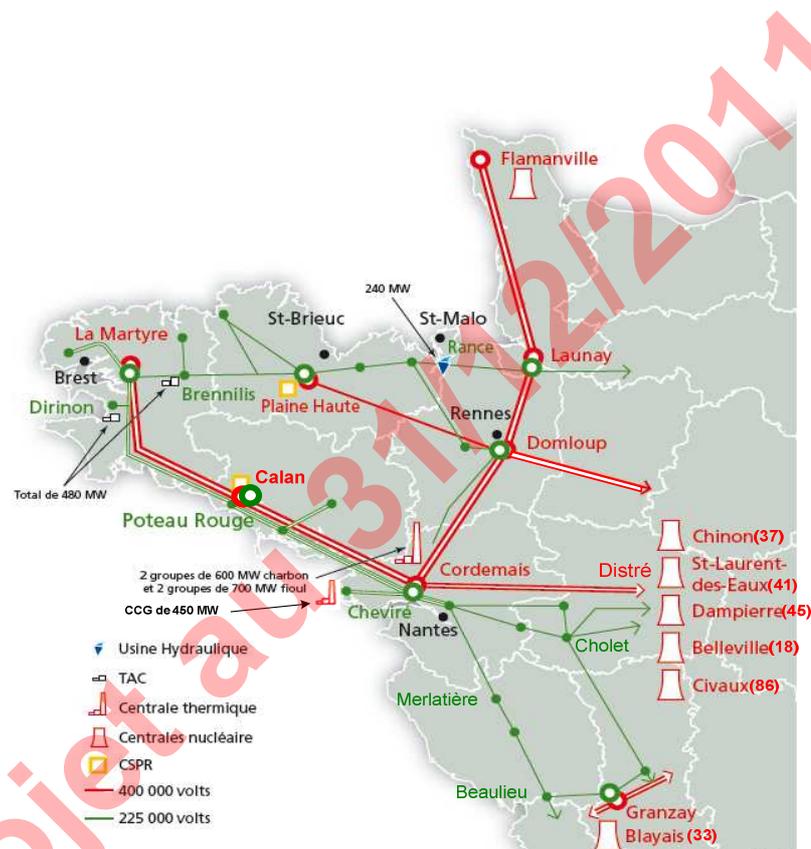
⁵² La production décentralisée vient aussi limiter les soutirages. Mais elle est intermittente, et si son développement n'est pas réellement diffus et proportionné aux consommations caractéristiques des zones où il se concrétise, il reste nécessaire de dimensionner le réseau pour permettre le secours de l'alimentation ou à l'inverse l'évacuation de surplus de production.

⁵³ <http://www.bretagne.developpement-durable.gouv.fr/le-pacte-electrique-breton-r368.html>

Cordemais, décrivant un arc le long de la limite est de la Bretagne. Cet arc est solidement raccordé au réseau 400 kV national, par trois lignes à double circuit.

Ensuite, la répartition des transits d'électricité vers la Bretagne s'effectue via deux axes :

- au Sud-Bretagne, depuis le poste de Cordemais (près de Nantes), d'où partent une ligne à double circuit 400 kV, et un faisceau de cinq lignes 225 kV, en direction du Nord-Ouest vers Calan (Lorient) et La Martyre (Brest),
- au Nord-Bretagne, essentiellement depuis le poste de Domloup (Rennes), à partir d'une ligne 400 kV à un seul circuit, sous tendue par un réseau 225 kV issu des postes de Domloup et de Launay (Avranches).



Réseau et production actuels en Bretagne

Les mises en service en fin d'année 2010 du cycle combiné gaz à Montoir-de-Bretagne et du poste 400 / 225 kV à Calan ont permis de sécuriser l'alimentation du sud de la Bretagne à moyen terme. Ainsi, le phénomène de saturation du réseau 225 kV issu de Cordemais est résorbé pour une période d'une dizaine d'années.

La Bretagne reste toutefois exposée à une double fragilité :

- une fragilité globale sur l'ensemble de la région liée à un risque d'écroulement de tension généralisé (blackout) du fait de l'éloignement des centres de production et des lieux de consommation,

- une fragilité ciblée sur la partie Nord recouvrant la plus grande partie du département des Côtes-d'Armor et l'agglomération de St-Malo dont l'alimentation serait suspendue, en cas d'indisponibilité de l'axe à 400 kV Domloup - Plaine Haute.

Face à cette situation, et compte tenu des perspectives du parc de production breton, l'Etat lance un appel d'offres pour l'implantation d'un cycle combiné gaz dans le Nord-Finistère qui contribuera à limiter le risque de blackout sur la région.

En complément de ce nouveau moyen de production, RTE lance un programme massif et rapide de moyens de compensation supplémentaires pour une capacité totale de 1 150 Mvar sur l'ensemble de la région d'ici 2013.

Enfin, suite à la non-réalisation du projet de centrale à St-Brieuc, qui aurait permis de résorber les contraintes d'approvisionnement d'une grande partie du département des Côtes-d'Armor et des agglomérations de Saint-Malo et de Dinard, il est indispensable de procéder à un renforcement du réseau public de transport. Dans cette attente, la sécurité d'alimentation du Nord-Bretagne restera préoccupante pour les hivers à venir.

Le filet de sécurité breton

L'ensemble des actions de MDE et de développement de la production renouvelable retenues dans le « Pacte électrique breton » permettent de rééquilibrer la part d'énergie produite en Bretagne par rapport à sa consommation. Elles ne suffisent cependant pas à assurer la sécurité d'alimentation en électricité de la Bretagne malgré leur ambition et leur crédibilité. En particulier, le caractère intermittent des énergies éolienne et solaire ne permet pas de garantir le niveau de puissance nécessaire lors des périodes de froid.

L'évolution prévisible des moyens de production mobilisables existants et l'analyse de risque sur l'équilibre offre/demande de la région à court et moyen terme qui en découle, font craindre une aggravation de la situation de fragilité électrique déjà constatée. Dans ce contexte, il est apparu indispensable à l'ensemble des signataires du Pacte de formuler des orientations complémentaires sur l'aménagement des réseaux de transport, permettant d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique bretonne.

Le filet de sécurité est composé d'un ensemble de renforcements contribuant ensemble à la sécurisation du réseau électrique breton. Ces investissements sont illustrés et repérés (1,2, 3, 4, 5) dans le schéma suivant :



Les premiers renforcements consisteront à installer entre 2011 et 2013 des moyens de compensation répartis sur l'ensemble du territoire de la région Ouest (1) : des condensateurs dans des postes à 225 kV et deux Compensateurs Synchrones de Puissance Réactive (CSPR), aux postes de Domloup et de La Merlatière (Vendée), pour une capacité totale de 1150 Mvar. Ces moyens de compensation, complétés par le raccordement du CCG dans la zone de Brest (5), redonneront une marge de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension de la Bretagne.

Pour limiter les risques de coupure sur le Nord-Bretagne, les capacités de transformation 400/225 kV seront doublées au poste de Plaine-Haute (2) à l'horizon 2015 et un transformateur déphaseur sera installé au poste de Brennilis (3) pour augmenter les capacités de secours venant de l'ouest de la zone. Ces renforcements seront complétés par une solution plus structurante consistant en la création d'un nouvel axe 225 kV reliant les postes de Calan (près de Lorient) et de Plaine-Haute (région de Saint-Brieuc), desservant au passage le poste de Mur-de-Bretagne (4). Le contexte environnemental et sociétal incite à s'orienter en dépit des longueurs importantes, vers la technologie souterraine afin de favoriser une mise en service à l'horizon 2017. D'une longueur d'environ 80 km, cette liaison traversera le Morbihan (50 km) et les Côtes d'Armor (30 km) et permettra notamment de pallier la défaillance de l'axe 400 kV Domloup – Plaine-Haute en apportant une capacité de secours de plus de 450 MW au Nord-Bretagne. Pour une meilleure régulation des flux, un transformateur-déphaseur sera également installé au poste de Mûr-de-Bretagne. Avec les deux autres appareils de même type installés à La Rance et à Brennilis, il permettra de « piloter » les transits en fonction des situations d'exploitation rencontrées.

Par ailleurs, l'ensemble de ce dispositif permettra de créer une capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies renouvelables dans le Centre-Bretagne et contribuera également à favoriser les possibilités de raccordement concernant l'éolien off-shore. En complément de ces renforcements, des travaux au poste 400 kV de Calan (entrée en coupure du circuit à 400 kV Cordemais - La Martyre dans le poste, doublement de la capacité de transformation 400/225 kV du poste et création d'une liaison à 225 kV vers Poteau-Rouge) sont à l'étude. Ils permettront d'équilibrer d'ici 2020 les flux sur la pointe Bretagne et d'améliorer la sûreté électrique de la zone.

A plus long terme

La sécurité d'alimentation de la région au delà de 2020 devra être examinée en fonction des actions de MDE effectuées, de l'évolution de la consommation, du développement des énergies renouvelables et plus particulièrement en cas de non pérennisation de la production actuelle sur le site de Cordemais ou en l'absence d'une nouvelle production mobilisable sur la région permettant de combler ce déficit.

7.3.2 Le Filet de sécurité « PACA »

Le réseau actuel et la sécurité d'approvisionnement

Le Var, les Alpes-Maritimes et Monaco ne produisent que 10 % de l'électricité qu'ils consomment, et dépendent donc de la production acheminée depuis les départements voisins. L'alimentation électrique de l'Est PACA dépendait avant 2010 d'un seul axe à un circuit 400 kV et à un circuit 225 kV, situé au sud de la région. Cet axe, au départ de Tavel (Avignon), dessert les postes électriques de Réaltor (Marseille - Aix en Provence), Néoules (Toulon - Hyères), Trans (Draguignan - Saint Tropez - Fréjus), Biançon (Cannes - Grasse - Antibes) et Broc Carros (Nice - Menton).

Cette situation présentait plusieurs difficultés :

- Cet axe sud arrivait à saturation aux heures de pointe, notamment en hiver aux heures de forte consommation, avec un risque d'écroulement de tension ;

- En cas d'aléa touchant l'unique circuit à 400kV qui desservait l'Est PACA (avarie technique, incendie de forêt...), l'ensemble du réseau à 225kV n'était souvent plus en mesure d'assurer la totalité de l'alimentation de la zone qui était de ce fait exposée à des risques de délestage ;

Pour se prémunir de cette fragilité d'alimentation, la construction d'une ligne à 400 kV reliant les postes de Boutre et de Broc Carros avait été proposée par RTE. La déclaration d'Utilité Publique de ce projet ayant été annulée par le Conseil d'Etat en juillet 2006, RTE a proposé en 2008 :

- De réaliser rapidement une première phase de travaux pour réduire les risques de coupure,
- De développer à terme un filet de sécurité pour limiter les risques de coupure dans la région.

La première phase de travaux

L'année 2010 a été marquée par la fin de la réalisation de la première phase des mesures qui concourent à sécuriser l'alimentation de l'Est PACA. Ces investissements ont porté sur :

- Le passage en 400 kV de la totalité de l'axe double qui relie Néoules (Toulon) à Broc Carros (Nice). Ceci a permis une augmentation de la capacité de transport de l'axe Sud de l'ordre de 30% ;
- L'installation d'un transformateur-déphaseur sur la ligne 225kV Boutre (Manosque) - Coudon, afin d'optimiser l'utilisation de cette ligne ;
- L'installation de bancs de condensateurs supplémentaires dans les postes pour améliorer le contrôle de la tension.

Ces mesures ont été efficaces dès l'hiver 2010-2011 : malgré des températures très basses, RTE n'a été amené à lancer qu'une seule alerte sur la période.

Par ailleurs, plusieurs sites de production sont installés ou en voie de l'être dans les Bouches-du-Rhône. RTE a engagé l'adaptation de son réseau pour accueillir l'électricité produite par ces nouvelles centrales. Deux nouveaux postes électriques à 400 kV vont être mis en service pour desservir respectivement la zone industrielle de Ponteau-Lavéra et la zone industrielle de Fos-sur-Mer. L'Ouest de la région PACA verra ainsi son approvisionnement en électricité assuré par la production locale et le réseau existant. D'un point de vue national, l'arrivée de ces moyens de production, conjuguée à l'arrêt de l'actuelle usine d'enrichissement d'uranium raccordée au poste de Tricastin, modifiera à terme les flux circulant en vallée du Rhône et vers le Languedoc et l'Espagne : des adaptations du réseau de transport sont donc à envisager, dans un périmètre couvrant un vaste quart sud-est de la France.

Cependant, cette première étape des travaux ne change rien aux conséquences d'une avarie grave sur l'axe Sud, désormais double à 400 kV, ou d'un incendie à proximité immédiate de cet axe, comme ceux connus en novembre 2008 et en juillet 2009. C'est pourquoi, RTE a retenu la stratégie dite du « filet de sécurité » à 225 kV pour renforcer le réseau et limiter les risques de coupure de l'Est PACA.

Le filet de sécurité PACA

RTE s'est engagé à réaliser pour fin 2015 trois nouvelles liaisons souterraines à 225 kV. Elles constitueront des itinéraires « bis » pour l'électricité en cas de coupure de l'« autoroute » principale à 400 kV. Grâce à ce programme, l'alimentation électrique du Var et des Alpes-Maritimes sera durablement renforcée.

Ce nouvel investissement de RTE consiste à renforcer le maillage des lignes existantes en construisant les trois lignes souterraines à 225 kV suivantes :

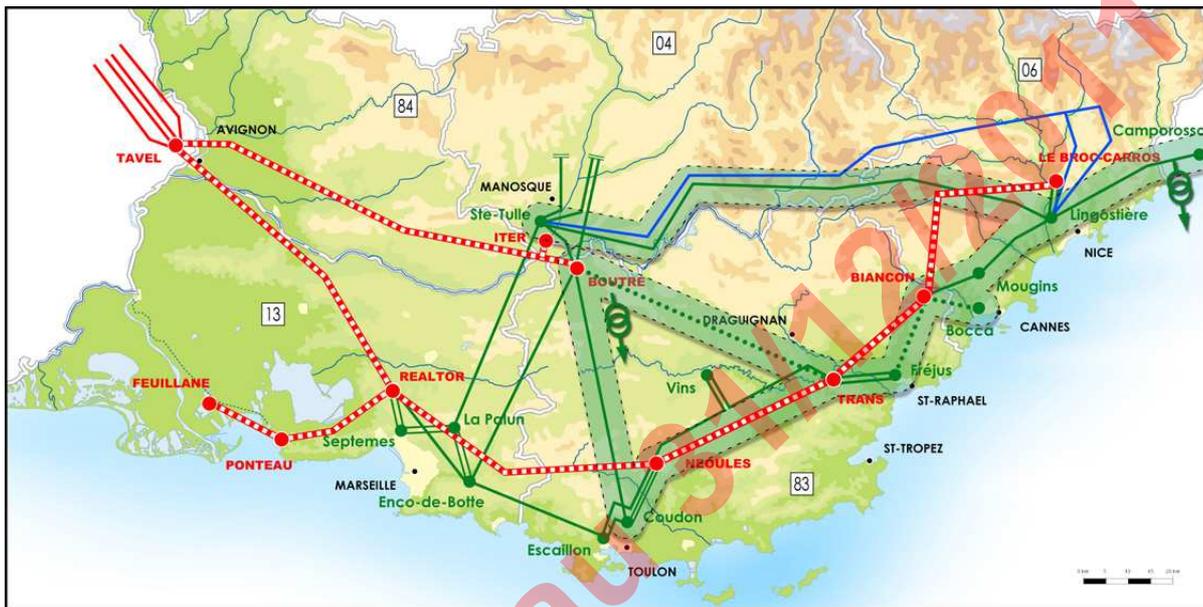
- Une ligne entre Boutre (Manosque) et Trans-en-Provence (Draguignan) de 65 km,
- Une ligne entre Fréjus et Biançon (St-Cassien) de 26 km,

- Une ligne entre Biançon et Bocca (Cannes) de 17 km.

Il faut noter que la réalisation d'une ligne à 225 kV en souterrain sur un linéaire de 65 km constitue une première mondiale et un défi technique.

En complément de ces travaux, la ligne existante à 225 kV entre la France et l'Italie sera équipée d'un transformateur-déphaseur permettant de renforcer l'utilisation de cette ligne en secours mutuel entre les deux pays. Des travaux aux postes 400 kV de Tavel (augmentation de la tenue aux courants de court-circuit, remplacement de sectionneurs, et installation de disjoncteurs supplémentaires) et de Réaltor (installation d'un couplage, remplacement de disjoncteurs, et éloignement électrique des départs Ponteau 1 et 2) ainsi que la fiabilisation de la liaison optique entre ces deux postes seront aussi engagés pour améliorer la sécurité d'alimentation de la zone d'ici 2015 en fiabilisant cet axe 400 kV.

La carte ci-dessous met en évidence les ouvrages du « filet de sécurité » à 225kV :



Circuit à : — 400 000 volts — 225 000 volts — 150 000 volts

Liaison à : 225 000 volts à créer

● Transformateur du 400 000 volts vers niveaux inférieurs

● Transformateur du 225 000 volts vers niveaux inférieurs

⊗ Transformateur / Déphaseur (permet de régler les flux)

Le filet de sécurité 225 kV permettra d'éviter la mise hors tension totale en cas de défaut double de l'axe Sud et d'assurer une qualité de l'électricité semblable au reste de la France. Il va accroître la capacité de transit du réseau électrique. Mais la durée de l'efficacité de ce dispositif est liée à la puissance transitée : plus la croissance de la consommation sera modérée, plus l'efficacité du filet de sécurité sera longue.

A plus long terme

Au-delà du filet de sécurité pour l'Est PACA, d'autres travaux structurants sont prévus dans la région.

En 2016, les besoins spécifiques de l'alimentation électrique du client ITER nécessiteront d'exploiter à 400 kV la liaison actuelle Bouyres- Plan d'Orgon – Tavel exploitée jusqu'à présent en 225 kV, ce qui aura pour conséquence de supprimer l'injection 225 kV du poste de Plan d'Orgon raccordée sur cette ligne. Il sera alors nécessaire, à cette échéance, de reconstituer un point d'injection 400/225 kV pour l'alimentation du Vaucluse.

RTE envisage la création d'un échelon 400 kV au poste de Roquerousse, qui serait desservi par l'ensemble des lignes 400 kV qui alimentent la région et passent à proximité du site. Cet ouvrage permettrait :

- d'insensibiliser la région au risque d'incendie à proximité d'un axe 400 kV double au nord de ce poste (soit sur les 2/3 de la longueur des 2 axes actuels). Si le besoin est avéré, une nouvelle liaison 400 kV pourrait permettre de sécuriser la partie restante entre Roquerousse et Réaltor.
- de dissocier l'alimentation du Vaucluse et des Bouches du Rhône, en complément ou alternative à la création de l'échelon 400 kV au poste de Plan d'Orgon.
- d'améliorer la qualité de l'électricité dans une région industrielle et centres de recherche de pointe, avec l'arrivée notamment du projet ITER.
- de garantir les capacités de secours mutuel entre la Provence et le Sud-Ouest, via la nouvelle artère Midi-Provence, quelle que soit la localisation effective de futurs moyens de production en PACA.

7.3.3 Nord de la Champagne, Reims et Ardennes

Le réseau électrique régional est structuré autour d'un axe nord-sud reliant Charleville-Mézières à Troyes via Reims et Châlons-en-Champagne : la ligne à 400 kV Lonny-Seuil-Vesle. Cet axe est particulièrement sollicité tant pour alimenter les grandes agglomérations et les sites industriels de la région que pour évacuer la production régionale d'électricité. Il représente la principale ligne d'alimentation électrique d'un vaste territoire comptant près d'un million d'habitants et un important tissu économique.

Cet axe présente diverses fragilités, essentiellement liées aux caractéristiques intrinsèques de l'ouvrage et à la structure du réseau électrique de la région et s'avère inadaptée aux besoins du territoire. S'agissant de la sécurité d'alimentation, trois fragilités ont été identifiées :

- Si la ligne Lonny-Seuil-Vesle connaît une panne, le sud Ardennes, la Marne et le sud de l'Aisne risquent d'importantes coupures d'électricité (de 30 000 à 300 000 habitants selon les cas).
- La ligne Lonny-Seuil-Vesle connaît de forts transits ce qui entraîne des chutes de tension au poste de Vesle (Reims). Les conséquences peuvent aller de l'apparition de coupures dans l'alimentation de la région rémoise jusqu'à un black-out régional ou à plus large échelle.
- Cet axe électrique régional majeur est chaque année de plus en plus sollicité. Il est proche de sa limite de capacité lors de pointes de consommation hivernales. Pour éviter la surcharge prévisible à court terme, RTE serait amené à couper des clients ou à limiter la production d'électricité.

Parallèlement, la croissance de la production d'électricité d'origine éolienne dans la région risque de congestionner cet axe. Demain, cet ouvrage de grand transport, très fortement sollicité ne pourra plus assurer de manière fiable sa mission.

RTE propose ainsi de reconstruire à deux circuits 400 kV la ligne Lonny-Seuil-Vesle. Cette solution permet de répondre de manière pérenne aux besoins des territoires et constitue une opportunité pour améliorer l'intégration dans l'environnement de l'ouvrage en recherchant un tracé prenant en compte les évolutions constatées de l'habitat depuis les années 1970.

En sécurisant et en renforçant le poste de Vesle d'ici à 2016, le réseau régional de transport d'électricité sera à la fois au rendez-vous et au cœur de la croissance économique de la région Champagne-Ardenne.

7.3.4 Deux-Loires

L'axe entre Le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Étienne concentre d'importants pôles urbains et industriels de la Haute-Loire et de la Loire. Sur le plan électrique, cette zone est alimentée par une ligne à 225 kV, qui accompagne depuis près de 70 ans le dynamisme industriel et économique de la région. Construite en 1941, cette ligne atteint aujourd'hui ses limites techniques.

Un territoire dynamique...

Le projet supporte les ambitions du territoire :

- Accueillir de nouveaux habitants : d'ici à 2030, le Sud Loire et l'Yssingelais se préparent à accueillir respectivement 50 000 et 20 000 habitants supplémentaires. Cette ambition va de pair avec des besoins accrus en énergie.
- Conforter l'attractivité économique : l'est du Massif central accueille de nombreuses entreprises commerciales et industrielles (plasturgie, mécanique, agro-alimentaire...). La compétitivité et l'attractivité du territoire passent par une alimentation électrique fiabilisée.
- Développer les éco-activités : depuis longtemps déjà, les barrages du Massif central assurent une production d'électricité « verte ». Dans la lignée du Grenelle de l'Environnement, cette production se diversifie : photovoltaïque, éolien et biomasse (filière bois-énergie). Le réseau électrique doit être en capacité d'accueillir l'énergie produite régionalement.

... alimenté par un axe électrique vieillissant

Les territoires du Sud Auvergne sont principalement alimentés par une ligne à 225 kV. Cette ligne construite en 1941 arrive en limite de ses capacités. Bientôt, elle ne suffira plus à transporter l'électricité nécessaire pour accompagner le développement des territoires.

L'alimentation électrique doit être sécurisée : si cette liaison unique est interrompue, tout le réseau du Massif central en sera affecté. Plusieurs centaines de milliers de clients pourraient être privés d'électricité.

La solidarité énergétique doit être confortée : en permettant le passage du courant dans le sens ouest-est mais aussi est-ouest, cette ligne est la seule à assurer un rôle de secours mutuel entre les grandes agglomérations du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne. Si ce lien est rompu, chaque territoire se trouvera fragilisé.

Le projet Deux-Loires : reconstruire la ligne existante en améliorant son tracé

Remplacer la ligne existante par une nouvelle ligne de plus grande capacité en adaptant son tracé aux évolutions en cours sur le territoire : c'est le projet mis à la concertation sous l'égide des préfets des 2 départements.

La future ligne sera raccordée d'ici à 2016 aux postes électriques de Pratclaux, Sanssac, Trevas et Rivière afin d'alimenter en électricité tous les territoires traversés. Une fois la ligne construite :

- la fiabilité de l'alimentation électrique de la zone sera renforcée par la présence de deux circuits au lieu d'un seul ;
- la solidarité énergétique entre les trois bassins de vie du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne continuera à être assurée ;
- l'accueil d'activités de production d'énergie renouvelable - en cohérence avec la vocation historique du territoire (énergie hydraulique) - sera rendu possible ;
- l'ancien ouvrage sera supprimé.

7.3.5 Haute Durance

En 2009, RTE a réalisé en association avec les acteurs du territoire un diagnostic énergétique pour pouvoir accompagner le développement de la haute vallée de la Durance, qui s'étend du barrage de Serre-Ponçon à Briançon. Principal constat : le réseau électrique n'est plus adapté aux besoins futurs de la Haute-Durance. La haute vallée de la Durance est en effet un espace dynamique où les projets de développement se multiplient. Elle présente également une spécificité forte : un afflux de fréquentation touristique durant les périodes estivales et hivernales.

Or, l'alimentation électrique de ce territoire repose essentiellement sur une ligne unique à 150 kV construite en 1936. Elle montre logiquement des signes de vieillissement et n'est plus adaptée aux enjeux énergétiques du territoire pour le XXIème siècle. La situation de la Haute-Durance est d'ores et déjà fragile lors du pic de consommation d'électricité en hiver.

Aujourd'hui, le réseau de la Haute-Durance, structuré autour de l'ancienne ligne à 150 kV, est capable de transporter jusqu'à 220 MW d'électricité. Le diagnostic énergétique partagé entre les acteurs du territoire montre que cette limite pourrait être atteinte dès 2016, les besoins du territoire étant estimés à 250 MW à l'horizon 2020.

Deux échéances clefs apparaissent :

- 2016 : date à laquelle la limite de capacité du réseau actuel sera atteinte ;
- 2020 : date de fin de vie estimée de la ligne à 150 kV, actuelle clef de voûte du réseau de la Haute-Durance.

Les résultats du diagnostic énergétique de la Haute-Durance montrent une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 70 à 80 MW d'ici à 2020. Mais la mise en œuvre, dans le même temps, par les collectivités et l'Etat de mesures d'incitation et de soutien aux économies d'énergie pourrait permettre de diminuer de 20 à 30 MW cette croissance de la consommation. RTE a donc opté pour un scénario sobre en consommation énergétique pour dimensionner son futur réseau.

- Pour tenir compte de ces évolutions prévisibles des besoins électriques du territoire, RTE a conçu un programme décliné en six projets. Ils seront réalisés les uns après les autres en fonction des besoins avérés du territoire.
- Ces projets consistent à créer un réseau à 225 kV en remplacement du réseau à 150 kV actuel afin de transporter l'énergie nécessaire au territoire, et à rénover le réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement). Ceci se faisant en réutilisant au mieux les fuseaux existants afin de préserver, et si possible améliorer, l'environnement de la Haute-Durance.
- La mise en service de l'ensemble des projets à l'horizon 2020 permettra de plus la suppression du dernier tronçon de la ligne à 150 kV entre Serre-Barbin (Le Monétier-les-Bains) et Valloire en Maurienne. Le bilan environnemental global du projet apparaît positif puisqu'il conduira à diminuer la longueur du réseau aérien de la zone de plus de 100 km.
- L'ensemble de cette adaptation du réseau de la Haute-Durance devra être mis en service d'ici 2020.

7.3.6 Sud des Pays de la Loire

Un territoire particulièrement dynamique

De Nantes à Cholet et La Roche-sur-Yon, le Sud des Pays de la Loire connaît une importante croissance démographique et un dynamisme économique reconnu. La consommation d'électricité augmente en conséquence. RTE doit adapter le réseau à très haute tension régional pour garantir l'alimentation électrique et accompagner le développement des territoires.

Avec près de 3,5 millions d'habitants en 2008, la région Pays de la Loire est désormais la 5ème région la plus peuplée de France. Depuis la fin des années 90, elle accueille plus de 30 000 nouveaux habitants chaque année (+0,9 % par an entre 1999 et 2006 selon l'Insee). Le sud de cette région entre Nantes, Cholet et La Roche-sur-Yon connaît les progressions parmi les plus impressionnantes.

Arrivée de nouveaux habitants, implantations d'entreprises... très logiquement, la consommation d'électricité augmente fortement dans la région : plus 3% par an ces dernières années. Si 2009 a été marquée par une légère inflexion liée à la crise, les premières estimations de 2010 montrent un net retour à la croissance.

Un réseau fragile

Premier constat, les lignes à 400 kV contournent le sud des Pays de la Loire en reliant Niort, Saumur et Nantes sans desservir le cœur de ce territoire.

Conséquence, l'énergie nécessaire aux habitants et entreprises du sud des Pays de la Loire passe par le réseau à 225 kV. Ce réseau de « routes nationales » est d'ores et déjà fortement sollicité alors que le territoire poursuit sa croissance démographique et économique. Ainsi, notamment en hiver, le réseau électrique du sud des Pays de la Loire est proche de la saturation.

La situation est telle qu'il est désormais très difficile de se passer d'une des lignes du réseau, en cas de panne ou pour simples travaux de maintenance par exemple. En effet, lorsqu'une ligne est hors service, l'énergie transite par les lignes voisines. Déjà très sollicitées, elles risquent d'être immédiatement en surcharge. Des coupures préventives (délestages) sont alors nécessaires.

Les principes de renforcements proposés

Pour garantir durablement l'alimentation électrique du sud des Pays de la Loire, RTE préconise d'agir d'ici 2015 :

- sur le réseau à 400 kV en créant une nouvelle injection au cœur des Mauges
- sur le réseau à 225 kV en le renforçant à certains endroits stratégiques.

Cette action à double détente permet :

- de sécuriser l'alimentation des Mauges et du Choletais par la création d'un nouveau poste 400 / 225 kV et de sa liaison sur le poste des Mauges,
- d'accompagner le développement du vignoble nantais, de la vallée de Clisson et de la Vendée par une nouvelle ligne 225 kV entre les postes de Recouvrance (Clisson) et Merlatière (La Roche-sur-Yon).

En renforçant le maillage du réseau 225 kV à partir d'une nouvelle injection à 400 kV, RTE apporte une réponse globale et durable aux besoins en électricité du Sud des Pays de la Loire.

7.3.7 20 projets de sécurisation de l'alimentation électrique de grandes agglomérations et territoires dynamiques

Les projets de sécurisation couvrent un spectre très vaste en termes de consistance : les renforcements consistent souvent à renforcer la capacité des postes électriques en y adjoignant un nouvel appareil de transformation⁵⁴. Dans certains cas, il peut être nécessaire de créer un nouveau poste d'injection 400 kV avec un échelon de transformation vers les réseaux de répartition. La sécurisation des grandes agglomérations peut exiger de substituer au réseau de répartition 63 kV ou 90 kV existant et vieillissant un réseau plus puissant en 225 kV.

Chaque projet de sécurisation est unique et consiste souvent en une combinaison de solutions élémentaires. Il est donc passablement réducteur de regrouper plusieurs projets selon la classification ci-dessous. Elle permet cependant de mieux identifier où et comment porteront les efforts à réaliser dans la décennie à venir.

La liste ci-dessous ne peut être exhaustive compte tenu des incertitudes qui marquent l'évolution de la consommation de certains territoires à l'horizon 2020. Ainsi d'autres zones devront sans doute voir dans les années à venir leur réseau d'alimentation renforcé pour répondre à la croissance de la demande d'électricité, et ce à toutes échelles. On pressent ainsi par exemple que ce sera le cas de l'Île de France, avec le développement du Grand Paris avec ses pôles d'activité et la création de nouvelles lignes de métro régionales ; mais aussi du sud du département du Morbihan, avec la zone côtière et très touristique située autour de la presqu'île de Quiberon, où un renforcement de transformation sera probablement nécessaire, associé à une restructuration du réseau sous-jacent.

Renforcer les transformations des postes existants

Au-delà des renforcements évoqués précédemment, RTE prévoit dans la décennie à venir de renforcer la transformation au sein d'une dizaine de postes vitaux pour les territoires qu'ils desservent⁵⁵ :

- L'alimentation de l'**agglomération de Pau** repose sur le poste 400 kV de Marsillon, équipé de deux échelons de transformation distincts 400/225 kV et 400/63 kV. En 2012, l'installation d'un transformateur 400/225 kV et d'un couplage au poste de Marsillon permettront d'optimiser la circulation des flux, améliorer la sûreté d'alimentation et la qualité de la tension de la zone, et diminuer les pertes.
- La croissance de la consommation de **l'Aude** rend nécessaire en 2013 l'ajout d'un deuxième transformateur 400/63 kV de 150 MVA au poste Issel.
- L'évolution de la consommation du **sud de la Seine et Marne** rend nécessaire en 2014 l'ajout d'un transformateur 400/225 kV de 300 MVA au poste du Chesnoy en complément des deux appareils de 600 MVA existants.
- **L'agglomération de Nantes et le Pays de Retz** est principalement alimentée par trois postes 225/63 kV situés au sud et à l'est. Cette configuration entraîne à terme une saturation des lignes 63 kV ou des transformateurs 225/63 kV issus de ces postes. A l'horizon 2015 sont proposées la création d'un nouveau poste 225/63 kV équipé d'un transformateur de 170 MVA, accompagné de deux nouvelles liaisons 63 kV au nord-ouest de Nantes ; et la création de l'échelon 225 kV au poste existant de Brains, assorti de la reconstruction de deux lignes 63 kV.

⁵⁴ Un transformateur permet de transférer l'énergie entre les niveaux de tension du réseau, en l'occurrence des plus hauts vers les plus bas, pour la répartir aux réseaux de distribution et grands sites industriels.

⁵⁵ En 2011, a été mis en service un deuxième transformateur 400/63kV de 240 MVA au poste de Charpenay afin de renforcer l'alimentation électrique du Nord de Lyon.

- La croissance de la consommation de l'**agglomération de Tours** rend nécessaire en 2014 l'ajout d'un troisième transformateur 400/90 kV de 240 MVA au poste de Larçay.
- La croissance de la consommation de Bourges et du **nord de l'Indre**, renforcée par la mise en service du poste 225/90 kV de Saint Cyr en Val (sud d'Orléans) en 2014 rend nécessaire en 2013 le remplacement de l'unique autotransformateur de 300 MVA du poste de Marmagne par un appareil neuf plus puissant de 600 MVA.
- **L'agglomération clermontoise**, est alimentée par une boucle 225 kV qui prend appui sur les deux postes 400 kV de Bayet et Rulhat équipés de respectivement trois et deux transformateurs de 300 MVA. Les risques de surcharge conduisent à l'installation d'ici 2014 d'un transformateur 400/225 kV de 600 MVA et d'un couplage 400 kV à Rulhat associés au passage à une exploitation à 400 kV du terne exploité actuellement en 225 kV de la liaison double ternes Bayet - Rulhat. Cette liaison à sa construction était prévue pour être exploitée à ce niveau de tension. En complément, la croissance de la consommation de l'agglomération sera accompagnée par la création d'une liaison 225 kV entre les postes d'Enval et de Malinrat, et par la création, entre les deux, d'une injection 225/63 kV.
- **Le pays de Gex et les environs de Bellegarde sur Valserine** connaissent une croissance démographique soutenue et la puissance livrée devrait progresser de 2,8% par an pour atteindre 180 MW en hiver 2014/2015, voire plus de 200 MW par grand froid. L'alimentation repose sur deux transformateurs de 100 MVA (au poste d'Arlod) et 150 MVA (au poste de Bois-Tollot). Un deuxième transformateur 400/63 kV de 150 MVA et un couplage 63 kV seront ajoutés à Bois Tollot en 2014. Cette solution pérennise le bouclage avec les réseaux du Jura et de Haute-Savoie offrant secours mutuel et moindres pertes en ligne.
- Dès 2015, la transformation du poste d'Albertville (trois transformateurs 400/225, deux de 600 MVA, un de 300 MVA) ne peut faire face en cas d'avarie à la forte augmentation des consommations de la **Savoie**, tirée par la croissance des besoins en énergie électrique des stations de ski. L'ancien appareil de 300 MVA sera donc remplacé par un appareil neuf plus puissant de 600 MVA d'ici à 2016.

Créer de nouveaux postes d'injection 400 kV

Avec le poste des Mauges (cf. § 7.3.6), RTE prévoit la création de onze nouveaux postes 400 kV dans la décennie à venir⁵⁶ :

- **L'ouest de la Franche Comté** (Besançon, Dole, Pontarlier et Champagnole) est aujourd'hui alimenté via un réseau de lignes 225 kV issues du poste de Mambelin au sud-ouest de Montbéliard. Ce réseau doit être renforcé pour faire face au risque de saturation et de coupure l'hiver, notamment par grand froid pour environ 150 000 foyers. Pour pallier ce risque et alimenter en sus la LGV Rhin Rhône sans dégradation de la qualité de fourniture, RTE mettra en service en 2012 un poste à proximité de Frasne (sud du département du Doubs), équipé d'un transformateur 400/225 kV de 300 MVA et d'un transformateur 225/63 kV de 100 MVA, et restructure le réseau 225 kV et 63 kV voisin.
- Pour pallier les conséquences d'une indisponibilité en hiver d'une des deux liaisons 225 kV qui alimentent le poste de Laval, qui dessert toute la **Mayenne**, le nouveau poste d'Oudon, à l'extrémité sud du projet **Cotentin - Maine**, sera équipé d'un transformateur de 600 MVA et une troisième liaison d'alimentation 225 kV de 20 km environ sera réalisée entre les postes de Laval et Oudon. La mise en service de ce renforcement est prévue pour 2014.

⁵⁶ En 2011, ont été mis en service le poste 400 kV de Molière (afin de sécuriser l'alimentation électrique de l'agglomération de Sablé-sur-Sarthe), et l'échelon à 400 kV du poste de La Capelle afin de renforcer l'alimentation électrique de l'Avesnois.

- La capacité de transformation des postes 400 / 90 kV de la **Manche** est insuffisante et doit être renforcée. Le renforcement de la transformation au poste de Terrette (situé au nord-ouest de Saint-Lô) ne constitue pas une solution satisfaisante. D'une part, la structure du poste de Terrette ne permet pas de renforcer sa capacité de transformation et d'autre part, la croissance de la charge concerne essentiellement le sud et le centre du département. Le renforcement de la transformation dans la zone de Périers est alors le plus naturel à envisager du point de vue de la localisation des charges. Un transformateur de 240 MVA sera donc installé en 2012 dans le nouveau poste en construction de Taute, poste amont du projet **Cotentin – Maine**. Un deuxième appareil de 240 MVA lui sera adjoint à l'horizon 2020 si l'évolution des charges le nécessite.
- **L'ouest amiénois**, 500 000 habitants, voit tant sa consommation croître que se développer les énergies renouvelables. Il n'est desservi que par le poste 400 kV d'Argœuves et les deux postes 225 kV de Beauchamps et de Blocaux, alimenté chacun par une seule liaison 225 kV. RTE préconise d'ici 2015 de créer un poste 400/225 kV sur la ligne 400 kV qui relie Penly à Argœuves ; et de boucler le réseau 225 kV entre ce nouveau poste et le poste de Blocaux. Compte tenu des zones protégées du point de vue environnemental (création notamment du PNR Picardie Maritime), des enjeux Paysages codifiés par les services de l'Etat et les collectivités concernées, et des délais, ce nouvel axe 225 kV serait réalisé en câbles souterrains.
- **Le sud de la Vienne, le sud-est des Deux-Sèvres et le nord de la Charente** sont alimentés par deux longues files de liaisons aériennes à 90 kV (de 100 et 130 km) qui se croisent au sud de Poitiers. La croissance de la consommation du territoire conduit à des risques de saturation de ces files et des transformateurs qui les alimentent, ainsi que de tension trop faibles. RTE propose d'ici à 2016 de créer le poste 400 kV de Rom sur l'axe Valdivienne-Granzay et à proximité le poste 90 kV d'étoilement du Laitier, à l'intersection des files à 90 kV et d'alimenter celui-ci par celui-là.
- **Le Lot, le Lot et Garonne et la Dordogne** se caractérisent par de multiples zones de consommation réparties sur l'ensemble de ce vaste territoire. Le principal enjeu face à la croissance de la demande, consiste à créer de nouveaux points d'injections s'appuyant sur les réseaux 400 et 225 kV existants : un poste sur la ligne Cubnezais-Donzac 400 kV pour soulager l'alimentation des départements du Lot et du Lot et Garonne d'ici 2016 ; un poste sur la ligne Cubnezais-Plaud 400 kV pour soulager l'alimentation de la Dordogne d'ici 2017.
- **L'agglomération de Toulouse** est dynamique et connaît une croissance soutenue d'environ 2.5%/an. En complément des besoins de renforcement de transformation et d'alimentation des postes de l'est de l'agglomération (Verfeil, L'Union, Saint Sulpice, Lespinet, Méditerranée), RTE propose d'ici 2017 la création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cazaril-Verfeil 400 kV et des lignes 225 kV acheminant la production hydraulique des Pyrénées vers le poste de Portet St-Simon. Ce renforcement permettra de rééquilibrer l'alimentation de Toulouse par une troisième injection de puissance au sud.
- **L'est de la Seine-et-Marne** dépend aujourd'hui du poste 225/63 kV des Fosses. Une nouvelle injection par l'intermédiaire d'un poste 400 kV créé sur la ligne Méry-Chesnoy à proximité immédiate du poste 63 kV des Ormes, avec un transformateur de 240 MVA permettra de déposer l'ancienne ligne 63 kV qui relie les postes du Chesnoy et des Ormes et sécurise la zone. La mise en service de ces ouvrages est prévue pour 2018.

Renforcer les boucles d'alimentation

Les grands projets 225 kV de plus de 60 km ne sont pas les seuls structurants, bien que plus complexes à réaliser que des projets intéressant des territoires moins vastes⁵⁷. Ces derniers n'en sont pas moins importants. On peut en recenser cinq emblématiques dans la décennie à venir :

- Un deuxième circuit d'alimentation du poste 225 kV de Patis, qui dessert **l'agglomération de Beauvais** sera réalisé d'ici 2013, en exploitant en 225 kV l'une des deux liaisons actuellement en 63 kV entre les postes de Remise et de Patis (construites en 1983 et exploitable en technique 225 kV). Ce renforcement s'accompagne de l'installation d'un transformateur 400/225 kV de 300 MVA au poste de Remise à 400 kV et de la mise en œuvre d'un couplage au poste de Patis 225 kV pour sécuriser l'alimentation de ce poste. RTE pourra ensuite procéder à la dépose des 58 km de deux lignes vétustes à 63 kV issues des postes de Carrières et de Rantigny.
- **Montpellier** est la première agglomération du Languedoc-Roussillon avec 510 000 habitants. Son dynamisme démographique et économique s'est traduit par une croissance de sa consommation électrique de 3 % par an depuis 10 ans. La zone alimentée depuis le poste 225/63 kV de Quatre Seigneurs au nord de l'agglomération a déjà nécessité l'installation de trois transformateurs 225/20 kV dont deux entre 2007 et 2009. Une nouvelle liaison 225 kV souterraine est prévue entre les postes de Quatre Seigneurs et Saumade en 2014. L'installation d'un appareil de couplage et d'un sectionnement de barres au poste de Tamareau 400 kV complète le dispositif.
- **L'agglomération de Perpignan** (Préfecture du département des Pyrénées-Orientales) se place au second rang de la région Languedoc-Roussillon avec près de 280 000 habitants. D'ici à 2016, la transformation du poste de 400/225/63 kV Baixas et le réseau 63 kV qui desservent la ville doivent être renforcés pour assurer la continuité d'alimentation en hiver. RTE propose d'ici 2016 la création d'un échelon 225 kV au poste de Mas Bruno alimenté par une double liaison souterraine à créer depuis Baixas 225 kV, l'installation d'un transformateur 400/225 kV à Baixas ainsi que la création d'un échelon 225 kV au poste de Cabestany alimenté par une liaison souterraine 225 kV depuis Mas Bruno.
- **L'agglomération de Bordeaux** est très attractive avec la nouvelle LGV prévue en 2016 et de grands projets d'aménagement comme Euratlantique, et connaît une croissance de sa consommation supérieure à 2.5%/an. Un certain nombre de renforcements sont nécessaires d'ici à 2016 pour assurer la continuité d'alimentation en hiver : la création d'une liaison entre les postes 225 kV de Bruges et de Marquis, destinée à garantir l'alimentation de l'ouest bordelais ; le réaménagement du poste 225 kV de Pessac pour rendre moins sensibles les ouvrages d'alimentation de l'agglomération aux flux interrégionaux. Dès 2012 un transformateur 400/225 kV de 600 MVA sera installé au poste de Marquis et un second au poste de Saucats en 2014.
- La zone située au nord de **l'agglomération de Saint Etienne**, nommée plaine du Forez, est un des principaux pôles d'activité de l'agglomération et connaît un fort développement. Le réseau 63kV qui alimente la zone fait face à de nombreuses contraintes thermiques, associées à des contraintes de tension. La création d'une injection 225/63 kV au poste de Feurs, associée à la création d'une liaison 225 kV entre Feurs et Volvon constituent un renforcement structurant qui doit permettre, d'ici 2016, de résoudre ces contraintes.

⁵⁷ En 2011, les conducteurs de la liaison à 225 kV Cantegrit - Mouguerre ont été remplacés par des conducteurs plus performants sur les 83 km que représente cet axe afin de renforcer l'alimentation électrique des agglomérations de Biarritz, Anglet et Bayonne.

7.4 Accueillir la production

Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service un nouvel ouvrage de réseau, RTE s'efforce d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité en développant des « zones d'accueil ». Cette anticipation s'appuie sur l'expérience retirée des demandes des producteurs eux-mêmes et sur les dispositions réglementaires et légales, notamment la loi Grenelle II, s'agissant des énergies renouvelables.

Les délais de mise en œuvre des renforcements de réseau diffèrent significativement des délais de réalisation des moyens de production. Il est donc nécessaire de correctement prévoir et d'engager dès à présent des renforcements adaptés, pour éviter que les installations de production ne fassent l'objet de limitations d'évacuation.

Les zones favorables à l'implantation de centrales thermiques, de fermes éoliennes offshore ou d'énergie renouvelables plus diffuses reflètent les caractéristiques propres à chacune de ces technologies. Ce chapitre est donc découpé assez naturellement en fonction des technologies de production.

Sans préjudice d'installation possible en de nombreux points du territoire, on peut souligner un certain tropisme vers les façades maritimes de nombre de moyens de production de demain, en France comme dans le reste de l'Europe : les centrales thermiques y trouvent source froide et, dans les ports, pour les centrales à flamme, les points d'entrée des combustibles fossiles ; les rivages sont également propices au développement d'éolien offshore et à plus long terme d'autres énergies marines. Les côtes françaises, particulièrement celles de la Manche, sont proches des grands centres urbains européens de Londres à Milan. RTE envisage donc les différentes possibilités d'accueillir la production de demain en proposant des solutions de développement autant que possible évolutives.

7.4.1 Accompagner le développement des énergies offshore

Le plan de développement des énergies renouvelables de la France - issu du Grenelle de l'environnement et présenté le 17 novembre 2008 – vise, en cohérence avec le paquet « énergie-climat », à augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) la production annuelle d'énergies renouvelables. Cet objectif permettra de porter la part des énergies renouvelables à au moins 23 % de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020 comme inscrit dans la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Ce plan, décliné par le Grenelle de la mer, prévoit le développement de 6 000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020.

Au printemps 2009, le Gouvernement a engagé une concertation afin de définir, pour chaque façade maritime, les zones propices au développement de l'éolien offshore. Dans un premier temps, cinq zones ont été retenues en Manche et dans l'Atlantique :

- Dieppe-Le Tréport (Seine-Maritime) ;
- Fécamp (Seine-Maritime) ;
- Courseulles-sur-Mer (Calvados) ;
- Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor) ;
- Saint-Nazaire (Loire-Atlantique).

C'est sur ces cinq zones qu'a été lancé mi-2011, le **premier appel d'offres**⁵⁸ pour une puissance totale installée de 3 000 MW. Cette sélection a tenu compte des conditions maritimes (profondeur, vitesse du vent...), des usages de la mer (plus spécifiquement celles des professionnels de la mer) mais aussi des

⁵⁸ Appel d'offre publié le 11 juillet 2011 sur le site de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

aspects relatifs à l'insertion dans le réseau électrique des futures unités de production. L'appel d'offre permettra d'ériger de 500 à 600 éoliennes au large des côtes françaises qui produiront de l'électricité équivalant à la consommation de 1,75 % de la population. Les candidats ont jusqu'au 11 janvier 2012 pour transmettre leurs dossiers à la CRE. Les lauréats seront ensuite sélectionnés en avril 2012, puis à l'issue d'une étape de « levée des risques » obligatoire, devront confirmer la faisabilité du projet en octobre 2013. Les installations devront alors être construites progressivement à partir de 2015. RTE se voit ainsi confier la conception et la réalisation des raccordements qui représentent un enjeu de plus d'un milliard d'euros, dans le cadre d'un projet d'investissements de production de l'ordre de 10 milliards d'euros.

Les 5 zones retenues dans le premier appel d'offre et les objectifs de puissance :

Le Tréport (Seine-Maritime-Somme) – 110 km² : puissance maximale 750 MW, puissance minimale 600 MW ;

Fécamp (Seine-Maritime) – 88 km² : puissance maximale 500 MW, puissance minimale 480 MW ;

Courseulles-sur-Mer (Calvados) – 77 km² : puissance maximale 500 MW, puissance minimale 420 MW ;

Saint-Brieuc (Côtes d'Armor) – 180 km² : puissance maximale 500 MW, puissance minimale 480 MW ;

Saint-Nazaire (Loire Atlantique) – 78 km² : puissance maximale 750 MW, puissance minimale 420 MW.

En fonction de l'éloignement des côtes des zones de production et de la puissance raccordée, deux techniques sont envisageables : des liaisons en courant alternatif, qui peuvent notamment poser des problèmes de tenue de tension, ou des liaisons en courant continu, qui imposent la construction de station de conversion en mer. Dans les deux cas, de nombreux paramètres propres aux liaisons sous-marines devront être gérés.

Ce projet constitue un enjeu stratégique pour RTE en permettant d'accroître son savoir-faire sur un secteur en plein essor, notamment dans la perspective du **développement d'un réseau européen offshore maillé**. RTE a d'ores et déjà développé des relations fructueuses avec ses homologues européens sur ces questions, notamment en Allemagne, dans les Iles Britanniques ou les pays scandinaves. En outre, RTE a signé le 3/12/2010, avec plusieurs gestionnaires de réseau de transport, un protocole d'accord qui va dans ce sens : la *North Seas Countries Offshore Grid Initiative*. Son objectif est de favoriser l'accueil de la production éolienne dans les mers du nord de l'Europe et de poser les bases du développement coordonné d'un réseau sous marin interconnecté avec le réseau terrestre.

L'enjeu est en effet très important : tout d'abord, la loi Grenelle II prévoit le développement d'un total de 6 GW offshore le long des côtes françaises. Au-delà, la zone comprise entre le Cotentin et la Bretagne constitue le deuxième plus grand **gisement de production hydrolienne** d'Europe après celui de mer d'Irlande, de l'ordre de 10 GW. Enfin, un réseau sous-marin sera incontournable à l'horizon 2030 pour permettre l'approvisionnement en énergies renouvelables et la solidarité du système électrique européen.

7.4.2 Développer les énergies renouvelables dans l'hexagone

La dynamique du développement des énergies renouvelables sur le territoire conduit RTE à faire évoluer son réseau et à anticiper la création de nouvelles zones d'accueil, dont la consistance est ajustée aux perspectives de chaque région. Cette démarche sera d'ailleurs confortée lors de l'élaboration ses schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), lorsque les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) seront validés.

L'analyse à dix ans des besoins montre que l'essor de la production éolienne terrestre nécessite le développement de plusieurs infrastructures à partir du réseau national à 400 kV, alors que le

développement plus modéré des autres EnR nécessite des adaptations plus localisées sur les réseaux régionaux.

Développement de l'éolien terrestre

La France possède le deuxième gisement éolien en Europe, après la Grande Bretagne. Sa puissance raccordée de plus de 5 800 MW début 2011 (pour une production de 9,7 TWh) la place en quatrième position au niveau Européen derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie.

Le parc éolien terrestre continuera à se développer au rythme actuel, soit 1 GW / an. Bien que certains gros projets puissent nécessiter un raccordement direct au réseau de transport (notamment en Champagne Ardennes), les raccordements des fermes éoliennes continueront de s'opérer essentiellement sur les réseaux de distribution.

Pour autant, afin de permettre l'évacuation de cette production sur le réseau amont, d'importants renforcements et adaptations du réseau de transport sont envisagés, plus particulièrement dans le Nord et l'Est de la France ainsi que dans le Sud de l'Aveyron. Ceux-ci contribuent à l'objectif de raccordement de 19 000 MW de production éolienne terrestre d'ici 2020.

Evacuation de la production éolienne en Champagne Ardennes

Les objectifs éoliens qui devraient ressortir du projet de SRCAE Champagne Ardennes nécessiteront probablement le renforcement de la structure du réseau national de cette région :

Entre les villes de Reims et de Charleville-Mézières, la production éolienne en perspective risque de ne pas pouvoir être évacuée sur le réseau existant de la zone (63-90kV). RTE envisage le renforcement de la capacité de transformation 400/90 dans cette zone, permettant l'injection de la production vers le réseau 400 kV. La solution finale de renforcement sera proposée dans le cadre du futur S3REnR, en fonction des hypothèses qui seront finalement retenues. Le doublement de l'axe 400 kV Lonny-Vesle-Seuil, présenté plus haut comme support de la croissance de l'agglomération du nord de la Champagne, s'avèrera propice à l'évacuation de la production éolienne⁵⁹.

Dans le **sud de la Marne**, selon les ambitions du SRCAE, l'essor de l'éolien pourrait nécessiter une zone d'accueil depuis le réseau 400 kV, le réseau régional existant risquant d'être saturé. Là encore, la solution éventuelle de renforcement sera étudiée dans le cadre du futur S3REnR, en fonction des hypothèses qui seront finalement retenues.

La dynamique d'installation des éoliennes dans l'Aube est telle que les capacités de transformation installées pourraient être insuffisantes, notamment au poste 400/90kV de Méry-sur-Seine. Des projets de renforcement du réseau, en cours ou récemment mis en service, répondent aux besoins à court terme, et permettent en outre de dégager des capacités. Ils pourraient toutefois ne pas être suffisants suivant les évolutions à venir définies dans le cadre des ambitions régionales validées dans le SRCAE et être complétés par des projets qui pourront être envisagés dans le cadre des S3REnR comme par exemple :

- au poste 400 kV de Méry-sur-Seine, un premier renforcement a été mis en service fin 2011 et permet d'accueillir les projets en cours et connus. L'ajout d'un nouveau transformateur de 240 MVA pourrait être nécessaire à terme, sous réserve d'un niveau de développement suffisant de l'énergie éolienne dans la zone. Sa mise en service pourrait être envisagée pour 2015 au plus tôt.

⁵⁹ L'axe 400 kV Vesle-Méry pourrait aussi nécessiter un renforcement. Une des solutions pourrait consister en l'installation de conducteurs haute performance (de type CFD, conducteurs à faible dilatation) sur les 80 km de l'ouvrage. Ce renforcement pourrait être mis en œuvre à l'horizon 2020, à condition que les hypothèses d'installation de nouvelles productions soient confirmées.

- Le renforcement des capacités de transformation du poste de Barbuise 225/63 kV, dont le projet d'extension est actuellement en cours d'instruction administrative.

Accueil de production éolienne en Picardie et Nord Pas de Calais

- La mise en service du poste 400/90 kV de Fruges en 2013 constituera une zone d'accueil des nouveaux projets de production éolienne dans **l'est du Pas-de-Calais**, et permettra de lever les risques de limitation des projets en service ou en file d'attente sur les postes du réseau régional actuel. La puissance à raccorder devrait se situer dans une fourchette de 60 à 140 MW, le besoin en capacité d'accueil dans la zone ayant été revu à la baisse au regard des estimations. Le poste sera équipé d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA. La structure envisagée permettra une extension ultérieure du poste pour augmenter sa capacité d'accueil, selon le développement avéré des nouvelles installations de production éolienne et l'augmentation éventuelle des besoins.
- Le **département de la Somme** dispose d'un gisement éolien parmi les plus développés de France. En particulier, la zone de l'ouest amiénois. La réalisation du projet de sécurisation de ce territoire (cf. §7.3.7) s'avèrera également utile à l'évacuation de cette production.

Accueil de production d'énergie renouvelable dans l'Aveyron, le Tarn et l'Hérault

Les Zones de Développement Eolien (ZDE) des territoires du sud de l'Aveyron, de l'est du Tarn, et du nord de l'Hérault représentent entre 1 060 et 1 560 MW de production éolienne. En outre, de l'ordre de 180 MW de photovoltaïque et d'hydraulique sont pressentis sur la zone. La capacité d'accueil du réseau régional existant est limitée à 650 MW, et s'avère inadaptée pour accueillir cette arrivée massive de production qui devrait être confirmé par les SRCAE en cours d'élaboration.

La solution envisagée par RTE par anticipation du S3REnR consiste à exploiter la capacité de la liaison 400 kV entre Carcassonne et Aurillac en créant un poste d'évacuation 400/225 kV à proximité de Saint Victor à l'ouest de Millau, au cœur d'une étoile 225 kV à six branches, pour collecter et drainer l'énergie des projets d'énergie renouvelables du territoire. Il comprendra deux autotransformateurs de 300 MVA chacun et sera mis en service en 2016.

Développement de la production d'origine photovoltaïque

Le Bilan Prévisionnel envisage un développement de la production photovoltaïque de l'ordre de 0,8 GW/an, sur l'ensemble du territoire, mais principalement dans le sud du pays. Les évolutions récentes de la réglementation favorisant les petites installations.

Ce déploiement, en principe très diffus, ne devrait pas entraîner de développement d'infrastructures à partir du réseau national à 400 kV. Il générera néanmoins des besoins d'adaptations des réseaux régionaux, précisés dans le cadre des différents S3REnR. Ils permettront l'augmentation des capacités d'accueil du réseau de transport, en amont des postes sources des réseaux de distribution, principaux sièges des raccordements photovoltaïques. Si la taille des projets le nécessite, des raccordements directs au réseau de transport régional pourront être envisagés. Ce pourrait être le cas pour des projets photovoltaïques en cours de développement dans le Sud Est.

Développement de la production d'origine hydraulique

La production d'origine hydraulique ne devrait pas connaître de développement majeur dans les dix prochaines années : la mise en service de nouveaux équipements ou la modernisation d'équipements existants permettront de compenser les pertes de productible liées à l'accroissement des débits réservés et à l'application de nouvelles dispositions réglementaires.

Ce type de production ne devrait pas nécessiter plus que des développements très ponctuels du réseau 400 kV. Aucune nouvelle installation de grande taille (> 100 MW) n'est aujourd'hui en projet.

Il est cependant possibles que des réaménagements importants de vallées hydrauliques soient réalisés. C'est ainsi le cas en Isère, dans la vallée de la Romanche : le raccordement au réseau d'une nouvelle usine hydraulique plus performante, se substituant à six installations obsolètes permettra d'évacuer les 94 MW projetés.

Le développement massif et la variabilité de la production éolienne et photovoltaïque, pourraient également susciter, comme en Autriche et en Espagne, la construction de nouveaux moyens de stockage dans les prochaines années, notamment des STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) ou des systèmes de stockage par air comprimé. L'opportunité de telles installations dépend aussi très directement de la géologie. Selon leur taille, elles pourraient nécessiter des adaptations de la structure 400 kV en vue de leur raccordement au réseau. Le projet de renforcement du Massif Central (cf. § 7.2.2) envisage ainsi par exemple comme hypothèse de travail le raccordement de tels dispositifs, pour apprécier les éventuels besoins en termes de dimensionnement du réseau.

Développement des autres énergies renouvelables

Les productions thermiques à partir d'énergies renouvelables comme la biomasse (bois, paille, marc de raisin...), le biogaz (issu de méthanisation) ou les déchets ménagers, continueront de se développer de façon diffuse et pour des volumes relativement faibles, notamment en fonction des appels d'offres du gouvernement (un peu moins de 1000 MW pour les quatre appels d'offres lancés jusqu'ici). Ils ne généreront pas de développement de grandes infrastructures de transport d'électricité.

7.4.3 Accompagner le développement de la production centralisée

Dans la perspective du développement de centrales nucléaires et thermiques à flamme, RTE a prévu de renforcer ses zones d'accueil dans les régions les plus convoitées, notamment dans le Nord-Ouest et dans le Sud-Est. Ces développements se feront progressivement, et leur consistance sera adaptée à la réalisation effective des projets actuellement en file d'attente. Les potentiels de raccordement créés sont sans exclusive et peuvent bénéficier au développement de tout moyen de production.

De nombreux projets de production centralisés sont aujourd'hui en construction ou en « file d'attente ». Les plus grosses unités sont 2 EPR et une quinzaine de projets de cycles combinés au gaz. La partie Nord de la France (Normandie, Nord, Est, et région parisienne) ainsi que la vallée de la Rhône sont particulièrement concernées.

Zone d'accueil de production du Havre

La zone du Havre est particulièrement favorable à l'accueil de la production thermique, de type charbon, mais également de type cycle combiné au gaz en substitution des groupes charbon existants.

Pour répondre sans retard à un développement massif de production, il est nécessaire d'accroître le potentiel d'accueil de la zone. Cela passe par le renforcement de la ligne à 400 kV entre les postes du Havre et de Rougemontier, ligne qui pourrait être soumise à de fortes contraintes de transit, tant en régime normal en été qu'en situation d'incident, avec des risques importants de dépassement des intensités de surcharge admissibles pendant une minute sur incident.

Le projet de renforcement optimal consiste à remplacer, par phases successives, sur 54 km les conducteurs des lignes Havre – Rougemontier 2 et 3 par des câbles à faible dilatation de type ACSS (Aluminium

Conductor Steel Supported), et à procéder aux confortements de supports. La mise en service de ce renforcement est prévue pour 2018.

Zone d'accueil de production du Cotentin

Outre la construction du premier EPR en France, le Cotentin connaît un potentiel de développement éolien offshore et des énergies marines exceptionnel.

Le développement de la production ne peut se faire sur ce territoire sans risque important pour la stabilité, compte tenu de son relatif éloignement électrique. Le projet **Cotentin-Maine** – une nouvelle ligne électrique aérienne à 2 circuits 400 kV de 160 km et les deux postes extrémités de Taute et Oudon – doit être mise en service fin 2012 début 2013. Il constitue le pré-requis à la création de la capacité d'accueil du Cotentin d'environ 2 500 MW. En complément, des disjoncteurs seront remplacés au poste de Menuel.

Zone d'accueil de production dans le Sud-Est

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur a vu son paysage énergétique évoluer récemment, avec l'implantation de nouvelles capacités de production à l'Ouest, à proximité de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer et des sites historiques de production thermique d'EDF (Martigues, Aramon) et de la SNET (Gardanne).

Pour accueillir ces projets, RTE crée deux postes 400 kV Feuillane et Ponteau, évacués en exploitant en 400 kV la ligne deux circuits existante, autorisée et construite en technique 400 kV mais exploitée jusqu'ici à 225 kV, les reliant au poste de Réaltor (nord de Marseille). L'impact environnemental est donc très faible car la solution retenue repose sur l'utilisation maximale du réseau existant. La mise en service est prévue en 2012, et le réseau pourra ainsi évacuer jusqu'à 3 100 MW sur la zone de Fos-Lavéra en privilégiant le raccordement des productions sur les nouveaux postes 400 kV.

Appel d'offre pour l'installation d'un CCG en Bretagne

Parallèlement au développement par RTE du « filet de sécurité Bretagne » (cf § 7.3.1), la sécurisation de l'alimentation électrique de la région organisée par le « pacte breton » prévoit la construction d'un Cycle Combiné à Gaz (CCG), d'environ 450 MW à la pointe de la péninsule.

Un appel d'offre a été lancé par le gouvernement. En se confirmant à ses prescriptions, RTE construira la liaison de raccordement depuis le réseau existant (400 ou 225 kV) : il pourra s'agir d'une liaison souterraine à 225 kV vers le poste de Loscoat, La Martyre, Brennilis ou Squvidan, ou vers un nouveau poste 400 kV sur la ligne 400 kV Cordemais-La Martyre.

En complément, et selon le point de raccordement de l'installation de production, il pourra être nécessaire de prévoir des renforcements sur le réseau existant, en haute tension (du type installation de selfs, ou de couplages) et en basse tension (renforcement des systèmes de protection), afin de maîtriser les problèmes de stabilité ou de tension haute (cf. infra).

Accueillir les nouveaux moyens de production d'énergie de la France



7.5 Veiller à la sûreté du système électrique

Veiller à la sûreté du système électrique consiste à veiller à un bon fonctionnement d'ensemble protégeant chaque utilisateur de façon appropriée contre les risques et conséquences de la propagation d'un incident. Il s'agit tout particulièrement de prévenir des incidents généralisés type cascade de surcharges, écroulement de tension, rupture de synchronisme entraînant des black-out, ou des conséquences immédiates d'un court-circuit sur les installations. La construction de nouvelles capacités de transport d'électricité contribue au meilleur maillage du réseau et à la solidarité d'ensemble du système face aux incidents. Les projets de nouvelles liaisons ou de transformation ne sont donc pas rappelés dans ce chapitre, quand bien même ils participent directement à la sûreté : sont ainsi présentés les équipements spécifiques haute tension, essentiellement des matériels de poste, qui visent spécifiquement à la tenue de tension, la maîtrise des courts circuits et la stabilité en fréquence.

7.5.1 Tenue de la tension électrique

La maîtrise de la valeur de la tension électrique en tout point du réseau est nécessaire :

- pour respecter les engagements contractuels de RTE vis-à-vis de ses clients et contribuer au bon fonctionnement de leurs installations,
- pour assurer un fonctionnement correct des composants électriques du réseau sensibles principalement aux risques de surtension,
- et enfin, pour garantir le bon fonctionnement global du système électrique, éviter l'apparition de phénomènes du type « écroulement de tension » et limiter les pertes en ligne en maintenant la tension à un niveau élevé.

Or la tension est une grandeur locale. Très schématiquement, elle est d'autant plus faible que la consommation est localement forte et que les transits sur les ouvrages du réseau sont importants.

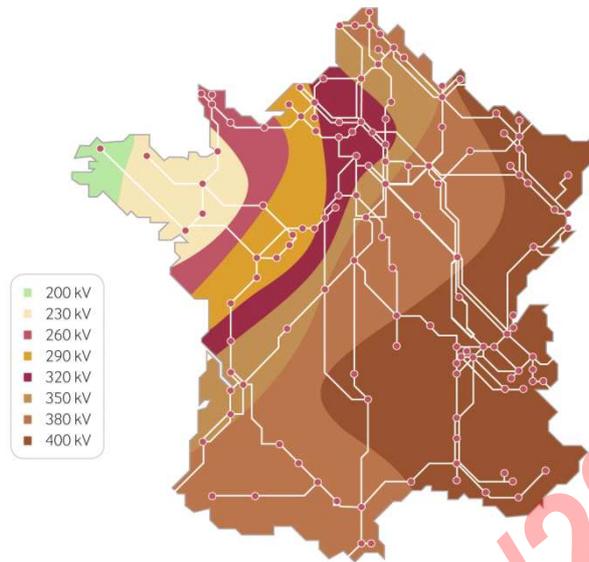
Elle peut être réglée en adaptant localement le déphasage entre intensité et tension. Les groupes de production sont ainsi des moyens privilégiés de réglage de la tension, et fournissent là un « service système ». L'enclenchement de condensateurs contribue à élever la tension ; l'enclenchement de selfs permet au contraire de la diminuer. Un CSPR est un dispositif d'électronique de puissance qui permet d'agir dans un sens ou dans l'autre, avec une grande réactivité. Ces leviers – services systèmes et « moyens de compensation » – permettent à RTE de gérer ainsi le « plan de tension », c'est-à-dire maintenir la tension en tout point du réseau à un niveau optimal, aussi haut que possible sans risque de dépasser les des matériels.

Dans cette perspective, RTE a prévu d'installer, sur les 10 prochaines années, d'importants moyens de compensation. Ils viennent s'ajouter aux matériels déjà installés. Deux problématiques sont traitées :

- la prévention des « tensions basses », notamment dans les situations de fonctionnement dégradées après avarie de matériel. Les risques sont tout particulièrement associés aux fortes consommations, et donc concentrées principalement l'hiver, et lors de vague de froid. L'installation de condensateurs répond directement à cette préoccupation.



Écroulement de tension de janvier 1987



- la prévention des « tensions hautes », qui a contrario apparaissent principalement lorsque la charge des ouvrages est faible, particulièrement les câbles souterrains⁶⁰ employés de plus en plus fréquemment pour le développement des réseaux tant de distribution que de transport, et le raccordement d'installations de production. C'est le cas notamment en été, lorsque la consommation est plus faible. L'installation de selfs répond directement à cette préoccupation

Contraintes de tensions basses dans l'Ouest de la France

Lors des derniers hivers, la gestion du plan de tension dans l'Ouest de la France a fait apparaître des risques élevés d'écroulement de la tension, en particulier dans les différents cas suivants :

- incident touchant un groupe de production de Flamanville (particulièrement lorsqu'un seul groupe de production est couplé au réseau),
- incident touchant un groupe de production de Cordemais,
- avarie sur les barres du poste 400 kV d'Avoine (entraînant le déclenchement de deux groupes de production de la centrale de Chinon).

Ce risque subsiste à court terme malgré la mise en service du groupe de production (de type cycle combiné au gaz) de Montoir et du poste de Calan, et à long terme malgré les projets de développement engagés (Cotentin - Maine, troisième alimentation 225 kV du poste de Laval, renforcement de l'alimentation électrique du Sud des Pays de la Loire).

Ces problèmes de tenue de tension basse en période d'hiver nécessitent donc l'installation de batteries de condensateurs et de compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR), pendant la période 2011/2014.

Le programme comprend environ 1 150 Mvar de moyens de compensation de l'énergie réactive dans un certain nombre de postes 225 kV de l'Ouest de la France : batteries de condensateurs de 80 Mvar chacune aux postes de La Corbière (Angers), Domloup (Rennes), Fléac (Angoulême), Laval, Merlatière (La Roche-sur-Yon) et Granzay (Niort); une batterie de 15 Mvar au poste 63 kV de Pornic ; deux CSPR de [-250 ; +250 Mvar] chacun aux postes 225 kV de Domloup et Merlatière.

⁶⁰ Leur effet capacitif est bien plus élevé que celui des lignes aériennes. Ils contribuent ainsi à des plans de tension hauts.

Contraintes de tensions basses dans le Nord de la France

Les études et récents retours d'expérience des conditions d'exploitation de l'hiver 2010-2011 dans le Nord de la France mettent en relief l'influence marquée :

- des indisponibilités récurrentes de groupes de production nucléaires et thermiques classiques, notamment concernant les sites stratégiques de Cordemais, Flamanville, Chinon et Paluel,
- des limitations en réactif des groupes de production de plus en plus fréquentes et parfois très contraignantes, observées par RTE dans le cadre de la politique de contrôle des performances,
- des imports soutenus depuis la Grande Bretagne, l'Allemagne et la Belgique et, fait nouveau observé ces deux derniers hivers, depuis l'Italie et la Suisse.

Ces conditions particulières ont rapproché l'exploitation du système électrique de la région de ses limites vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en situation d'incident (essentiellement en cas de perte d'un groupe de production stratégique). RTE a d'ailleurs été amené à activer des ordres de sauvegarde pour maintenir la sûreté d'exploitation du système électrique dans les situations les plus tendues.

Ainsi, afin de maintenir la sûreté d'exploitation en tension du Nord de la France, il apparaît nécessaire d'installer d'ici l'hiver 2014-2015 un volume supplémentaire d'environ 1 500 Mvar de moyens de compensation dans différents postes 400 kV et 225 kV des régions Nord Est, Normandie et Ile-de-France. C'est ainsi que seront installés des batteries de condensateurs de 150 Mvar aux postes 400 kV d'Argoeuves (Amiens), Vesles (Reims), Rougemontier (ouest de Rouen), Mézerolles (Mantes-la-Jolie) et Taute (Cotentin), des batteries de 80 Mvar au poste 225 kV de Plessis-Gassot (nord de Paris), et un CSPR de 200 Mvar au poste 225 kV de Nanterre.

Contraintes de tensions basses dans le Sud-Ouest de la France

En situation d'exportation vers l'Espagne à la pointe d'hiver, le plan de tension du Sud-Ouest de la France est également fortement dégradé en régime normal et en régime d'incident : un incident survenant sur la ligne double à 400 kV Tamareau-Tavel provoquerait un écroulement de tension généralisé sur le Sud Ouest, risquant de se propager à l'ensemble du réseau français et au réseau espagnol. De même, en cas de grand froid ou de plan de production dégradé, la sûreté de fonctionnement du réseau électrique du Sud-Ouest n'est pas assurée. Ainsi, afin de se prémunir de tels événements, il est indispensable d'installer des moyens de compensation de l'énergie réactive. Ces moyens de compensation seront constitués de batteries de condensateurs, à répartir sur les trois niveaux de tension, pour un volume d'environ 2 500 Mvar :

- environ 1 500 Mvar sur le réseau 400 kV, notamment dans les postes de La Gaudière (Carcassonne), Tamareau (Montpellier), Verfeil (Toulouse), Cantegrit (Landes) et Saucats (Gironde)
- 800 Mvar sur le réseau 225 kV, notamment dans les postes de Cubnezais, Pessac, Bruges et Cissac (Bordeaux), Masquet (Arcachon), Sanilhac (Périgueux) et Colayrac (Agen)
- 200 Mvar sur le réseau 63 kV.

La mise en service de ces renforcements s'étalera entre 2012 et 2015.

Contraintes de tensions basses dans l'Est de la France

A l'horizon 2015, des tensions basses risquent d'apparaître également dans l'est en période de fortes charges et de forts transits (liés aux niveaux de production et d'échanges), pouvant entraîner en régime d'incident des tensions inacceptables et des risques d'écroulement de la tension :

- lors de transits importants entre le Nord et le Sud, des tensions basses sont observées dans la zone 400kV de Grosne (Chalon sur Saône) et Vielmoulin (ouest de Dijon),

- si les exports des régions Sud Est et Rhône Alpes Auvergne sont soutenus, toute avarie survenant sur les axes doubles à 400 kV de la vallée du Rhône conduirait à obtenir des seuils de tension inacceptables.

Ainsi RTE prévoit l'installation de deux batteries de 150 Mvar aux postes 400 kV de Vielmoulin (Dijon) et Grosne, qui permettront de lever cette contrainte.

La mise en service de ce renforcement est prévue pour 2014/2015.

Contraintes de tensions basses à plus long terme

RTE continue d'étudier les risques de tensions basses à plus long terme (échéances 2015-2020), et a déjà identifié que d'autres moyens de compensation pourraient être nécessaires à terme dans les régions Nord, Ouest et Sud Ouest, notamment en fonction du niveau de développement des installations de production ainsi qu'à l'Est compte tenu des évolutions en cours du contexte nucléaire Allemand

Contraintes de tensions hautes dans le Nord

Deux zones du Nord de la France sont particulièrement concernées par les phénomènes de tensions hautes en période de faible charge : la Somme et le nord de l'Aisne. L'accentuation de cette problématique dans ces départements s'explique notamment par le développement des liaisons souterraines pour le raccordement de la production éolienne sur les réseaux de distribution.

Les solutions permettant de maîtriser ces tensions hautes consisteront à la mise en service d'une self de 64 Mvar au poste 400 kV de Latena (Noyon) et d'une autre self de 64 Mvar au poste d'Argoeuves (Amiens). La mise en service de ces appareils est prévue pour fin 2011/2012.

Des moyens de compensation supplémentaires dans la Somme sont également à l'étude, pour une mise en service à partir de 2013.

Contraintes de tensions hautes dans l'Ouest de la France

Hors pointe Bretagne, trois zones de l'ouest de la France sont sujettes à l'apparition de tensions élevées lors des périodes de faibles charges : le nord du Loiret et l'Eure-et-Loire ; la Sarthe ; la Vienne.

Plusieurs « épisodes » de tensions hautes sur ces zones ont déjà été vécus en 2009 sans que les parades d'exploitation habituelles (mise hors tension de certains ouvrages par exemple) ne puissent les lever.

Les études menées conduisent à mettre en œuvre un programme d'installation de trois réactances de 63 Mvar chacune aux postes 225 kV de Dambron (nord d'Orléans), Valdivienne (sud-est de Poitiers) et Les Quintes (sud du Mans). La mise en service de ces appareils est prévue pour 2012.

Contraintes de tensions hautes dans l'Est de la France

Les problématiques de tensions hautes constatées sur le réseau de transport de cette région apparaissent en période de faibles charges et de faibles transits notamment sur l'axe 400 kV Saint Vulbas - Vielmoulin (Lyon – Dijon). Les situations qui génèrent ce phénomène sont de plus en plus fréquentes, et pourraient être accentuées avec l'évolution de la production dans la région (devenir de Fessenheim, raccordement de nouveaux producteurs...), et les éventuelles modifications du réseau allemand.

Les moyens à disposition (réglage de la tension, adaptation du schéma électrique) ne permettront bientôt plus de garantir le respect des seuils admissibles. L'installation de deux selfs de 64 Mvar en Bourgogne permettra de lever une partie des contraintes. D'autres selfs seront également installées en Franche Comté et en Lorraine, voire à terme dans d'autres zones de la région Est (Alsace notamment)

La mise en service de ces renforcements est prévue à partir de 2015.

Contraintes de tensions hautes dans le Sud-Ouest de la France

Le Sud-Ouest est également de plus en plus confronté à des contraintes de tensions hautes en creux de consommation. Les moyens de compensation seront constitués de selfs installées sur le réseau de transport, pour un volume total d'environ 600 Mvar, dispersées sur l'ensemble de la région Sud-Ouest, et réparties sur les trois niveaux de tension 400, 225 et 63 kV.

La mise en service de ce renforcement s'étalera entre 2014 et 2015.

7.5.2 Maîtrise des intensités de court circuit

Les intensités de court-circuit correspondent aux courants électriques observés lors d'un amorçage sur le réseau ou au sein de l'installation électrique d'un utilisateur, suite à un défaut d'isolement. Ces courts-circuits peuvent avoir des conséquences graves sur l'intégrité du matériel (échauffements, efforts électrodynamiques voire destruction), sur la sécurité des personnes au voisinage immédiat du défaut, ainsi que sur le fonctionnement du système électrique : chutes de tension profondes, accélérations des alternateurs des groupes de production.

Pour lever rapidement ces contraintes, les disjoncteurs du réseau munis de systèmes de protection détectent les défauts d'isolement, et « coupent » de façon sélective les courants de court-circuit.

La structure des installations électriques du réseau et le pouvoir de coupure des disjoncteurs doivent être parfaitement dimensionnés vis-à-vis des courants de court-circuit susceptibles d'apparaître. Or le développement de nouvelles installations de production, ainsi que le renforcement du maillage du réseau, de la même façon qu'ils permettent de mieux « diluer » la pollution de l'onde électrique et améliorer la qualité de fourniture, ont pour effet d'augmenter les niveaux de ces courants.

RTE veille donc à ce que les équipements soient toujours suffisamment dimensionnés. Dans le cas contraire, et lorsque l'adaptation des schémas électriques n'est pas envisageable, RTE procède à une mise à niveau des matériels.

Les projets correspondants sont les suivants

- La mise en service des liaisons 400 kV Tavel - Tricastin n°4 et 5, l'arrivée d'un volume important de production dans la zone de Fos-Lavéra et l'augmentation de la capacité de transit en situation de secours sur les lignes 400 kV Tamareau – Tavel 1 et 2 nécessitent une augmentation de la tenue aux courants de court-circuit des postes 400 kV de **Tavel (Avignon) et de Tricastin**. Il s'agit de remplacer certains matériels du poste de Tavel (disjoncteurs et colonnes isolantes) et de la reconstruction des barres transversales basses et des colonnes isolantes du poste de Tricastin. Ces travaux sont prévus pour 2016.
- La prise en compte du raccordement des groupes de production prévus dans la région parisienne fait ressortir un besoin de dimensionnement du poste 400 kV de **Villejust (Essone)** à la tenue aux courants de courts-circuits à l'horizon 2020 supérieurs à la capacité actuelle d'une partie des matériels. Leur remplacement en lieu et place est échelonné sur trois ans, pour en principe être achevé fin 2015.
- Dans l'hypothèse d'un développement important de la production dans la zone Nord de la France, les courants de court-circuit pourraient atteindre des valeurs supérieures au seuil actuel accepté dans le poste 400 kV d'**Avelin (Lille)**. La mise à niveau des matériels consiste à renforcer la structure des charpentes et des fondations et à remplacer les matériels limitant. Ces travaux, en cours de réalisation, devraient se terminer courant 2012.

- L'augmentation de trafic sur la LGV Sud-Est et les contraintes de déséquilibres entre phase qui en résultent conduisent à la création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri-Paul pour renforcer la puissance de court circuit de la zone. La mise en service envisagée est à l'horizon 2015.

7.5.3 Stabilité

Tous les groupes de production tournent tous, à chaque instant à la même vitesse. C'est la clé de l'équilibre offre demande en temps réel avec une fréquence de fonctionnement de 50 Hz. Un ou plusieurs groupes peuvent se désolidariser du mouvement d'ensemble suite à un incident sur le réseau dans une zone relativement peu maillée par rapport à la puissance qui y est produite (court circuit mal éliminé, à coup de tension, avarie sur un ouvrage). En une fraction de seconde, l'incident peut se propager ou dégénérer rapidement, découper le système en plusieurs zones. Livrée à elle-même, chaque zone peut, selon sa taille et le hasard du découpage, retrouver un équilibre propre, éventuellement après action de dispositifs d'urgence, ou connaître un black-out⁶¹.

RTE examine donc les probabilités d'apparition de ces phénomènes, et adapte le cas échéant la structure de son réseau dans les régions à risque. L'amélioration du maillage du réseau reste le principal levier. Les projets de nouvelles liaisons (comme Cotentin-Maine) ne sont pas rappelés ici ; ne sont mentionnés ci-dessous que les travaux d'adaptation des équipements haute tension de postes :

Stabilité du Cotentin

Pour faire face au développement de la production du Cotentin (cf. §7.4), en complément du projet Cotentin Maine, RTE prévoit le changement de 10 disjoncteurs 400 kV à Menuel (sud de Cherbourg), d'ici 2012, pour réduire les durées de perturbation en cas de défaut électrique, et donc limiter les risques de perte de stabilité.

Stabilité de la Bretagne

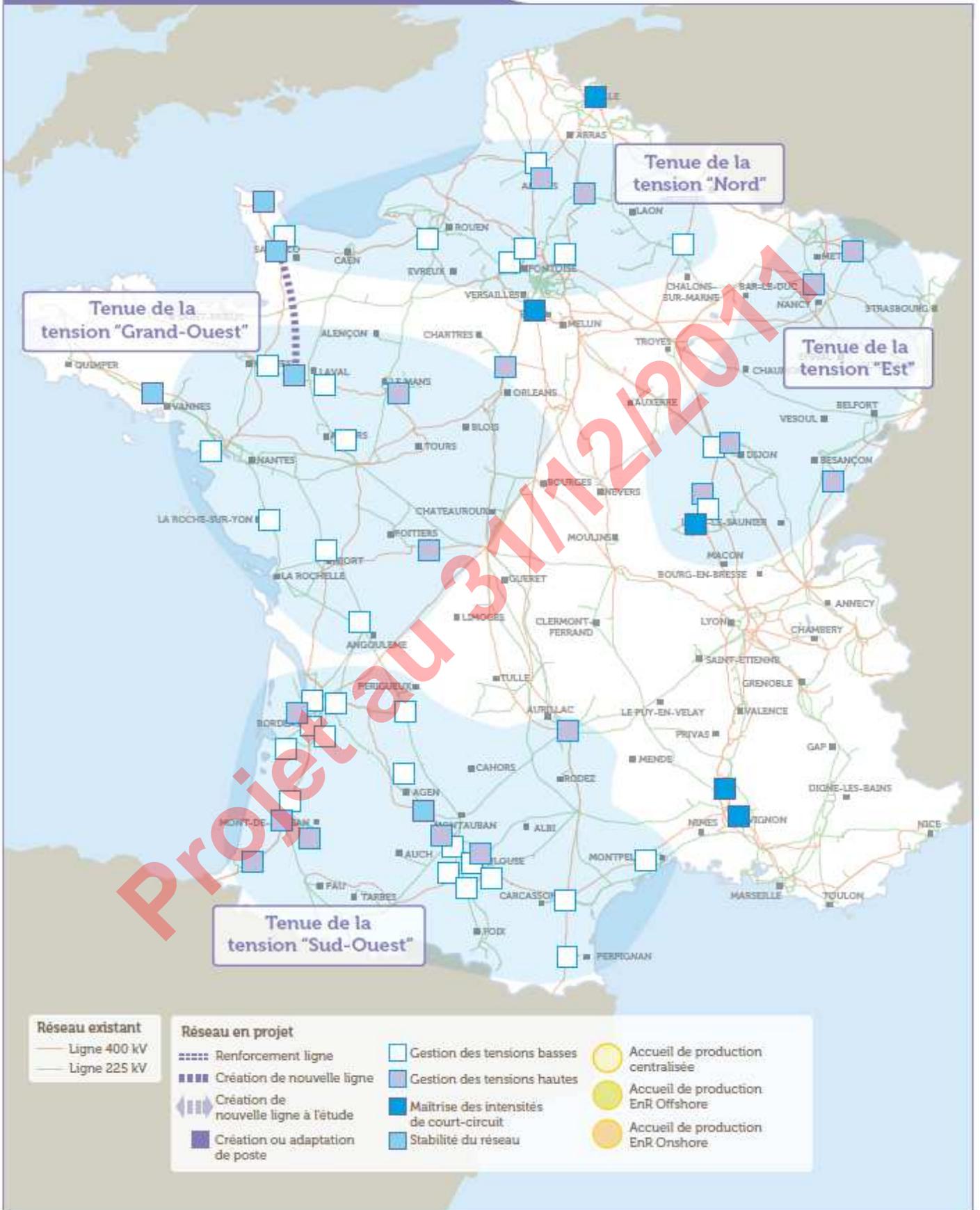
En complément du « filet de sécurité Bretagne » présenté plus haut, le renforcement du maillage entre les réseaux 225 kV et 400 kV du sud Bretagne permettrait d'améliorer la stabilité de la région. La desserte du poste de Calan par le deuxième circuit de l'axe 400 kV Cordemais - La Martyre ou l'installation d'un couplage au poste de la Martyre sont à l'étude.

Stabilité du Sud-ouest

Le remplacement des disjoncteurs lignes 400 kV du poste de Donzac (poste d'évacuation de la centrale de Golfech) est envisagé à l'horizon 2012/2013, afin de réduire les durées de perturbation en cas de défaut électrique, et repousser ainsi les limites de risque de perte de stabilité.

⁶¹ L'incident du 4 novembre 2006 est un exemple de découpage du réseau européen en trois zones. L'ouest de l'Europe qui s'est vu instantanément déficitaire de quelques 10 GW de production n'a évité le *black out* généralisé qu'au prix notamment du délestage automatique de 10% de la consommation raccordée. Si l'alimentation de 90% des utilisateurs du réseau a ainsi été préservée, cette action n'en représente pas moins la plus importante coupure d'électricité à ce jour sur le continent.

Veiller à la sûreté du système électrique



7.6 Tableaux de synthèse des projets du volet à 10 ans

7.6.1 Région Nord-Est

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Avelin 400 kV	Amélioration de la sûreté système suite à l'augmentation des échanges d'électricité internationaux dans la zone de Lille.	Installation d'un 3 ^{ème} jeu de barres et remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste	En travaux	2012
Gestion des tensions hautes dans le Nord de la France	Amélioration de la sûreté système vis à vis de la tenue de tension.	Installation d'une self de 64 Mvar au poste de Laténa (en 2012) et au poste d'Argoeuves (en 2013)	En cours d'instruction	2013
Création du poste 400 / 90 kV de Fruges	Création d'une zone d'accueil de production éolienne dans l'Est du Pas de Calais.	Créer un poste 400/90 kV alimenté en coupure sur le circuit n°2 de la ligne à 400 kV Argoeuves – Mandarins, et à l'équiper d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA	En travaux	2013
Gestion des tensions basses dans le Nord de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans le Nord de la France	Installation d'une batterie de condensateurs de 150 Mvar au poste d'Argoeuves ainsi qu'au poste de Vesle	En cours d'instruction	2013
Ouest Amiénois	Garantie de l'alimentation électrique de l'Ouest Amiénois	Création d'un poste 400 kV en coupure sur la ligne 400 kV Argoeuves - Penly avec l'installation d'un AT de 600 MVA et création d'une liaison souterraine 225 kV entre Blocaux et le nouveau poste	En cours d'instruction	2015
Renforcement de l'axe à 400kV Lonny-Seuil-Vesle	Sécurisation de l'alimentation électrique des agglomérations de la région de Reims et des Ardennes, augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau	Proposition de reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante	En cours d'instruction	2016
Avelin - Mastaing	Augmentation de la capacité de transit	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV	En cours d'instruction	2017
Renforcement de la ligne 400 kV entre le sud de Lille (Avelin) et le Nord-ouest d'Arras (Gavrelle)	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord sud du réseau et sécurisation de l'alimentation locale	Proposition de reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante	En cours d'instruction	2017
France Belgique	Augmentation de la capacité d'interconnexion	A déterminer	A l'étude	A déterminer

7.6.2 Région Est

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Franche-Comté Ouest	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'Ouest de la Franche Comté	Création d'un poste comportant un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA et un transformateur 225/63 kV de 100 MVA	En travaux	2012
Gestion des tensions basses dans l'Est de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Est de la France	Installation de deux condensateurs de 150 Mvar chacun aux postes de Vielmoulin et de Grosne	A l'étude	2015
Henri Paul 400 kV	Renforcement de la puissance de court circuit de la zone pour permettre l'augmentation du trafic sur la LGV Sud-Est	Création d'un échelon 400 kV au poste d'Henri Paul.	A l'étude	2015
Gestion des tensions hautes dans l'Est de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Est de la France	Installation d'environ 350 Mvar de moyens de compensation dans cinq postes de l'Est de la France : Petite Rosselle, Bezaumont, Frasne, Vielmoulin et Henri Paul	A l'étude	2016
St Avold 400 kV	Symétrisation des transits sur le réseau	Entrée en coupure de l'axe 400 kV Marlenheim - Vigy au poste de St Avold	A l'étude	A déterminer
Vincey 400 kV	Symétrisation des transits sur le réseau	Entrée en coupure de l'axe 400 kV Houdreville - Logelbach au poste de Vincey	A l'étude	A déterminer
France - Belgique / Luxembourg / Allemagne	Sécurisation de l'alimentation du Luxembourg et opportunité d'augmenter les capacités d'interconnexion entre France, Benelux et Allemagne	A déterminer	A l'étude	A déterminer

7.6.3 Région Rhône Alpes – Auvergne

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Optimisation du réseau 400 kV de la Maurienne	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie	Remplacement sur 95 km des conducteurs (ACSS) de l'axe double Albertville - La Coche - La Praz	En travaux	2012
Albertville - Grande-Ile 400 kV n°3	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie.	Remise en service de 41 km d'une ligne aérienne 400 kV existante actuellement hors conduite sur une partie et exploitée sur l'autre à 42 kV	En travaux	2012
Rulhat 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand.	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et exploitation du second terme de la liaison Bayet-Rulhat 225 kV à 400 kV.	A l'étude	2014
Bois Tollot 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Pays de Gex et des environs de Bellegarde.	Installation d'un transformateur 400 / 63kV de 150 MVA.	En cours d'instruction	2014
Renforcement de la capacité de transformation de la Savoie	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Savoie	Remplacer un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA par un appareil plus puissant de 600 MVA	A l'étude	2016
Optimisation et fiabilisation du réseau Nord Coulange	Augmentation de la capacité de transit interrégional nord sud du réseau, résorption de limitations de productions nouvelles	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 275 km des lignes aériennes existantes à 400 kV Coulange - Pivoz-Cordier - Le Chaffard et Coulange - Beaumont-Monteux - Le Chaffard	En travaux	2016
Projet "Deux Loires"	Sécurisation de l'alimentation électrique des villes du Puy en Velay, de St Etienne et de l'Yssingelais et accueil d'énergies renouvelables dans le Sud Auvergne (Puy de Dôme, Cantal, Lozère, Haute Loire, Ardèche)	Reconstruction d'un axe à 225 kV simple circuit en double circuit	En cours d'instruction	2016
Enval - Malintrat 225 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Création d'une liaison 225kV entre les postes d'Enval et de Malintrat, et d'une transformation 225/63 kV entre ces deux postes	A l'étude	2016

Région Rhône Alpes – Auvergne (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Plaine du Forez	Sécurisation de l'alimentation électrique de la plaine du Forez	Création d'une transformation 225/63 kV au poste de Feurs associée à la création d'une liaison 225 kV entre Feurs et Volvon	A l'étude	2016
Savoie - Piémont	Augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie et renforcement des capacités de secours mutuels entre les deux pays	Création d'une double liaison souterraine HVDC 320 kV de 2 x 600 MW.	En cours d'instruction	2017
France - Suisse	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Substitution de nouveaux ouvrages 400 kV à des ouvrages 225 kV obsolètes, au nord et/ou au sud du lac Léman à l'étude	A l'étude	A déterminer
Génissiat 400 kV	Symétrisation des transits sur le réseau et fin de vie d'installations du poste	Entrée en coupure de l'axe 400 kV Cornier - Montagny au poste de Génissiat (puis reconstruction du poste)	A l'étude	A déterminer

Projet au 31/12/2011

7.6.4 Région Sud-Est

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Zone d'accueil de production de Fos-Lavéra	Création de capacité d'accueil permettant d'évacuer jusqu'à 3 100 MW de production ; Sécurisation de l'alimentation électrique de l'ouest PACA	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV pour une capacité de transit de 2 x 1420 MVA et création de 2 postes 400/225 kV ainsi que de 3 km de lignes 400 kV.	En travaux	2012
Boutre - Ste Tulle n° 2 225 kV Création d'une ligne aérienne	Résorption de limitation à l'injection de production d'énergie renouvelable.	Déroulage d'un 2ème circuit sur une ligne non équipée et construction d'un tronçon à 2 circuits 225 kV en remplacement d'un tronçon existant à 1 circuit 150 kV.	En cours d'instruction	2014
Tricastin 400 kV	Amélioration de la sûreté du Système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Reconstruction des transversales basses et des colonnes isolantes du poste 400 kV	En cours d'instruction	2014
Filet de sécurité PACA	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'est PACA	Construction de 3 liaisons souterraines 225 kV : - 66 km entre les postes de Boutre et Trans - 26 km entre les postes de Biancon et Fréjus - 16 km entre les postes de Biancon et Bocca	En cours d'instruction	2015
Travaux aux postes de Tavel et de Réaltor 400kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de la région PACA	Fiabilisation des postes de Réaltor par remplacement de disjoncteurs et de Tavel par remplacement de sectionneurs	A l'étude	2015
Boutre-Tavel 400 kV	Augmentation de la puissance de court-circuit de l'axe Boutre - Tavel nécessaire au raccordement du client ITER	Passage en 400 kV du terre actuellement exploité en 225 kV de la ligne double Boutre - Tavel	En cours d'instruction	2016

Région Sud – Est (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Plan d'Orgon 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Vaucluse	Création d'un échelon 400 kV au poste de Plan d'Orgon comportant un transformateur 400 / 225 kV de 300 MVA en perspective du raccordement d'Iter avant création du poste de Roquerousse 400 kV	En cours d'instruction	2016
Tavel 400 kV	Amélioration de la sûreté du Système électrique à 400 kV dans la perspective du développement de la production	Remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste 400 kV	En cours d'instruction	2016
Midi - Provence	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Etude de la création d'une liaison sous-marine HVDC 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre le réseau de Grand Transport des Bouches-du-Rhône et le poste de La Gaudière (Aude)	En cours d'instruction	2018
Projet "Haute Durance"	Sécurisation et rénovation de l'alimentation de la Haute Durance et création de capacité d'accueil de production EnR	Création d'un réseau à 225 kV, rénovation du réseau à 63 kV actuel (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) et création d'un poste source supplémentaire 225 kV. Dépose de 200 km de réseau existant dont la ligne 150 kV.	En cours d'instruction	2020
Roquerousse 400 kV	Sécurité d'alimentation de la PACA	Création de l'échelon 400 kV au poste de Roquerousse, en coupure sur Tavel Boutre puis Tavel Réaltor, transformation 400/225	A l'étude	A déterminer
Roquerousse - Réaltor	Sécurité d'alimentation de la PACA	Création d'un nouveau circuit entre Roquerousse et Réaltor	A l'étude	A déterminer

7.6.5 Région Sud-Ouest

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Marsillon 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Pau	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage 400 kV	En travaux	2012
Marquis 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA	En cours d'instruction	2012
Gaudière - Rueyres 400 kV	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux dans la zone	Remplacement des conducteurs sur une partie limitante de 10 km d'une liaison aérienne 400 kV portant la capacité de transit à 1 300 MVA	En travaux	2012
Donzac 400 kV	Diminution des coûts de redispatching	Remplacement des disjoncteurs 400 kV existant par des appareils plus performants	A l'étude	2012
Baixas - Gaudière 400 kV	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux dans la zone	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 70 km de l'axe double 400 kV pour une capacité de transit de 2 x 2 500 MW	En cours d'instruction	2013
Issel 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Aude.	Ajout d'un transformateur 400 / 63 kV de 150 MVA	En cours d'instruction	2013
Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France Phase 1	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-Ouest de la France.	Installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes 400 kV, 225 kV et 63 kV du Sud-Ouest de la France, pour une capacité totale de 1 755 Mvar	En travaux	2013
France - Espagne "Palier 2 800 MW"	Augmentation de la capacité d'interconnexion (passage à 2 800 MW entre la France et l'Espagne (1400 MW aujourd'hui) et à 2 000 MW entre l'Espagne et la France	Création d'une nouvelle liaison d'interconnexion souterraine HVDC 320 kV de 68 km pour une capacité de transit de 2 x 1 000 MW	En cours d'instruction	2014
Tamareau 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier.	Installation d'un 2ème couplage et d'un sectionnement de barres 400 kV.	A l'étude	2014

Région Sud – Ouest (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Quatre Seigneurs – Saumade 225 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier.	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade.	En cours d'instruction	2014
Saucats 400 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux.	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage.	A l'étude	2014
Baixas – Mas Bruno 225 kV	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan.	Création d'un échelon 225 kV au poste de Mas-Bruno. Création d'une double liaison souterraine 225 kV de 7,6 km entre les postes de Baixas et Mas Bruno et installation d'un autotransformateur de 300 MVA au poste de Baixas.	En cours d'instruction	2014
Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France Phase 2	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-ouest de la France	Installation d'environ 760 Mvar de condensateurs aux postes de Léguevin, Lesquive, Portet et Verfeil	A l'étude	2015
Gestion des tensions hautes dans le Sud-Ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-ouest de la France	Installation de 590 Mvar moyens de compensation de l'énergie réactive (Selfs) à Argia, Lesquive, Rueyres, Verfeil, Cantegrit, Naoutot et Cissac	A l'étude	2015
Bruges-Marquis 225 kV + Pessac 225 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Bruges et de Marquis ; réaménagement du poste 225 kV de Pessac	En cours d'instruction	2015
Poursuite du renforcement du réseau 225kV de Perpignan	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225kV au poste de Cabestany et de sa liaison souterraine Mas Bruno - Cabestany 225kV.	En cours d'instruction	2016

Région Sud – Ouest (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Sud Aveyron	Résorption de limitation de production en vue d'accueillir un potentiel de 1 060 à 1 560 MW d'énergie éolienne et de 180 MW d'énergie photovoltaïque et hydraulique	Création d'un poste 400 / 225 kV en coupure sur l'axe Gaudière - Rueyres comportant deux autotransformateurs 400 / 225 kV de 300 MVA chacun	En cours d'instruction	2016
Lot et Lot-et-Garonne	Sécurisation de l'alimentation électrique du Lot et du Lot-et-Garonne	Création d'un poste 400/225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais – Donzac 400 kV et Gupie – Colayrac 225 kV	A l'étude	2016
Dordogne	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Dordogne	Création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cubnezais – Plaud 400 kV et Fléac – Sanilhac 225 kV	A l'étude	2017
Midi - Provence	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Etude de la création d'une liaison sous-marine HVDC 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre le réseau de Grand Transport des Bouches-du-Rhône et le poste de La Gaudière (Aude)	En cours d'instruction	2018
France – Espagne "Palier 4 000 MW"	Augmentation de la capacité d'interconnexion	A déterminer (une solution actuellement à l'étude porte sur le développement d'une ligne à courant continu sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine)	A l'étude	A déterminer
Renforcement du réseau à 400 kV du Massif Central, du Centre au Languedoc	Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional du réseau pour permettre l'accueil de production renouvelable, amélioration du maillage entre Centre et Languedoc	Développement d'un axe de forte capacité, en substitution d'ouvrages très haute tension existants à l'étude	A l'étude	A déterminer
Toulouse	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Création d'un poste 400/225 kV au croisement des lignes Cazaril – Verfeil 400 kV et Portet – Riveneuve / Tarascon 225 kV ; Installation d'un AT de 600 MVA équipé d'une self	A l'étude	A déterminer

7.6.6 Région Ouest

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Gestion des tensions hautes dans l'Ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Ouest de la France	Installation de trois réactances de 64 Mvar aux postes de Dambron, Les Quintes et Valdivienne	En cours d'instruction	2012
Renforcement de la capacité de transformation du poste à 400 kV de Marmagne (Bourges)	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges	Remplacement d'un appareil de 300 MVA par un appareil plus puissant de 600 MVA.	En cours d'instruction	2013
Filet de sécurité Bretagne - Gestion des tensions basses dans l'Ouest de la France	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Ouest de la France.	Installation de plus de 1 000 Mvar de moyens de compensations (plusieurs batteries de condensateurs et deux CSPR aux postes de Domloup et Merlatière).	En travaux	2013
Cotentin - Maine 400 kV	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terre à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA.	En travaux	2013
Renforcement de la capacité de transformation du poste à 400 kV de Larçay (Tours)	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Tours.	Installation d'un 3ème transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA.	En cours d'instruction	2014
Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne : Création d'une troisième alimentation pour le poste 225 kV de Laval	Sécurisation de l'alimentation électrique du département de la Mayenne.	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste d'Oudon et construction d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km environ entre les postes de Oudon et Laval.	En cours d'instruction	2014
Sud Pays de Loire	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Vendée, du Choletais et du sud Loire-Atlantique	Création d'un nouveau poste 400/225kV et renforcement du réseau 225 kV par deux liaisons souterraines respectivement de 10 et 40 km	En cours d'instruction	2015
Pays de Retz	Sécurisation de l'alimentation électrique des Pays de Retz (Sud de Nantes)	Création d'un échelon 225 kV au poste 63 kV de Brains et installation d'un transformateur de 170 MVA	En cours d'instruction	2015

Région Ouest (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Orvault	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Nantes	Création d'un poste 225/63 kV avec installation d'un transformateur de 170 MVA, et ses raccordements souterrain au réseau 225 kV Cordemais – St Joseph et 63 kV au nouveau poste ERDF de Conraie et à la ligne Gesvres - Blain	En cours d'instruction	2015
Sud Vienne 90 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du sud de la Vienne, du sud-est des Deux-Sèvres et du nord de la Charente	Création d'un poste d'étoilement et adjonction d'une alimentation à partir du poste à 400 kV de Rom	En cours d'instruction	2016
Filet de sécurité Bretagne - Renforcement des capacités du réseau	Sécurité d'alimentation du Nord et du Centre de la Bretagne et création de capacité d'accueil d'environ 300 MW pour les énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> - Construction d'une liaison simple circuit souterraine 225 kV de 80 km environ et d'une capacité de transit de 500 MVA entre les postes de Calan et Plaine-Haute. - Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et création d'un second jeu de barres 225 kV au poste de Plaine-Haute (en 2015) - Installation de deux transformateurs-déphaseur aux postes de Brennilis (en 2014) et Mûr-de-Bretagne 	En cours d'instruction	2017
Calan	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Bretagne (stabilité transitoire des groupes de production en pointe Bretagne et manœuvrabilité face aux incidents)	Entrée en coupure du circuit à 400 kV Cordemais - La Martyre dans le poste, installation d'un autotransformateur et création d'une liaison à 225 kV vers Poteau-Rouge	A l'étude	2020
Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Saint-Brieuc (Côtes d'Armor)	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	En cours d'étude	A l'étude	d'ici 2020
Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Saint-Nazaire (Loire Atlantique)	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 750 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	En cours d'étude	A l'étude	d'ici 2020

7.6.7 Région Normandie – Paris

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Installation d'un autotransformateur 400 / 90 kV de 240 MVA	En cours d'instruction	2012
Augmentation de la capacité d'accueil dans le Cotentin	Accueil de nouvelles productions	Remplacement de 10 disjoncteurs au poste de Menuel	En travaux	2012
Cotentin - Maine 400 kV	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terre à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA.	En travaux	2013
Gestion des tensions basses en Normandie et Ouest Parisien	Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries 400 kV aux postes de Rougemontier, Mézerolles et Taute (2 x 150 Mvar pour chacun des 3 postes), batteries 225 kV au poste de Plessis-Gassot (2x80 Mvar)	En cours d'instruction	2013
CSPR de Nanterre	Amélioration de la tenue de la tension de l'ouest parisien	Installation d'un CSPR au poste de Nanterre 225 kV	En cours d'instruction	2014
Le Chesnoy 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine-et-Marne.	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA.	En cours d'instruction	2014
Renforcement de la capacité de transformation du poste de Remise 400 kV et restructuration de ses alimentations	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Beauvais	Création d'une injection 400/225 kV (AT de 300 MVA) au poste de Remise et exploitation à 225 kV du 2ème terre de la liaison aérienne Patis - Remise actuellement exploité à 63 kV et renouvellement de l'alimentation de St Sépulcre par la création d'un poste 225 kV en coupure sur la ligne Patis - Terrier.	En cours d'instruction	2015

Région Normandie - Paris (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
Villejust 400 kV	Amélioration de la sûreté du Système électrique et gain sur les pertes dans la perspective du raccordement de groupes de production sur la région parisienne	Reconstruction des jeux de barres 400 kV pour une tenue à l'ICC de 40 kA	En cours d'instruction	2015
Est de la Seine et marne	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la Seine-et-Marne	Création d'un nouveau poste 400kV/HT et traitement de l'obsolescence de la ligne Chesnoy - Montereau.	A l'étude	2018
Doublement de la couronne parisienne entre l'Oise et le Val d'Oise	Sécurité d'alimentation de la région parisienne, moindre recours aux centrales de pointe au fioul et acheminement vers Paris de l'éolien off-shore et des productions qui se développent dans le Nord et la Haute- Normandie.	Liaison supplémentaire entre les postes de Cergy et de Terrier	A l'étude	2018
Renforcement de l'axe à 400 kV Havre- Rougemontier	Création de capacité d'accueil pour des projets de production Charbon et CCG dans la zone du Havre	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 54 km	En travaux	2018
Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV	Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Ajout d'un second autotransformateur 400 / 90 kV de 240 MVA au poste de Taute 400 kV	A l'étude	2020
Haute Normandie Sud Parisien Long Terme	Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Haute Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	A déterminer en fonction des volumes de production envisagés : soit un renforcement de l'ensemble des ouvrages entre Penly et Villejust ; ou création d'un nouvel axe HVDC souterrain de Penly à un poste à créer au sud de Villejust	A l'étude	A déterminer

Région Normandie - Paris (suite)

Libellé	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Statut	Mise en service
France Angleterre	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Création d'une liaison d'interconnexion à courant continu d'une puissance de 1 GW et d'une longueur d'environ 200 km en sous-marin et une trentaine de km en souterrain	A l'étude	2019
Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone du Tréport (Seine Maritime - Somme)	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 600 et 750 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	En cours d'étude	A l'étude	d'ici 2020
Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Fécamp (Seine Maritime)	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	En cours d'étude	A l'étude	d'ici 2020
Raccordement de la production éolienne Offshore - Zone de Courseulles-sur-Mer (Calvados)	Accompagner le développement des Energies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	En cours d'étude	A l'étude	d'ici 2020

8. PLAN DE DEVELOPPEMENT A 3 ANS

Le plan de développement à 3 ans présente les projets réalisés et mis en service dans les 3 ans aussi bien pour les infrastructures du réseau 400 kV que pour les réseaux régionaux de 63 kV à 225 kV.

Les projets sont présentés selon leur finalité principale. Certains projets peuvent répondre à plusieurs besoins, cependant seule la finalité principale est indiquée. Ces finalités ont été établies en cohérence avec le découpage retenu dans le TYNDP de 2010 :

1. Augmentation des capacités d'échange aux frontières
 Cette finalité caractérise les développements nécessaires aux zones frontières pour lesquelles la capacité de transit s'avère ou s'avèrera insuffisante à terme pour satisfaire les besoins d'échange.
2. Sécurité d'alimentation des zones de consommation
 Cette finalité caractérise les développements de réseau rendus nécessaires par la croissance de la consommation de certaines zones localisées qui en fragilise la sécurité d'alimentation. Cette croissance de consommation peut conduire, sans adaptation ou évolution de la structure de réseau à un risque de coupure pour les zones concernées.
3. Accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production existante
 L'arrivée de nouveaux groupes de production en des points du réseau ne disposant pas de potentiel de raccordement adapté peut conduire à des limitations d'évacuation de production sur le réseau existant. La nécessité de réduire ces limitations conduit à des évolutions de la structure actuelle du réseau par la mise en œuvre de projets de développement.
 Par ailleurs, afin de favoriser l'implantation de moyens de production dans des endroits favorables (équilibre global du système électrique, présence d'énergie primaire,.....) des zones d'accueil de production peuvent être créées par anticipation. Ces zones doivent permettre l'évacuation de la production future en réalisant les évolutions nécessaires du réseau.
4. Raccordement de clients
 Le raccordement de nouveaux ouvrages de clients au réseau de transport peut venir modifier les équilibres et les flux de certaines zones électriques. Ces raccordements de clients comprennent aussi bien les raccordements de groupes de production, les raccordements de postes alimentant des réseaux de distribution que les raccordements des postes d'alimentation de clients industriels. Seuls les raccordements en cours de réalisation dont la mise en service est prévue dans les 3 ans sont présentés dans le schéma décennal.
5. Sécurité du système électrique
 L'évolution des flux et de la topologie du réseau peut générer des contraintes inacceptables pour la sûreté du système électrique en régime permanent et en situation dégradée pouvant conduire à un incident majeur. Ces contraintes peuvent avoir plusieurs origines : des contraintes de transit générés par l'évolution des flux, des risques de tenue des ouvrages aux courants de court circuit en cas d'augmentation de ceux-ci, des variations de la tension en des points du réseau pas acceptables pour la stabilité du réseau. Différentes actions de développement ou de renforcement des ouvrages existants sont mises en œuvre pour lever la contrainte : renforcements de la capacité de transit, renforcement de la tenue mécanique des ouvrages, installation de moyens de compensation,...

6. Qualité d'alimentation

Certains points du réseau peuvent présenter des taux de coupure inadaptés aux besoins des clients. De même la forme d'onde délivrée sur le réseau peut présenter des creux de tension ou des taux de pollution de l'onde de tension difficilement compatibles avec les process de certains clients. Des actions d'amélioration sont entreprises afin d'obtenir un niveau de qualité d'alimentation compatible avec les engagements de RTE dans ce domaine.

7. Déclassement de production existante

Le déclassement de groupes de production peut conduire à des déséquilibres des flux énergétiques et à l'apparition de contraintes sur le réseau existant. Ceci conduit à modifier la structure du réseau afin de lever les contraintes générées par la disparition de groupes de production.

Sur la totalité des projets réalisés par RTE et dont la mise en service interviendra entre 2012 et 2014, le plan présente l'ensemble des projets les plus importants, soit environ la moitié en nombre des projets qui vont être réalisés d'ici 2014. Les projets cités représentent environ 90% du budget d'investissement pour les réseaux de RTE. Les projets de faible ampleur (<3M€) relatifs à la sécurité d'alimentation, à la sûreté système et aux raccordements ne sont pas cités.

Le plan à 3 ans reprend lorsque la mise en service est prévue dans les 3 ans les projets de développement des grosses infrastructures cités dans le chapitre « plan à 10 ans ».

Dans un souci de lisibilité, le plan à 3 ans présente par grande région RTE, c'est-à-dire par « zone d'exploitation du réseau » :

- Le contexte régional ;
- Un tableau représentant les flux électriques régionaux : demande (soutirage) et offre (injection) d'énergie électrique. Ces tableaux reflètent les flux à l'interface du réseau de transport et des réseaux de distributions : une partie de la production raccordée sur les réseaux HTA ou basse tension, consommée en aval des postes sources, n'est donc pas décomptée ici ; Les évolutions (par ex. raccordement) et les contraintes régionales qui seront levées dans les 3 ans ;
- La carte et le tableau des projets réalisés dans les 3 ans ;

La numérotation des projets sur les cartes régionales est reprise dans les tableaux joints.

D'ici 2014, aucun déclassement de production n'est prévu sur le territoire.

8.1 Région Nord-Est

8.1.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental

La région RTE Nord-Est couvre une superficie d'environ 40 000 km² sur le territoire des régions administratives du Nord-Pas de Calais et d'une partie des régions Picardie (départements de la Somme et de l'Aisne) et Champagne-Ardenne (départements des Ardennes et de la Marne). Elle compte près de 6 millions d'habitants dont les 2/3 se situent dans le Nord-Pas de Calais.

En dehors du massif ardennais, la région Nord-Est se compose de vastes plaines. Son climat est de type océanique sur une large bande littorale, le long de la Mer du Nord et de la Manche, avec une influence plus continentale sur le reste du territoire.

La région est très contrastée en terme d'urbanisation : très urbanisée dans le Nord-Pas de Calais; plus rurale en Picardie et surtout en Champagne-Ardenne.

La région Nord-Pas de Calais compte 3 parcs naturels régionaux (PNR) : Scarpe-Escaut, Caps et Marais d'Opale, Avesnois. La région Champagne-Ardenne compte un seul parc naturel régional (parc de la Montagne de Reims) mais un deuxième (le PNR Ardennes) devrait être prochainement labélisé. La région Picardie ne comporte pas dans la zone Nord-Est de PNR mais bénéficie pour autant d'un riche environnement littoral (dont l'estuaire de la baie de Somme).

Contexte économique

Avec un PIB de 87 milliards d'euros, le Nord-Pas de Calais est la 4^{ème} région qui produit le plus de richesse en France. La Picardie affiche un PIB deux fois moins important (44 milliards d'euros) et la Champagne-Ardenne, 36 milliards d'euros (cette dernière possède néanmoins le 6^{ème} plus fort PIB par habitants).

Régions fortement industrielles avec des secteurs traditionnels (métallurgie dans le Nord et textile dans les Ardennes), elles voient de nouveaux pôles d'excellence se développer (industries ferroviaires, logistique et distribution, industries numériques,..). Plusieurs grands projets structurants pour le territoire se développent : le canal Seine-Nord Europe (Picardie et Nord-Pas de Calais), le Y ardennais (future A 304) qui reliera mieux la Champagne Ardenne à la Belgique et aux grands flux européens, le terminal méthanier de Dunkerque et les projets du Grand Port Maritime de Dunkerque (cluster éolien offshore,..)...

La crise économique a durement touché ces régions, du fait de leur fort tissu industriel. Le Nord-Pas de Calais et la Picardie affichent des taux de chômage parmi les plus importants des régions françaises avec respectivement 12,8% et 11%. L'évolution de la population est quasiment stable ces dernières années voire diminue en Champagne-Ardenne, le solde naturel positif étant compensé par les flux migratoires.

Les prévisions de consommation électrique dans cette région sont ainsi assez faibles pour les prochaines années. L'augmentation de la consommation est estimée de l'ordre de 0,7% par an pour les 10 prochaines années, alors que la moyenne des 10 dernières années s'établissait à environ 1% par an.

A contrario, les moyens de production d'électricité continuent de se développer dans cette région. Au-delà des projets de cycle combiné gaz, la production d'électricité d'origine éolienne se développe massivement en Champagne-Ardenne (1^{ère} région française avec 790 MW installés) et en Picardie (2^{ème} région française avec 750 MW). En Nord-Pas de Calais, 360 MW sont installés. Les ambitions de ces régions dans ce domaine sont également très fortes avec respectivement 2800 MW, 2800 MW et 1400 MW à l'horizon 2020.

Flux électriques :

Nord - Est	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	48,2	51,2
<i>Distributeurs</i>	33,0	34,7
<i>Industriels</i>	12,7	13,5
<i>Pompage et auxiliaires</i>	1,0	1,4
<i>Pertes</i>	1,4	1,4
Exportation	33,9	33,7
<i>International</i>	8,7	10,3
<i>Vers autres unités RTE</i>	25,2	23,4
Total Demande	82,1	84,9
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	61,6	64,8
<i>Nucléaire</i>	53,7	56
<i>Thermique classique</i>	6,8	7,3
<i>Hydraulique</i>	0,8	1,1
<i>Eolien</i>	0	0
<i>Réseaux distributeurs</i>	0,3	0,4
Importation	20,5	20,1
<i>International</i>	9,4	8,7
<i>Autres unités RTE</i>	11,1	11,4
Total Offre	82,1	84,9
Pmax hiver		8656 MW
Pmax été		6302 MW

8.1.2 Projets à réaliser sur la période 2012 - 2014

8.1.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

Même si la consommation de la région augmente faiblement, des contraintes apparaissent pour l'alimentation de certaines zones.

Ainsi, l'augmentation de la consommation électrique dans la zone de Boulogne sur mer conduit à envisager le renforcement de la transformation 225/90 kV du poste d'Echinghen à l'horizon 2014.

A l'horizon 2015-2020, d'autres contraintes apparaissent pour alimenter les agglomérations de Reims, Lille, Arras, Lens Béthune et les régions à l'ouest d'Amiens et du Nord de l'Aisne.

Accueil de nouvelles productions

Le fort développement de l'éolien nécessite la création de nouvelles structures destinées à l'accueil de cette production. Il génère aussi des contraintes de tension haute qui nécessiteront l'installation de selfs de compensation (voir § sûreté système).

La création du poste 400kV de Fruges en coupure sur l'axe Argoeuves – Mandarins n°2 permettra de résorber les limitations à l'injection, suite à l'arrivée de projets de raccordement de fermes éoliennes.

Pour permettre l'accueil de production éolienne dans la zone de Reims des travaux d'amélioration de la structure des postes seront réalisés sur les postes de Damery 63 kV et de Fère Champenoise 90 kV.

Raccordements

Un poste source sera créé d'ici 2013 à Forges les Eaux en raccordement sur le poste de Neufchatel par l'intermédiaire d'une liaison souterraine 90 kV.

Des demandes de raccordement ont été reçues sur la région certaines à titre exploratoire et d'autres pour des mises en services au-delà de 2014 tel que le raccordement du groupe de production à cycle combiné gaz au poste de Chevalet.

Sûreté du Système Electrique

Le réseau du Nord de la France, caractérisé par la proximité de zones fortement productrices et d'agglomérations fortement consommatrices, est traversé par des transits frontaliers importants, contrastés et difficilement prévisibles (voir paragraphe 7.3.3). Ces transits mettent en contrainte les lignes 400 kV entre Lonny et Vesle et Avelin et Gavrelle. Ils génèrent aussi des contraintes de tension basse l'hiver qui nécessitent l'installation de batteries de condensateurs dans la zone Nord.

Dans ce cadre, un programme d'installation de batteries de condensateurs 150 Mvar est prévu pour équiper les postes 400 kV d'Argoeuves et de Vesle d'ici 2013 afin d'améliorer la tenue de tension sur les zones d'Amiens et de Reims en hiver.

Les problèmes de tension haute rencontrés en été sur la zone Nord, nécessitent l'installation d'une self de 64 Mvar au poste 400 kV de Laténa ainsi qu'au poste d'Argoeuves.

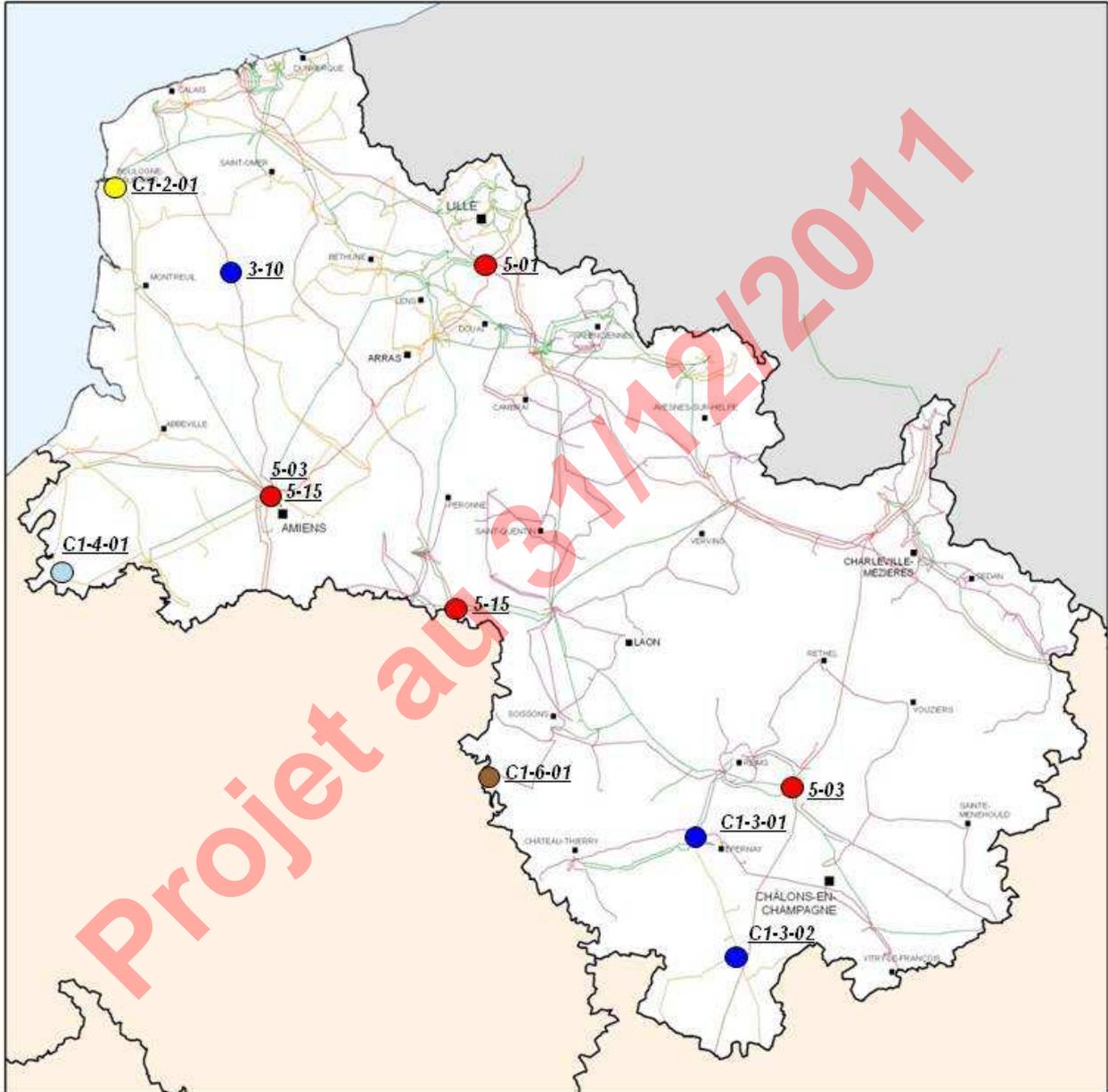
Enfin, l'amélioration de la capacité globale du réseau pour tenir compte des échanges d'électricité internationaux dans la zone de Lille nécessite l'installation au poste 400 kV d'Avelin d'un 3^{ème} jeu de barres et du remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste.

Qualité d'alimentation

Dans la zone de Soissons, l'installation d'un transformateur déphaseur de 70 MVA au poste 63 kV de Russy permettra d'éviter de nombreuses coupures brèves des postes de Villers Cotterêts et de Chouy et d'améliorer la qualité d'alimentation de cette zone.

8.1.2.2 Carte du volet à 3 ans de la région Nord – Est

Volet à 3 ans du Plan National Décennal Région Nord Est « 2012 – 2014 »



1	Développement des interconnexions	4	Raccordement
2	Sécurité d'alimentation Croissance de charge	5	Sûreté du système électrique
3	Accueil de nouvelles productions	6	Qualité d'alimentation

8.1.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Nord – Est

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Damery 63 kV augmentation ICC	C1-3-01	Augmentation de la capacité d'accueil de production éolienne à court terme dans la zone de Reims.	Renforcement du jeu de barres et renforcement des charpentes vis à vis de la tenue aux courants de court circuit.	2012
Avelin 400 kV	5-01	Amélioration de la sûreté système suite à l'augmentation des échanges d'électricité internationaux dans la zone de Lille.	Installation d'un 3ème jeu de barres et remplacement de matériels pour renforcer la tenue aux courants de court-circuit du poste	2012
Russy 63 kV	C1-6-01	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'Aisne.	Installation d'un transformateur déphaseur de 70 MVA au poste de Russey	2012
Gestion des tensions hautes dans le Nord de la France	5-15	Amélioration de la sûreté système vis à vis de la tenue de tension.	Installation d'une self de 64 Mvar au poste de Laténa (en 2012) et au poste d'Argoeuves (en 2013)	2013
Création du poste 400 / 90 kV de Fruges	3-10	Création d'une zone d'accueil de production éolienne dans l'Est du Pas de Calais.	Créer un poste 400/90 kV alimenté en coupure sur le circuit n°2 de la ligne à 400 kV Argoeuves – Mandarins, et à l'équiper d'un transformateur 400/90 kV de 240 MVA	2013
Fère Champenoise 90 kV	C1-3-02	Meilleure répartition des transits en cas de forte production éolienne dans la zone de Reims	Installation d'un couplage et d'un automate de débouclage ampéremétrique au poste 90 kV de Fère Champenoise	2013
Forges les Eaux 90 kV	C1-4-01	Raccordement d'un client distributeur.	Création d'une liaison souterraine de 20km et extension du poste de Neufchatel	2013
Gestion des tensions basses dans le Nord de la France	5-03	Amélioration de la tenue de la tension dans le Nord de la France	Installation d'une batterie de condensateurs de 150 Mvar au poste d'Argoeuves ainsi qu'au poste de Vesle	2013
Echinghen 225 kV	C1-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Boulogne-sur-Mer.	Renforcement de la transformation 225/90 kV par l'installation d'un transformateur de 100 MVA.	2014

8.2 Région Ouest

8.2.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental

Le territoire couvert par RTE dans l'ouest comporte 19 départements, regroupés en 4 régions administratives (Bretagne, Centre, Pays de Loire et Poitou Charentes), pour une superficie d'environ 126 000 km².

Le territoire est essentiellement rural et constitué de plaines et d'une grande façade maritime d'environ 3000 kilomètres. Quatre Parcs Naturels Régionaux sont implantés (parc d'Armorique, parc de Brière, parc de Loire-Anjou-Touraine et le parc de la Brenne) et deux parcs partiellement sur le territoire de la région (parc Normandie-Maine et parc du Perche).

Le climat est globalement de nature océanique, avec des risques de fortes tempêtes et de pollution saline notamment proche du littoral.

Contexte économique

L'Ouest de la France fait partie des régions les plus dynamiques de l'Hexagone. Dopée par la croissance économique et l'afflux de nouveaux habitants, la consommation d'électricité y augmente plus rapidement que la moyenne nationale. Les 4 régions administratives ont cependant des caractéristiques très différentes entre elles en termes de développement économique et démographique.

60 clients industriels, grands consommateurs d'électricité, 5 distributeurs d'électricité, et 22 sites de production, sont directement raccordés au réseau de transport d'électricité.

La région Pays de Loire (3,6 millions d'habitants) vit une croissance démographique importante, estimée à 0,76% par an alors que la moyenne nationale est de 0,45% par an. L'INSEE estime cette évolution durable puisqu'à l'horizon 2030, la population des Pays de Loire aura augmenté de 500 000 habitants pour un total de 4,15 millions d'habitants (augmentation de 14 % de 2010 à 2030). A titre de comparaison, la croissance démographique nationale sur la période 2010-2030 est estimée à 9%.

Depuis 2003, la consommation d'électricité dépasse la tendance française. En cumulé depuis 2003, elle s'élève à 21,7% alors qu'elle est de 8,9% au plan national.

La région Bretagne (3,2 millions d'habitants) connaît aussi un dynamisme démographique important. Elle devrait voir sa population augmenter d'environ 15% entre 2010 et 2030.

Tout comme la région Pays de Loire, depuis 2003, la consommation d'électricité dépasse la tendance française. En cumulé, elle s'élève à 20,6%.

La région Poitou Charentes (1,8 million d'habitants) vit une croissance démographique de l'ordre de 10 % de 2010 à 2030. Cette croissance est proche de la moyenne nationale.

Depuis 2003, la consommation totale d'électricité de la région Poitou-Charentes dépasse la tendance française. En cumulé depuis 2003, la croissance de la consommation d'électricité en région Poitou-Charentes s'élève à +14,8%.

La région Centre (2,6 millions d'habitants) voit sa population augmenter moins rapidement puisque la croissance entre 2010 et 2030 est prévue de l'ordre de 7%, donc inférieure à la moyenne nationale.

Depuis 2003, la consommation d'électricité dépasse légèrement la tendance française. En cumulé depuis 2003, elle s'élève à 11,7%.

Flux électriques :

Ouest	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	74,7	79,2
<i>Distributeurs</i>	67,6	71,8
<i>Industriels</i>	4,7	4,7
<i>Pompage et auxiliaires</i>	0,0	0,0
<i>Pertes</i>	2,4	2,7
Exportation	45,6	47
<i>International</i>		
<i>Vers autres unités RTE</i>	45,6	47
Total Demande	120,3	126,2
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	98,3	103,2
<i>Nucléaire</i>	91	95
<i>Thermique classique</i>	5,9	6,7
<i>Hydraulique</i>	0,7	0,7
<i>Eolien</i>	0,1	0,1
<i>Réseaux distributeurs</i>	0,6	0,7
Importation	22,4	23,1
<i>International</i>		
<i>Autres unités RTE</i>	22,4	23,1
Total Offre	120,7	126,3
Pmax hiver	15 626 MW	15 255 MW
Pmax été	9 695 MW	10 414 MW

8.2.2 Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014

8.2.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

En Bretagne, les premiers projets identifiés dans le Pacte électrique breton seront mis en œuvre à partir de 2011. Ils permettront d'améliorer la sécurité d'alimentation de l'ensemble de la zone. La mise en œuvre de l'ensemble du filet de sécurité breton décrit dans le plan de développement à 10 ans permettra de résoudre durablement cette fragilité (voir paragraphe 7.3.1).

En complément, il s'agit de mettre en service à l'horizon 2013/2014 deux postes 225 / 90 kV pour sécuriser l'alimentation électrique de Rennes et du Nord de l'Ille et Vilaine. Un transformateur 225/63 kV sera ajouté au poste de Landerneau pour sécuriser la zone de Brest ainsi qu'un transformateur déphaseur au poste 255 kV de Brennilis pour améliorer la sécurité des Côtes d'Armor.

En Pays de la Loire, la Mayenne bénéficiera de l'arrivée du projet Cotentin-Maine. En complément, la création du poste 225 kV de Buttavent et d'une troisième injection 225 kV à Laval par une liaison souterraine de 20 km répondent au besoin de sécurisation d'alimentation du département.

Les régions Centre et Poitou-Charentes ne connaissent pas un taux d'évolution de la consommation du même niveau que leurs voisines. Cependant les agglomérations d'Orléans, de Niort, de Bourges et de Tours ont un développement qui justifie pour RTE des évolutions notoires de la structure de leur réseau d'alimentation, entraînant des créations de postes ou des renforcements de transformation dans les postes existants.

D'autres zones présentent des fragilités d'alimentation à résoudre d'ici 10 ans, comme décrit dans la partie du plan de développement à dix ans.

Accueil de nouvelles productions

Outre l'éolien offshore, RTE doit anticiper l'accueil de la production d'énergie renouvelable terrestre (éolien, photovoltaïque, biomasse etc. ...). Dans l'Ouest, une cinquantaine de ZDE sont déjà validées, et la puissance éolienne raccordée est d'environ 2000 MW. Une centaine de nouveaux projets sont prévus, pour une puissance de 1000 MW. De plus, les centrales photovoltaïques représentent une puissance de 370 MW. Des renforcements réseau sont réalisés pour accompagner ces développements. Ainsi la création du poste 225 kV de Tivernon au Nord d'Orléans va permettre l'évacuation de la production éolienne attendue en région Centre entre Orléans et Chartres. D'autres zones pourraient se retrouver en contrainte, fonction du volume de production renouvelable à raccorder, d'où l'importance de l'élaboration en cours des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) et des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

Raccordements

Les raccordements de clients qui seront réalisés entre 2012 et 2014 concernent principalement le raccordement de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation sur les agglomérations de Nantes, d'Orléans, et de Laval, en Vendée et sur l'île d'Oléron. Les autres raccordements en cours de réalisation sont le raccordement de deux producteurs éoliens en Charente et en Eure et Loir et le raccordement d'une station de compression de gaz.

Sûreté du système électrique

Les problèmes de tenue de tension basse en période d'hiver conduisent à la mise en place d'un programme d'installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes de la partie Ouest de la région et de compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR) aux poste de Domloup et de Merlatière. Ce programme sera réalisé sur 3 ans entre 2011 et 2013. Une partie de ce programme est un élément

constitutif du « filet de sécurité breton » décrit dans le plan de développement à 10 ans (voir paragraphe 7.3.1).

Ce programme n'est pas suffisant pour résoudre la fragilité globale sur l'ensemble de la région Bretagne liée à un risque d'écroulement de tension généralisé (blackout) du fait de l'éloignement entre les centres de production et les lieux de consommation. Il doit être complété par le raccordement indispensable de la centrale à cycle combiné gaz attendue dans la zone de Brest, comme décrit dans le plan de développement à dix ans.

En période d'été les problèmes de tenue de tension haute sur la partie Est de la région imposent l'installation de réactances dans les postes de Dambron, Les Quintes et Valdivienne.

Qualité d'alimentation

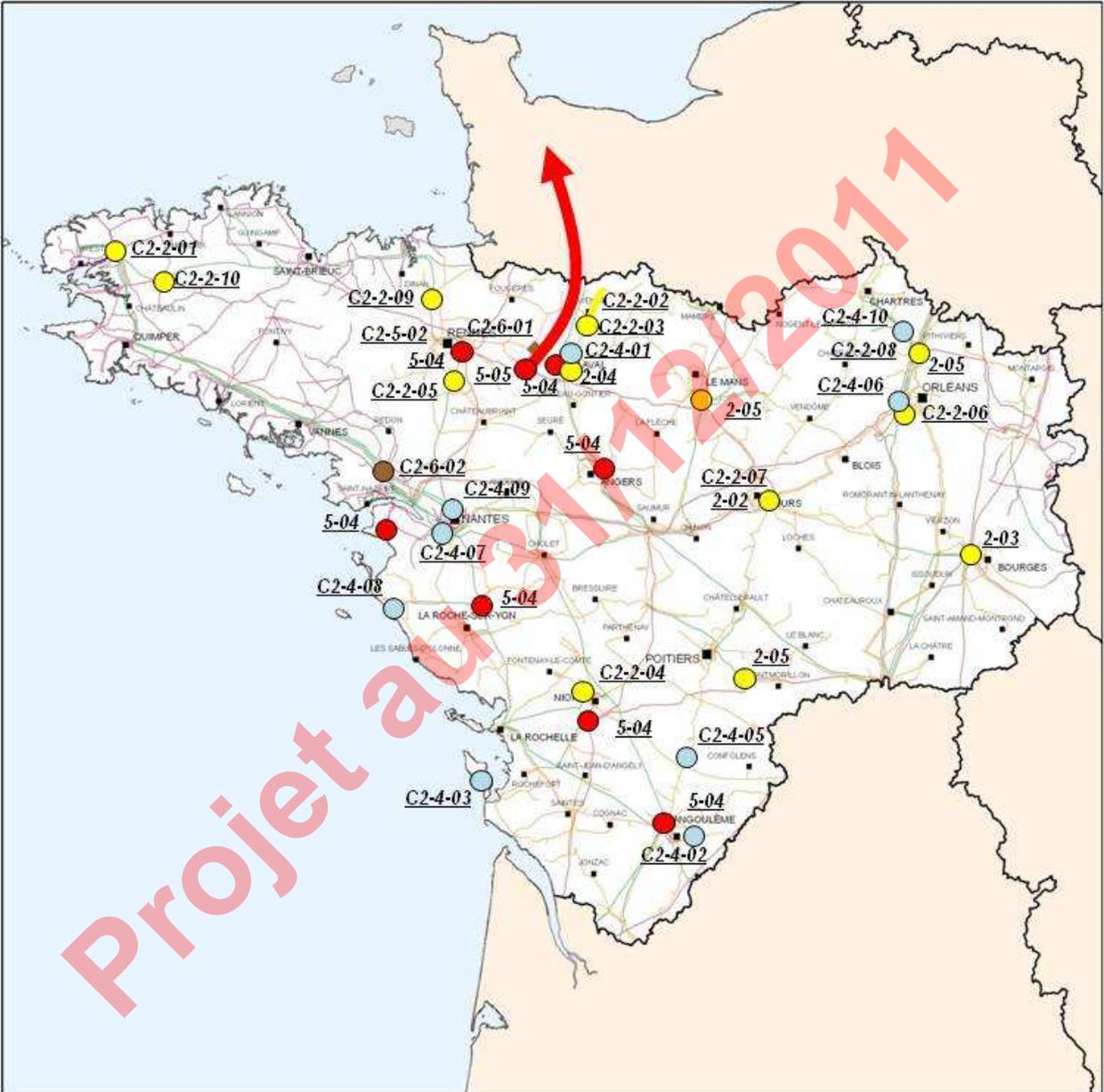
La création d'une liaison souterraine Croqueloup – Bréal 90 kV améliorera la qualité d'alimentation de la zone Nord de l'agglomération de Laval

Le renforcement de la tenue aux courants de court-circuit du poste de Pontchâteau permettra une exploitation en schéma bouclé de la zone, et améliorera ainsi la qualité d'alimentation.

Projet au 31/12/2011

8.2.2.2 Carte des projets à 3 ans de la région Ouest

Volet à 3 ans du Plan National Décennal Région Ouest « 2012 – 2014 »



1	Développement des interconnexions	4	Raccordement
2	Sécurité d'alimentation Croissance de charge	5	Sûreté du système électrique
3	Accueil de nouvelles productions	6	Qualité d'alimentation

8.2.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Ouest

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Gestion des tensions hautes dans l'Ouest de la France	2-05	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Ouest de la France	Installation de trois réactances de 64 Mvar aux postes de Dambron, Les Quintes et Valdivienne	2012
Landerneau 225 kV	C2-2-01	Sécurité d'alimentation du Nord-Ouest du Finistère	Renforcement de la transformation 225 / 63 kV de Landerneau.	2012
Buttavent Création d'un poste 225 / 90 kV	C2-2-03	Sécurité d'alimentation du Nord de la Mayenne	Création d'un poste 225 / 90 kV	2012
St Florent 225 kV	C2-2-04	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Niort.	Renforcement de la transformation 225 / 90 kV de St Florent et création d'une liaison Granzay - St Florent n°2 225 kV	2012
Bréal - Croqueloup - Vitré 90 kV Création d'une liaison souterraine	C2-6-01	Sécurité d'alimentation de la zone de Vitré et du nord-ouest de la Mayenne	Création d'une liaison entre les postes de Croqueloup et Bréal	2012
Thevalles 90 kV	C2-4-01	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération lavalloise.	Réalisation d'une liaison souterraine 90 kV de 6,6 km environ entre le poste de Laval et le futur poste source de Thévalles.	2012
La Morandie 90 kV	C2-4-02	Répondre à la demande de raccordement du client	Raccordement du poste La Morandie (Site GRTgaz) depuis le poste de Touvre au moyen d'une liaison souterraine à 90kV de 11 km et création d'une cellule ligne 90kV au poste de Touvre.	2012
La Beaucoursière 90 kV	C2-4-03	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de charge HTA de l'Île d'Oléron	Création de 2 liaisons souterraines de 1,5 km depuis la ligne 90 kV Marennes - Valinière	2012
Lassay - Buttavent 90 kV Création d'une liaison souterraine	C2-2-02	Sécurité d'alimentation du Nord de la Mayenne	Création d'une liaison souterraine	2013
Renforcement de la capacité de transformation du poste à 400 kV de Marmagne (Bourges)	2-03	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bourges	Remplacement d'un appareil de 300 MVA par un appareil plus puissant de 600 MVA.	2013

Liste des projets à 3 ans de la région Ouest (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Filet de sécurité Bretagne - Gestion des tensions basses dans l'Ouest de la France	5-04	Amélioration de la tenue de la tension dans l'Ouest de la France.	Installation de plus de 1 000 Mvar de moyens de compensations (plusieurs batteries de condensateurs et deux CSPR aux postes de Domloup et Merlatière).	2013
Morihan 225 kV	C2-2-05	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Rennes	Création de l'échelon 225 kV dans le poste 90 kV existant et de son raccordement souterrain en coupure sur la ligne Cordemais-Domloup 225 kV	2013
St Cyr en Val : Création du poste 225 / 90 kV et de deux liaisons souterraines	C2-2-06	Sécurité d'alimentation du sud de l'agglomération d'Orléans	Création d'un poste 225 / 90 kV et des liaisons souterraines St Cyr en Val - pylône 188 de la ligne Chaingy-Marmagne et St Cyr en Val- pylône 188 de la ligne Chaingy-Saussaye.	2013
Cotentin - Maine 400 kV	5-05	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terne à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA.	2013
Pontchateau 225 kV	C2-6-02	Amélioration de la qualité d'alimentation de Pontchateau.	Renforcement de la tenue aux ICC du poste de Pontchateau	2013
Ile de Nantes 63 kV	C2-4-07	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération nantaise.	Raccordement du futur poste-source en antenne sur le poste de Cheviré par une liaison souterraine 63 kV de 5 km environ.	2013
St Hilaire de Riez - Soullans 90 kV Création d'une liaison souterraine	C2-4-08	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA en Vendée.	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 8 km.	2013
Epines Fortes - Portillon 90 kV Création d'une liaison souterraine	C2-2-07	Renforcement de l'alimentation du centre de Tours.	Création d'une liaison souterraine.	2014
Tivernon 225 kV	C2-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone d'Orléans et contribution à l'évacuation de la production éolienne attendue entre Chartres et Orléans.	Création d'un échelon à 225 kV dans le poste à 90 kV existant et de son raccordement en souterrain sur la ligne à 225 kV Dambron-Les Carrés-Villejust n°1	2014

Liste des projets à 3 ans de la région Ouest (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Renforcement de la capacité de transformation du poste à 400 kV de Larçay (Tours)	2-02	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Tours.	Installation d'un 3ème transformateur 400 / 90 kV de 240 MVA.	2014
Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne : Création d'une troisième alimentation pour le poste 225 kV de Laval	2-04	Sécurisation de l'alimentation électrique du département de la Mayenne.	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste d'Oudon et construction d'une liaison souterraine à 225 kV de 20 km environ entre les postes de Oudon et Laval.	2014
Tréfumel Création d'un poste 225 / 90 kV	C2-2-09	Sécurité d'alimentation du Nord de l'Ille-et-Vilaine.	Création d'un poste 225 / 90 kV sous la ligne à 225 kV Belle Epine - Rance.	2014
Brennilis 225 kV	C2-2-10	Amélioration de la sécurité d'alimentation des Cotes d'Armor.	Installation d'un transformateur déphaseur.	2014
Taize - Aizie 90 kV	C2-4-05	Raccordement d'un client producteur éolien.	Création d'un poste 90 kV /HTA à deux départs ligne sur la commune de Taizé-Aizié en entrée en coupure sur la ligne 90 kV Bodut – Longchamp. Remplacement des conducteurs entre le poste 90 kV de Longchamp et le pylône 11.	2014
Blossières 90 kV	C2-4-06	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération d'Orléans.	Construction d'une liaison souterraine 90 kV d'environ 3,5 km entre Marchais et Blossières.	2014
Conraie 63 kV	C2-4-09	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération de Nantes.	Le raccordement retenu est une entrée en coupure sur la liaison souterraine 63 kV Joli-Mai St Joseph, avec une alimentation depuis le poste RTE d'Orvault à créer.	2014
Justice 225 kV	C2-4-10	Raccordement d'un client producteur éolien.	Raccordement d'un poste 225/20 kV en piquage sur la ligne 225 kV Chaunay - Dambron.	2014

8.3 Région Normandie-Paris

8.3.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

Le territoire de la plaque Normandie-Paris s'étend sur une superficie de l'ordre de 48 000 km². Il couvre les régions administratives Ile-de-France, Haute-Normandie, Basse-Normandie et Picardie (limitée au département de l'Oise).

Le territoire de la région est intégralement à basse altitude, mais est néanmoins concerné par le risque de pluie verglaçante. La bordure littorale (Haute Normandie et Basse Normandie) et la zone des boucles de la Seine sont des zones dans lesquelles il existe des risques climatiques liés des vents de fortes pressions. La zone littorale est par ailleurs concernée par des risques de pollution saline. Par ailleurs, le territoire de Normandie Paris intègre dans leur totalité 4 parcs naturels régionaux (Marais du Cotentin et du Bessin, Oise-Pays de France, Vexin français, Haute-Vallée de Chevreuse) et 3 autres parcs (Gâtinais français, Perche et Normandie Maine), pour une partie seulement de leur superficie.

Contexte économique :

De façon générale, RTE Normandie-Paris assure la desserte de 99 clients industriels, des réseaux ferrés RATP et la SNCF, ainsi que des îles de Jersey et de Guernesey. Les disparités démographiques et économiques sont importantes suivant les territoires.

La région Ile de France se caractérise par une densité urbaine très forte conduisant à une extrême sensibilité aux incidents affectant le réseau, notamment pour Paris intra muros. Le pôle économique de la Défense constitue pour sa part une zone nécessitant un niveau élevé de qualité de fourniture. La Haute Normandie est une région à la fois rurale (Eure) et industrielle (Seine Maritime), surtout sur sa partie Nord. L'activité industrielle est portée par l'activité portuaire, la pétrochimie et les technologies de pointe.

En Basse Normandie, le Nord du Cotentin et la région de Caen sont industrialisés, mais le reste de la région est plus rural ou tourné vers le tourisme, notamment pour la frange littorale. L'Oise bénéficie pour sa part du développement de l'Ile de France tant en termes démographiques qu'économiques et industriels.

Le Taux de Croissance Annuel Moyen de la consommation de la région Normandie Paris est de 1,2% / an sur la période 2011-2016 (0,7% / an au-delà). Néanmoins, des disparités sont observées suivant les régions : Ile-de-France → 1,4% / an, Haute-Normandie → 0,7% / an, Basse-Normandie → 0,9% / an, Picardie (Oise uniquement pour SENP) → 0,8% / an.

La région Normandie-Paris reste globalement importatrice d'énergie avec une consommation intérieure supérieure à sa production d'environ 13%. En particulier, l'Ile de France importe environ 85% de l'énergie qu'elle consomme. Celle-ci provient en grande partie des sites de production nucléaire situés en Haute Normandie et Basse Normandie (sites de Flamanville, Paluel et Penly). On rappelle le raccordement du troisième groupe de Flamanville à l'échéance 2013-2014. L'avenir des centrales thermiques classiques est pour sa part fortement lié à la mise en œuvre de la Directive Européenne GIC qui conduira au déclassement des groupes et leur substitution éventuelle par des TAC, notamment en région Parisienne.

Flux électriques :

Normandie Paris	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	103,3	108,3
<i>Distributeurs</i>	88,6	93,4
<i>Industriels</i>	12,7	12,7
<i>Pompage et auxiliaires</i>	0,4	0,5
<i>Pertes</i>	1,62	1,69
Exportation	28,02	27,52
<i>International</i>	0,82	1,02
<i>Vers autres unités RTE</i>	27,4	26,5
Total Demande	131,5	135,8
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	74,2	76,1
<i>Nucléaire</i>	63,9	65,9
<i>Thermique classique</i>	10,2	10,2
<i>Hydraulique</i>	0,015	0,012
<i>Eolien</i>	0	0
<i>Réseaux distributeurs</i>	0,07	0,06
Importation	57,3	59,7
<i>International</i>	0	0
<i>Autres unités RTE</i>	57,3	59,7
Total Offre	131,5	135,8
Pmax hiver	21 338 MW	21 052 MW
Pmax été	12 709 MW	12 770 MW

8.3.2 Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014

8.3.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

En Basse Normandie, après la mise en service en 2010 de la liaison souterraine Avranches – Launay, l'alimentation du centre Cotentin reste à compléter par une injection 400/90 kV supplémentaire au poste de Taute. Une liaison entre ce poste et le poste de Périers à 90 kV sera mise en service en 2012. Il existe par ailleurs des risques de délestage sur N-1 transformateur au poste de Flers qui nécessite le renforcement de la capacité de transformation.

En Haute Normandie, des développements sont attendus pour répondre aux enjeux de la croissance des charges à l'Est de Rouen, en particulier par la création de deux liaisons souterraines 90 kV.

En région parisienne, dans le Nord – Ouest création d'une troisième liaison souterraine 225 kV entre les postes de Seine et de Saint Ouen afin de résorber les contraintes de transit entre les lignes Fallou - Novion.

Compte tenu des forts enjeux associés à l'alimentation de la Défense, la structure du réseau local nécessite un renforcement en 2014 par la création d'une nouvelle liaison souterraine entre les postes 225 kV de Nanterre et Puteaux. Ce renforcement permettra de réduire les conséquences sur la clientèle d'incidents comme la perte complète d'un poste source d'ERDF.

Pour l'Est parisien, au poste 225 kV de Villevaudé un renforcement de la tenue aux courants de court-circuit est programmé pour améliorer la sécurité d'alimentation de la zone.

Au Sud de la région parisienne, il convient de noter les besoins de sécurisation de la zone de Sénart en cas de contraintes d'injection au poste de Courtry. De même l'alimentation de la zone de Nemours nécessite un renforcement afin de supprimer les risques de délestage en cas de N-1 sur la transformation du poste de Nemours. Les travaux de renforcement du poste 225 kV de Sénart, la création de nouvelles liaisons souterraines sur la zone de Melun et le renforcement de la transformation au poste du Chesnoy vont permettre d'améliorer la sécurité d'alimentation au Sud de la Seine et Marne.

Dans l'Oise la sécurisation de l'alimentation de Compiègne est à réaliser en traitant de façon conjointe les contraintes de patrimoine, ainsi que la sécurisation de l'alimentation de la zone de Beauvais.

A dynamique de croissance des charges inchangée, les projets de réseau évoqués précédemment n'appellent pas d'évolutions de réseau complémentaire sur les zones concernées d'ici 2020. Toutefois, dans l'hypothèse de développement économique de certains territoires qui irait s'accroissant (Opérations d'Intérêt National, émergence de centres de traitement des données (data center), des adaptations de réseau pourraient localement s'avérer nécessaires.

Accueil de nouvelles productions

De nombreuses communautés de communes se sont saisies de l'aménagement de leur territoire dans le domaine éolien, au travers de l'élaboration de zones de développement éolien (une cinquantaine de zones, validées ou à l'étude) qui représentent un volume régional de l'ordre de 3000 MW.

Les façades maritimes de la Basse et de la Haute Normandie sont riches d'un gisement important dans le domaine des énergies marines renouvelables, que ce soit celui de l'éolien offshore (1750 MW sur les 3 GW de l'Appel d'Offre éolien off-shore), mais également celui des technologies sous-marines (hydroliennes). En ce qui concerne les hydroliennes, le gisement se situe exclusivement dans le nord du Cotentin (a minima, plusieurs centaines de MW de potentiel). La capacité d'accueil du Cotentin sera adaptée, pour accompagner le développement des projets de production ENR sur la zone selon sa dynamique. A ce titre, des dispositifs de protection plus performants seront installés au poste de Manuel.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2012 et 2014 concernent :

- le raccordement de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation autour de Paris, en Seine et Marne et en Normandie.
- Le renforcement de l'alimentation de Jersey

Sûreté du système électrique

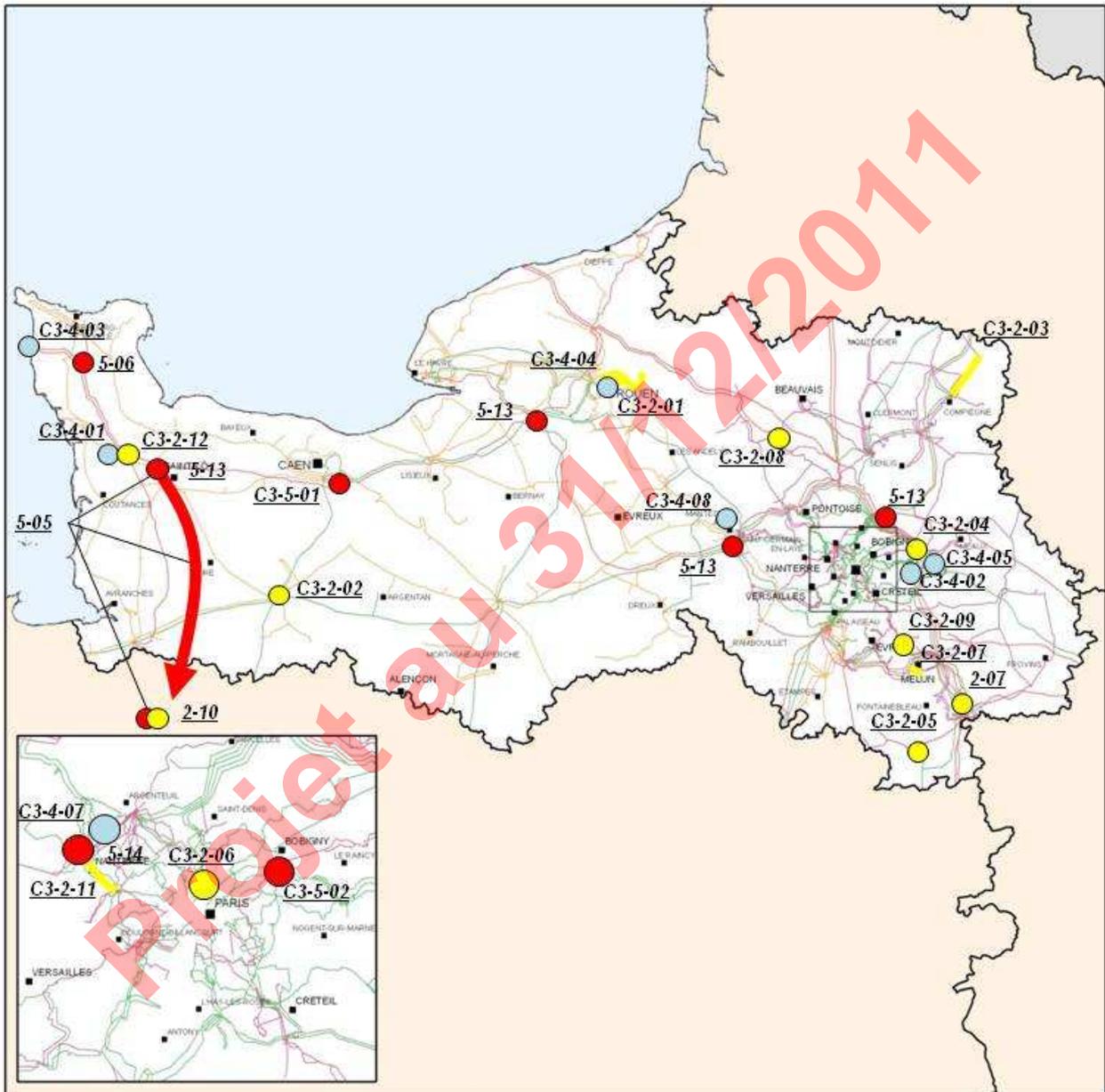
La réalisation de la ligne Cotentin Maine permettra d'éviter des risques de perte de synchronisme des groupes de production liée au raccordement de l'EPR de Flamanville et permettra également l'évacuation de la production de la zone du Cotentin.

La région parisienne et la Normandie sont confrontées à des risques d'écroulement de tension en cas de forts imports depuis les frontières nord et est par temps froid, combinés à des plans de production relativement contraignants et à une limitation de puissance réactive des groupes de production. L'installation de bancs de condensateurs dans plusieurs postes de ces deux régions est prévue en 2011 et celle d'un compensateur statique au poste de Tourbe est prévue pour l'hiver 2012. Ces premiers investissements seront complétés par d'autres de même nature en 2013 et 2014 du fait de l'augmentation de la consommation de pointe, mais aussi des perspectives de déclassement d'unités de production centralisées notamment en Ile de France.

La création d'une liaison barres au poste 400 kV de Villevaudé va permettre de sécuriser l'exploitation de la zone Villevaudé – Sausset.

Projet au 31/12/2011

8.3.2.2 Carte des projets à 3 ans de la région Normandie Paris

Volet à 3 ans du Plan National Décennal
Région Normandie Paris « 2012 – 2014 »

8.3.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Normandie Paris

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Renforcement de la capacité de transformation du poste de Taute 400 kV	2-10	Sécurisation de l'alimentation électrique du Cotentin	Installation d'un autotransformateur 400 / 90 kV de 240 MVA	2012
B-Guillaume-Cazerie-Vaupalière 90 kV Création de deux liaisons souterraines et deux liaisons aériennes	C3-2-01	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de l'Est de Rouen	Construction de deux liaisons souterraines 90 kV Bois-Guillaume - La Vaupalière (11km), création d'une ligne aérienne double 90 kV entre l'entrée en coupure de Bois-Guillaume et le piquage Z Cazerie (4,7km)	2012
Flers 225 kV	C3-2-02	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Flers	Renforcement de la transformation	2012
Villevaudé 225 kV	C3-2-04	Sécurité d'alimentaion de l'Est parisien	Remplacement du jeu de barres 225 kV.	2012
Augmentation de la capacité d'accueil dans le Cotentin	5-06	Accueil de nouvelles productions	Remplacement de 10 disjoncteurs au poste de Manuel	2012
Tourbe 225 kV Installation de moyens de compensation	C3-5-01	Amélioration de la tenue de tension de la Normandie	Installation de CSPR. +250/-100 Mvar au poste de Tourbe 225 kV	2012
Périer - Taute 90 kV Création d'une liaison souterraine	C3-2-12	Sécurité d'alimentation de la zone du Cotentin.	Création d'une liaison souterraine 90 kV de 4 km entre les postes de Taute et de Périer	2012
Richardet 225 kV	C3-4-02	Contribution à la garantie d'alimentation des charges Paris Intra-Muros	Création d'un poste sous enveloppe métallique en bâtiment	2012

Liste des projets à 3 ans de la région Normandie - Paris (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Flamanville 400 kV	C3-4-03	Evacuation de production	Ripage de la ligne actuelle vers le futur EPR	2013
Compiègne -Noyon 63 kV Création d'une liaison souterraine	C3-2-03	Sécurité d'alimentation de la zone de Compiègne	Reconstruction de l'axe Compiègne - Noyon avec entrée en coupure du poste client Ribechim, de l'alimentation 63 kV du client Chantereine par un piquage sur Compiègne - Ribechim et construction du secours de Chantereine à partir d'un piquage sur la ligne 63 kV Matz - Thourotte existante.	2013
Nemours 225 kV	C3-2-05	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Nemours	Renforcement de la transformation par le remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par des 170 MVA et création d'un couplage	2013
Seine - Saint Ouen 3 225 kV Création d'une liaison souterraine	C3-2-06	Sécurité d'alimentation du Nord-Ouest francilien	Création d'une liaison souterraine	2013
Cotentin - Maine 400 kV	5-05	Tenue du synchronisme et capacité d'injection de production dans la zone du Cotentin de plus de 2 100 MW	Création d'une ligne aérienne double terre à 400 kV de 160 km entre le Cotentin et le Maine et d'une capacité de transit de 2 x 2 000 MVA.	2013
Villevaudé 400 kV	C3-5-02	Amélioration de la sécurité d'exploitation de la zone de Villevaudé - Sausset.	Création d'une liaison barres aérienne de 230 m en tube rigide. Installation d'une tranche BT et adaptation du système de protections du poste.	2013

Liste des projets à 3 ans de la région Normandie - Paris (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Boos 90 kV	C3-4-04	Garantie d'alimentation de la consommation au Nord Est de Rouen.	Création d'un poste source et d'une liaison aérienne double terne de 5,3 km	2013
Genitoy 225 kV	C3-4-05	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA en Seine et Marne.	Création d'un poste source ERDF raccordé en coupure sur la ligne 225 kV Villevaudé - Orsonville n°2.	2013
Gestion des tensions basses en Normandie et Ouest Parisien	5-13	Amélioration de la tenue de la tension de la Normandie et des Yvelines	Installation de batteries 400 kV aux postes de Rougemontier, Mézerolles et Taute (2 x 150 Mvar pour chacun des 3 postes), batteries 225 kV au poste de Plessis-Gassot (2x80 Mvar)	2013
CSPR de Nanterre	5-14	Amélioration de la tenue de la tension de l'ouest parisien	Installation d'un CSPR au poste de Nanterre 225 kV	2014
Périers 90 kV	C3-4-01	Raccordement du client Jersey Electricity	Réalisation d'une liaison souterraine de 19 km	2014
Melun - Pont du Mee 63 kV Création d'une liaison souterraine	C3-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Melun.	Création d'une nouvelle liaison souterraine 63 kV de 3,1 km entre Melun et Pont du Mée de section 630 mm ²	2014
Remise -Trie Chateau 63 kV Création d'une liaison souterraine	C3-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région Haute Normandie.	Création d'une liaison souterraine de 7,7 km entre Remise et Trie - Château dans le couloir des lignes aériennes existantes.	2014
Senart 225 kV	C3-2-09	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Melun (Seine et Marne).	Extension du jeu de barres, installation d'un nouveau transformateur de 170 MVA, création d'une liaison à 63 kV de 4 km entre les postes de Sénart et de Lesurcq.	2014

Liste des projets à 3 ans de la région Normandie - Paris (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Nanterre - Puteaux 225 kV Création d'une 3ème liaison souterraine	C3-2-11	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Nord Ouest parisien.	Construction d'une liaison souterraine et adaptation des postes encadrant (couplage à Puteaux).	2014
Boule 225 kV	C3-4-07	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation du quartier de La Défense.	Création d'un poste source ERDF raccordé à la nouvelle ligne Nanterre Puteaux 3.	2014
Limay 63 kV	C3-4-08	Amélioration de la qualité d'alimentation du Pays Mantois.	Création d'un jeu de barres.	2014
Le Chesnoy 400 kV	2-07	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Seine-et-Marne.	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA.	2014

8.4 Région Est

8.4.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région Est couvre une superficie de 91.300 km² sur le territoire des régions administratives Alsace, Bourgogne, Lorraine, Franche Comté (sauf la partie sud du département du Jura) ainsi que le sud de la Champagne Ardenne.

La région est composée d'une grande diversité de paysages : des plaines (Champagne, Lorraine, Alsace et Nord de la Bourgogne), des massifs de moyennes montagnes (Vosges, Jura et Morvan), et de nombreuses zones humides, vallées alluviales et tourbières. Le climat est continental, rigoureux en hiver, en particulier en moyenne montagne, avec des épisodes de neige et de givre notamment.

A l'exception de l'Alsace, la région est à dominante rurale, en particulier les régions Bourgogne et Champagne Ardenne. La forêt est un élément majeur puisqu'elle couvre 37% du territoire.

Six Parcs Naturels Régionaux sont présents sur le territoire de l'Est (Vosges du Nord, Lorraine, Forêt d'Orient, Ballon des Vosges, Morvan et Haut-Jura), la création d'un 11^{ème} parc national étant prévue dans le cadre du Grenelle Environnement (« Entre Champagne et Bourgogne », à cheval sur la Haute-Marne et la Côte-d'Or).

Contexte économique :

Les agglomérations importantes du territoire sont Strasbourg, Nancy, Metz, Mulhouse, Dijon, Belfort-Montbéliard, Besançon... La région est globalement peu dense, sauf l'Alsace, qui est une région urbaine à forte densité de population (3^{ème} région la plus urbanisée de France). La croissance démographique du territoire est variable selon les régions : baisse en Bourgogne, stagnation en Lorraine et Champagne, hausse modérée en Franche Comté à forte en Alsace.

Les principales activités sensibles sont la viticulture (Bourgogne, Alsace, Champagne, Jura), le tourisme (Bourgogne, Alsace, Franche Comté), l'industrie (développée en Alsace, nucléaire civil et militaire en Bourgogne, en diminution en Lorraine, micro-techniques/constructions électrique et automobile en Franche Comté).

Les évolutions de consommations sur la région sont modestes, inférieures à 1%, compte tenu notamment des difficultés industrielles dans certaines zones et d'un développement démographique limité – les zones les plus dynamiques en terme de consommation sont la Bourgogne et la Franche Comté. Pour autant, l'arrivée des LGV Est et Rhin Rhône vont d'une part accroître les charges soutirées sur certaines zones, d'autre part dynamiser progressivement les agglomérations désormais ou bientôt desservies (Nancy, Metz, Besançon, Strasbourg, Dijon, Belfort/Montbéliard et Mulhouse), en particulier dans les domaines développement immobilier et du tertiaire. Des projets d'électrification de lignes RFF sont envisagés dans des zones plutôt rurales.

Pour ce qui concerne les équilibres production/consommation, la région est globalement exportatrice, grâce aux centrales nucléaires de Fessenheim, Cattenom et Nogent sur Seine, ainsi qu'aux multiples centrales de production charbon et gaz, essentiellement situées en Lorraine. S'ajoutent aussi les nombreuses éoliennes installées en Lorraine et Champagne Ardennes. Des régions comme la Franche Comté et la Bourgogne sont globalement en déficit de production. L'Alsace dispose d'une production hydraulique, fil de l'eau et éclusées, tout au long du Rhin. La Lorraine et la Champagne Ardennes sont exportatrices.

Flux électriques :

Est	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	56,2	59,5
<i>Distributeurs</i>	43,7	45,8
<i>Industriels</i>	10,5	11,5
<i>Pompage et auxiliaires</i>	0,4	0,3
<i>Pertes</i>	1,6	1,9
Exportation	41,4	48,6
<i>International</i>	14,9	20,4
<i>Vers autres unités RTE</i>	26,5	28,2
Total Demande	97,6	108,1
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	73,1	85,2
<i>Nucléaire</i>	56,8	64,9
<i>Thermique classique</i>	8,3	11,6
<i>Hydraulique</i>	7,6	8,1
<i>Eolien</i>	0	0,1
<i>Réseaux distributeurs</i>	0,4	0,5
Importation	24,5	22,9
<i>International</i>	3,6	3,1
<i>Autres unités RTE</i>	20,9	19,8
Total Offre	97,6	108,1
Pmax hiver	10 917 MW	11 423 MW
Pmax été	7 334 MW	7 665 MW

8.4.2 Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014

8.4.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

L'alimentation des agglomérations de Nancy, Besançon, Pontarlier en particulier présente des fragilités. L'arrivée des LGV Est et Rhin Rhône va par ailleurs accroître les charges sur l'est de la région, avec des fragilisations notamment dans la zone Alsace Sud/Franche Comté.

Pour l'ouest de la Franche-Comté, la création d'un poste 400 kV comportant un autotransformateur de 300 MVA va améliorer la sécurité d'alimentation des agglomérations de Champagnole, Dôle, Besançon et Pontarlier. Par ailleurs, l'alimentation 63 kV de l'agglomération de Besançon sera renforcée avec la création d'une liaison souterraine 63 kV entre Montbouçons et St Ferjeux. D'autres actions similaires sont prévues, dont des projets d'installation de deux liaisons souterraines 63 kV en Haute-Marne. L'augmentation de capacité de transit d'une ligne 63 kV permettra de sécuriser l'agglomération du Creusot.

Le renforcement de la capacité de transformation de plusieurs postes par l'installation de transformateurs de 170 MVA va permettre de sécuriser l'alimentation des agglomérations de Nancy, Sens et Chalon sur Saône. Notons qu'à fin 2014, RTE devra poursuivre le renforcement de la capacité de transformation sur la zone de Nancy en cas d'arrêt des cogénérations ainsi que le renforcement de l'alimentation de Besançon. Nous serons également amenés à lancer des projets de renforcement de l'alimentation de la zone de Colmar-Sélestat et de Mâcon.

Accueil de nouvelles productions

Le développement des ENR sur la région est particulièrement dynamique sur certaines zones. En particulier, la Lorraine et Champagne Ardenne sont très propices à la production éolienne. Par ailleurs, des terrains non cultivables sont parfois disponibles pour envisager l'installation de centrales photovoltaïques, accompagnant la revitalisation de certains territoires (anciennes bases militaires de l'OTAN par exemple). Actuellement, environ 1 100 MW d'éolien sont en service, 1 200 MW fin 2011, avec des ambitions importantes en Lorraine, Bourgogne et Champagne Ardenne dans le cadre du SRCAE. Plusieurs parcs photovoltaïques au sol sont en cours de construction et de raccordement sur la HTB (un parc de 110 MW en Lorraine, deux parcs pour un total de 47 MW en Bourgogne).

L'extension du poste 225 kV de Barbuise et le renforcement de sa capacité de transformation répondent aux besoins d'alimentation de la zone de Nogent et d'accueil de production éolienne dans l'Aube.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2012 et 2014 concernent :

- le raccordement de production éolienne dans l'Aube et du photovoltaïque en Meurthe et Moselle et dans l'Yonne
- le raccordement de 3 groupes de production à cycle combiné gaz, un à Toul, deux près de Sarreguemines
- l'augmentation de la puissance de raccordement d'un consommateur près de Dijon.

Sûreté du Système Electrique

L'exploitation du réseau de Grand Transport de la région est fortement dépendante des échanges avec les pays frontaliers, à savoir l'Allemagne, la Suisse et la Belgique. Dans certaines conditions d'import/export, les transits sont parfois difficiles à maîtriser sur certains ouvrages de grand transport, pouvant conduire à des schémas d'exploitation impliquant des fragilisations significatives du réseau régional, par exemple en Franche Comté et en Lorraine Ouest. Ils pourraient conduire à terme à des situations de tension basse en régime dégradé, notamment en Alsace, dans certaines conditions d'exploitation hivernales.

Enfin, l'exploitation en creux de nuit conduit parfois à une gestion délicate des tensions hautes, compte tenu de l'absence des moyens de production régionaux, essentiellement de pointe. Le traitement de ces régimes de fonctionnement en tension haute est prévu au delà de 2014.

Qualité d'alimentation

Un projet de renforcement du réseau électrique en Auxois (Côte d'Or) par la création du poste 225/63 kV de Darcey est engagé pour améliorer la qualité de fourniture des clients CEA Valduc et ERDF à Poiseul.

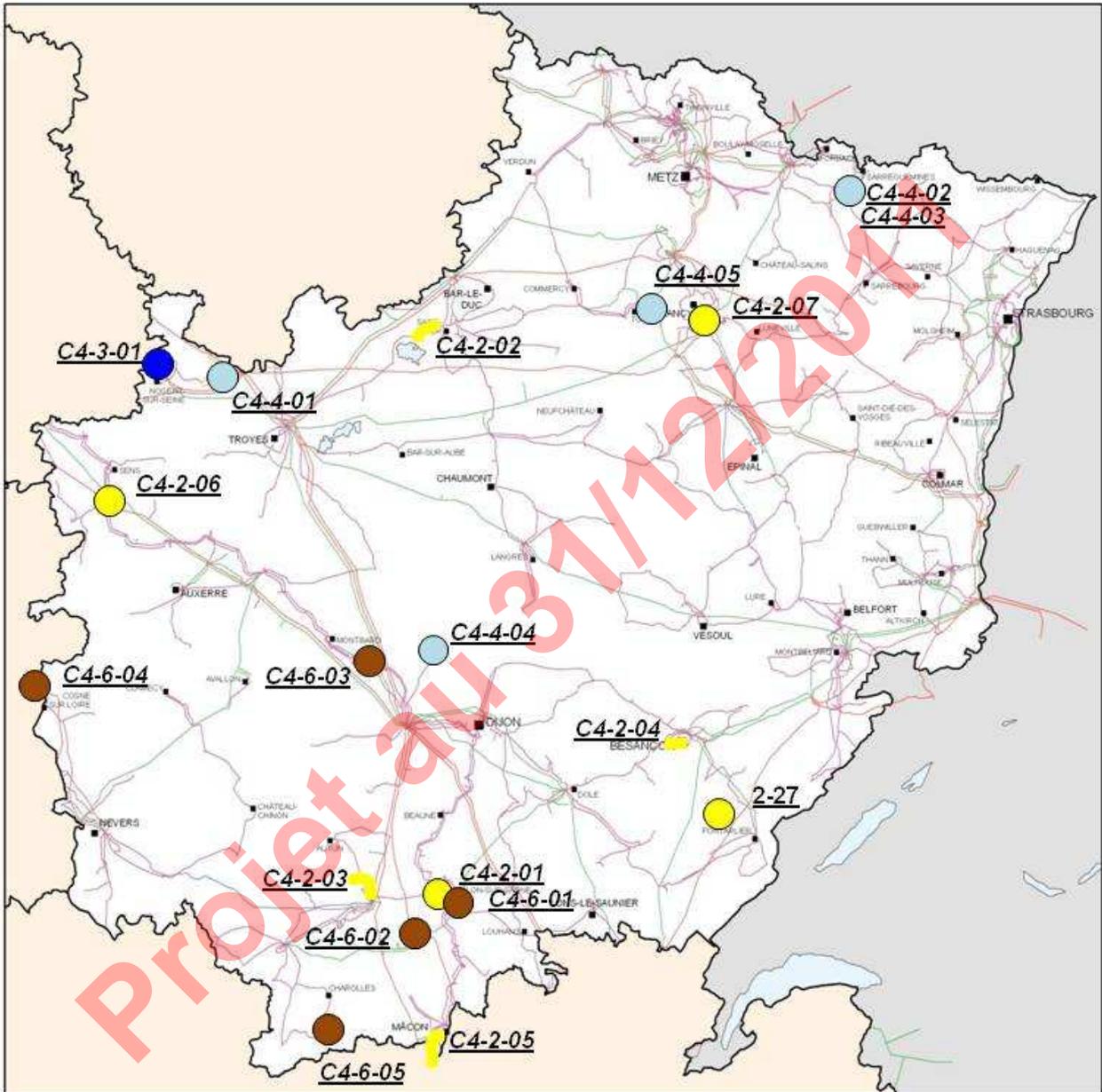
De même, est engagé un projet d'installation d'une self série au poste 63 kV de Fortaie pour maintenir l'exploitation bouclée avec la région Ouest et la qualité de fourniture de plusieurs postes de la Nièvre. Pour l'agglomération de Chalon sur Saône, la mise en service d'une protection différentielle de barres au poste 225 kV de Grosne ainsi que le renforcement de la structure du poste de Chalon 63 kV contribueront à améliorer la qualité de fourniture.

Au delà de 2014, en Saône et Loire un projet d'installation de batterie de condensateurs au poste de La Clayette 63 kV permettra de maintenir la tension en régime dégradé et d'éviter la prise de schémas d'exploitation défavorables.

Projet au 31/12/2011

8.4.2.2 Carte du volet à 3 ans de la région Est

Volet à 3 ans du Plan National Décennal Région Est « 2012 – 2014 »



1	Développement des interconnexions	4	Raccordement
2	Sécurité d'alimentation Croissance de charge	5	Sûreté du système électrique
3	Accueil de nouvelles productions	6	Qualité d'alimentation

8.4.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Est

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Franche-Comté Ouest	2-27	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'Ouest de la Franche Comté	Création d'un poste comportant un autotransformateur 400 / 225 kV de 300 MVA et un transformateur 225/63 kV de 100 MVA	2012
Chalon 225 kV	C4-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Chalon-sur-Saône	Ajout d'un transformateur de 170 MVA	2012
Chancenay - Saint Dizier 63 kV Création de deux liaisons souterraines	C4-2-02	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Haute-Marne	Création de deux liaisons souterraines de 4 km	2012
Creusot - Henri Paul 63 kV	C4-2-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération du Creusot	Augmentation de la capacité de transit de la ligne	2012
Montboucons - St Ferjeux 63 kV Création d'une liaison souterraine	C4-2-04	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Besançon	Création d'une liaison souterraine de 3 km	2012
Chalon 63 kV augmentation ICC	C4-6-01	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération de Chalon-sur-Saône.	Renforcement de la structure du poste	2012
Grosne 225 kV	C4-6-02	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération de Chalon-sur-Saône.	Installation d'une protection différentielle de barres au poste 400/225 kV de Grosne	2012
Croix de Metz 225 kV	C4-4-05	Raccordement d'un groupe de production.	Extension du jeu de barres 225 kV au poste de Croix de Metz.	2012
Rousson 225 kV	C4-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Sens.	Remplacement d'un transformateur de 85 MVA par un de 170 MVA	2013
Barbuise 225 kV	C4-3-01	Accueil de production éolienne dans l'Aube	Extension du poste	2013
Darcey 225 kV Création d'un poste	C4-6-03	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Côte d'Or	Construction d'un poste 225 / 63 kV dans la commune de Darcey	2013

Liste des projets à 3 ans de la région Est (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Fortaie 63 kV Installation de Self	C4-6-04	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Nièvre	Installation d'une self série de 12 ohms	2013
Châtres 90 kV	C4-4-01	Raccordement de producteur éolien.	Déroulage du 2ème terne de la ligne Méry-Romilly, création d'un aéro-souterrain à Méry et de 500 m de liaison souterraine.	2013
Hambach 225 kV	C4-4-02	Raccordement d'un groupe de production.	Réalisation d'une liaison souterraine 225 kV de 10,5 km du poste 225 kV de Sarreguemines au site Client et extension du poste 225/63 kV de Sarreguemines.	2013
Hambach 400 kV	C4-4-03	Raccordement d'un groupe de production.	Création d'un poste 400 kV en entrée en coupure de la ligne Marlenheim-Vigy, création de deux portées poste de 150 m chacune et réalisation d'une liaison souterraine 400 kV de 18 km du poste 400 kV à créer au site Client.	2013
La Clayette 63 kV Installation de condensateurs	C4-6-05	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Saône et Loire.	Installation d'une batterie de condensateurs de 15 Mvar.	2014
Valduc 63 kV	C4-4-04	Raccordement d'un client consommateur.	Création d'une liaison souterraine 90 kV exploitée en 63 kV Poiseul - Valduc de 8 km, dépose de la portée poste de Poiseul pour transformer l'actuelle alimentation principale.	2014
Laneuveville 225 KV	C4-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Nancy.	Remplacement de deux transformateurs de 100 MVA par 2 de 170 MVA.	2013-2014

8.5 Région Rhône-Alpes Auvergne

8.5.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région Rhône-Alpes Auvergne couvre une superficie de 67 700 km² sur le territoire des régions administratives de Rhône-Alpes et d'Auvergne ainsi que sur une faible partie des régions Franche-Comté (Sud Jura), Languedoc-Roussillon (Lozère), Limousin (Est Creuse) et Bourgogne (Sud Saône-et-Loire).

Le territoire est varié. Montagneux sur ses parties Est (Massif Alpin) et Ouest (Massif Central), il est constitué de plaines (Limagne, Forez, Ain, Nord-Isère) et de vallées fluviales (Rhône, Saône) dans sa partie centrale.

La région inclut deux Parcs Nationaux (Vanoise, Ecrins) et en partie le PN Cévennes, 8 PNR (6 en Rhône-Alpes : Chartreuse, Haut-Jura, Massif des Bauges, Monts d'Ardèche, Pilat, Vercors et 2 en Auvergne : Livradois-Forez, Volcans d'Auvergne) ainsi qu'une cinquantaine de réserves naturelles.

De grandes zones urbaines sont à signaler, telles que les agglomérations Lyonnaise et Grenobloise et dans une moindre mesure, celles de Clermont-Ferrand, Saint-Etienne, Annecy, Chambéry, Valence et Bourg-en-Bresse.

Contexte économique :

Les principales agglomérations de la région sont : Lyon (69), St Etienne (42), Grenoble (38) et Clermont-Ferrand (63).

Sur les dernières années, le développement démographique de la région est supérieur (0,8% par an) à celui de la France (0,6% par an). A l'horizon 2040, les prévisions INSEE tablent sur la conservation de cet écart (0,6% pour la région et 0,4% pour la France).

Le tissu économique est à présent fortement orienté sur les activités tertiaires, néanmoins le secteur industriel reste important : 35% des consommations d'électricité en 2008 (29% pour la France). Cette activité industrielle se concentre autour des grandes agglomérations : Lyon (chimie, santé), Grenoble (chimie, métallurgie, nanotechnologies), Clermont (équipements, métallurgie), ainsi que dans les vallées alpines (métallurgie, papeteries). Le secteur du tourisme est également important (deuxième région française en terme d'hébergement touristique) et diversifié : stations de skis, lacs, villes historiques.

Sur les 6 dernières années, la consommation de RTE Rhône-Alpes Auvergne a connu une croissance annuelle moyenne de 1,2% (0,7% pour la France). A l'horizon 2020, cette croissance devrait être de l'ordre de 1,1% (0,8% pour la France – Scénario référence BP2009).

En 2010, avec 10 231 MW installé, RTE Rhône-Alpes Auvergne représente 43% de la production hydraulique raccordée au RPT Français. La production nucléaire installée est également importante avec 7 002 MW (10% de la France) tandis que la production thermique classique est faible avec 496 MW (2% de la France).

Du point de vue de l'équilibre production-consommation, la région est relativement stable.

Flux électriques :

Rhône Alpes Auvergne	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	59,5	62,9
<i>Distributeurs</i>	44,8	47,3
<i>Industriels</i>	9,9	10,9
<i>Pompage et auxiliaires</i>	3,6	3,5
<i>Pertes</i>	1,2	1,3
Exportation	27,3	26,0
<i>International</i>	15,8	16,0
<i>Vers autres unités RTE</i>	11,5	10,0
Total Demande	86,8	88,9
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	60,5	58,1
<i>Nucléaire</i>	38,4	34,6
<i>Thermique classique</i>	0,6	0,6
<i>Hydraulique</i>	21,2	22,7
<i>Eolien</i>	0	0
<i>Réseaux distributeurs</i>	0,2	0,2
Importation	26,3	30,8
<i>International</i>	3	4
<i>Autres unités RTE</i>	23,3	26,8
Total Offre	86,8	88,9
Pmax hiver	10 322 MW	11 146 MW
Pmax été	7 297 MW	7 337 MW

8.5.2 Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014

8.5.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Développement des interconnexions

Sur le réseau 400 kV de la Savoie et de la Haute-Savoie (Cornier-Génissiat-Albertville-Venaus et Albertville - Grande-Ile), diverses actions ont été menées dernièrement afin d'accroître les échanges via les liaisons franco-italiennes.

L'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie l'hiver va être augmentée de 600 MW suite au changement de 95 km de conducteurs de l'axe double Albertville – La Coche – La Praz et à la remise en service de 41 km de ligne 400 kV entre Albertville et Grande Ile.

Sécurité d'alimentation

Pour répondre à la croissance des consommations de Lyon et prendre en compte les contraintes en termes de sécurité d'alimentation, plusieurs chantiers sont programmés sur la région. Des actions de renforcement de la transformation sont prévues au poste 400/63 kV de Charpenay, et aux postes 225/63 kV de Joux, de La Boisse et de La Mouche. Trois nouvelles liaisons souterraines vont être réalisées en périphérie soit environ 30 km pour contribuer à la sécurisation de l'agglomération Lyonnaise.

Ces actions vont permettre de lever les contraintes de sécurité d'alimentation sur l'agglomération lyonnaise jusqu'à l'horizon 2015, où d'autres évolutions pourront être envisagées en périphérie ouest de l'agglomération.

Le bassin Annecien a vu aussi ses consommations croître, la création du poste 63 kV de Chevene et la réalisation de liaisons souterraines 63 kV Vignières - Montagny les Lanches – Espagnoux, Argonay - Vignières et Thônes – Vignières vont permettre de sécuriser l'agglomération d'Annecy. Pour la basse Maurienne, le poste de Randens va être restructuré avec la création d'échelons de tension 225 et 63 kV.

Pour permettre le renforcement de la capacité d'alimentation des communes de la vallée de l'Isère, une liaison souterraine 63 kV va être réalisée entre les postes de Moirans et de Voiron. En complément les départs du poste de Gampaloup vont faire l'objet d'un réaménagement.

Le secteur de Clermont Ferrand est en croissance de charge. Pour y remédier, le deuxième terme de la liaison Bayet – Rulhat qui était exploité en 225 kV va passer en 400 kV et un autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA sera mis en service au poste de Rulhat.

Sur la région quatre autres projets de renforcement de la capacité de transformation sont prévus pour sécuriser l'alimentation des agglomérations de Genève, Moulins, Puy en Velay et Valence.

De plus en Rhône-Alpes, le raccordement de plusieurs postes-sources a été engagé ou est à l'étude avec ERDF pour assurer la sécurité d'alimentation du Sud-Ouest Lyonnais, du pays de Gex, de Valence, et des Saisies.

Suite à leur forte croissance économique, les axes autour du Grand Lyon (axes de Lyon vers Grenoble, Saint-Etienne, Genève, et Valence) verront apparaître des contraintes au-delà de 2014. Des contraintes seront aussi à traiter au niveau des agglomérations de Clermont-Ferrand et de Saint-Etienne, sur la zone du Pays de Gex et du sud Léman, ainsi que dans certaines stations de ski de Savoie et Haute Savoie.

Accueil de nouvelles productions

Le raccordement de groupes de production thermique dans la zone de Fos Sur Mer engendre des transits Sud-Nord importants, et nécessite le renforcement des axes 400 kV du Nord de la vallée du Rhône (de Pivoz-Cordier à Tricastin). Des remplacements de conducteurs par des conducteurs plus performants sont programmés sur les années 2011-2015.

Les réseaux 225 kV du sud de l'Auvergne ont été optimisés pour l'évacuation des productions hydrauliques historiquement installées sur la zone (Cantal et nord de l'Aveyron). Avec l'arrivée de nouveaux producteurs et l'amplification des flux en provenance du sud de la France, des contraintes apparaissent. En particulier, le Cantal, le Nord de la Lozère, la Haute-Loire et l'Ouest de l'Ardèche sont concernés par le développement de l'énergie éolienne, qui sature également des lignes 63 kV existantes.

En 2014, la réhabilitation des liaisons 225 kV de Ruyères à Margeride et de Margeride à Pratclaux permettra l'accueil de productions ENR.

Au-delà de 2014, des projets, justifiés pour des raisons de sécurité d'alimentation permettront aussi d'augmenter la capacité d'accueil pour la production : il s'agit du projet « Deux Loires » et du projet Estela (création d'un poste d'étoilement et d'une liaison renforçant le poste de Langogne).

Dans la vallée de la Romanche : à l'horizon 2016, le raccordement de la nouvelle centrale hydroélectrique de Gavet (Isère) accentuera la problématique d'évacuation de production déjà existante et qui touche les niveaux de tension 225 et 63 kV.

L'Ouest de l'Isère (Sud Grésivaudan) voit des contraintes de sécurité d'alimentation de la consommation et d'accueil des ENR. Pour remédier à ces contraintes il est prévu, à l'horizon 2015, la création d'une liaison souterraine de Moirans à Vinay.

Au-delà de 2014, l'accueil de nouvelles productions ENR sera étudié dans le cadre des S3REnR, répondant aux SRCAE des régions administratives couvertes par SERAA (principalement Rhône-Alpes et Auvergne, et dans une moindre mesure Languedoc-Roussillon, Franche-Comté, Bourgogne et Limousin).

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2012 et 2014 concernent :

- le raccordement et le renforcement de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation sur l'agglomération lyonnaise et en Savoie
- Le raccordement de 2 sous stations ferroviaires en Isère.

Sûreté du Système Electrique

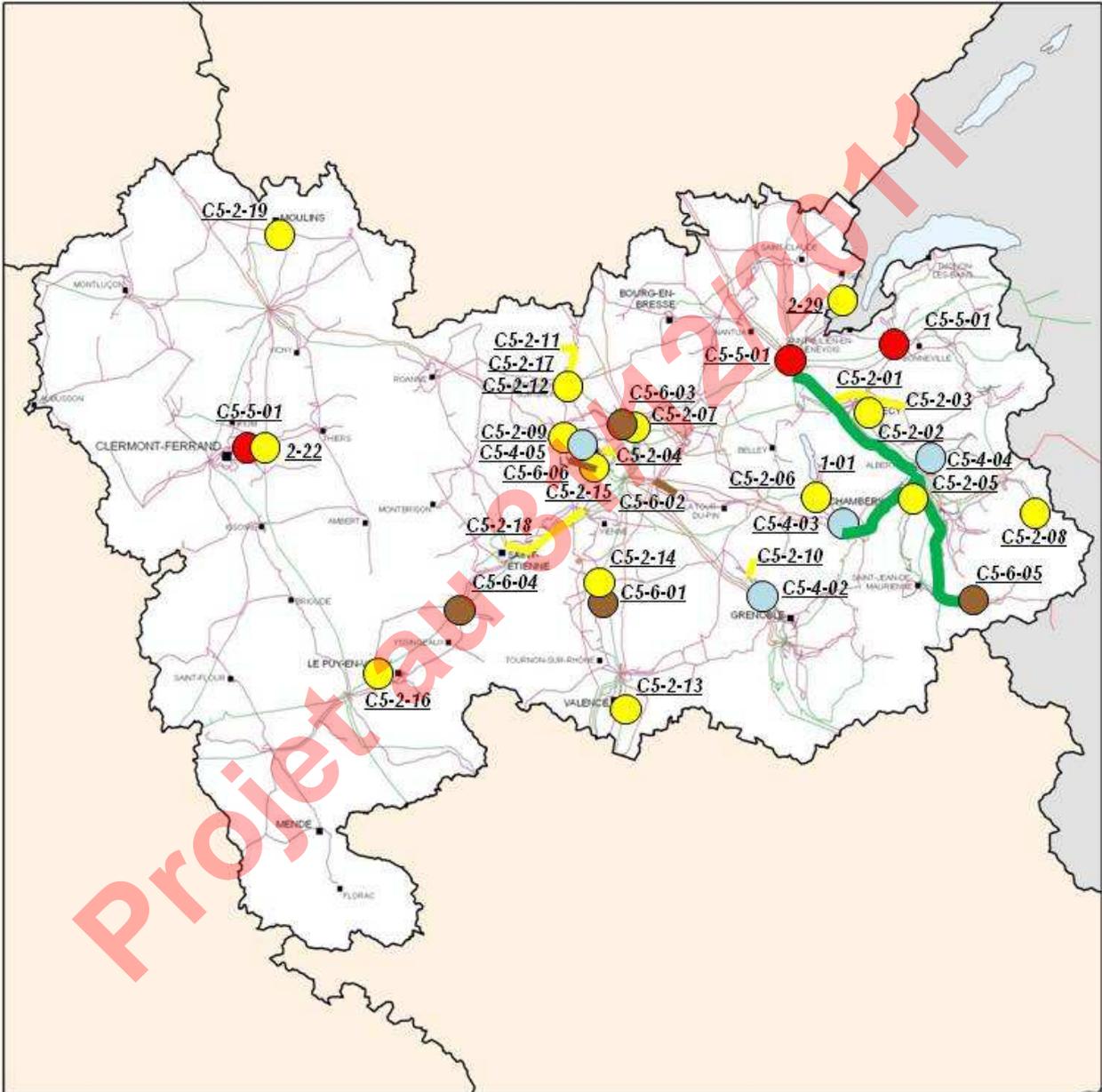
Un programme d'installation de self de 64 Mvar au tertiaire des autotransformateurs 400/225 kV sera mis en œuvre sur les postes de Bayet, Cornier et Génissiat afin d'améliorer la tenue de la tension sur ces zones.

Qualité d'alimentation

L'installation de protections différentielles de barres sur les postes 63 kV de La Boisse, Trévas et Bissorte va contribuer à améliorer la qualité d'alimentation dans les agglomérations de Lyon et d'Yssingeaux ainsi que dans la vallée de la Maurienne. Au-delà de 2014, la création d'une liaison souterraine 63 kV entre Courpière et Olliergues permettra de renforcer l'alimentation de la vallée de la Dore et de résoudre des contraintes de tenue de la tension.

8.5.2.2 Carte du volet à 3 ans de la région Rhône Alpes Auvergne

Volet à 3 ans du Plan National Décennal Région Rhône Alpes Auvergne « 2012 – 2014 »



1	Développement des interconnexions	4	Raccordement
2	Sécurité d'alimentation Croissance de charge	5	Sûreté du système électrique
3	Accueil de nouvelles productions	6	Qualité d'alimentation

8.5.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Rhône Alpes Auvergne

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Optimisation du réseau 400 kV de la Maurienne	1-01	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie	Remplacement sur 95 km des conducteurs (ACSS) de l'axe double Albertville - La Coche - La Praz	2012
Albertville - Grande-Ile 400 kV n°3	1-01	Augmentation de la capacité d'interconnexion de 600 MW l'hiver entre la France et l'Italie.	Remise en service de 41 km d'une ligne aérienne 400 kV existante actuellement hors conduite sur une partie et exploitée sur l'autre à 42 kV	2012
Annecy 2 - Création de liaison souterraine 63kV entre Vignières - Montagny les Lanches - Espagnoux	C5-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Annecy.	Restructuration du réseau 63 kV d'Annecy entre les postes de Vignières, Montagny les Lanches et Espagnoux	2012
Chevene - Création du poste 63 kV	C5-2-02	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Annecy.	Création du poste 63 kV de Chevene (anciennement Nthiou)	2012
Annecy 2 - Création de liaison souterraine 63 kV Argonay - Vignières et Thônes - Vignières	C5-2-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Annecy.	Création de 6 km de liaisons souterraines et démontage de 12,2 km de lignes aériennes. Remplacement des conducteurs entre le pylône 222 et Argonay.	2012
Brotteaux - Cusset 1 et 3 63 kV - Réalisation d'une liaison souterraine	C5-2-04	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Lyon.	Reconstruction de 13 km de liaison souterraine 63 kV	2012
Randens 225 et 63 kV - Création des postes	C5-2-05	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la basse Maurienne.	Restructuration du poste avec création des échelons 225 kV et 63 kV et réduction des échelons 150 kV et 42 kV	2012
Bissy 225 kV	C5-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Chambéry.	Création d'un tronçonnement de barres 225 kV.	2012
Rulhat, Cornier et Génissiat 400 kV Installation de Selfs	C5-5-01	Amélioration de la tenue de la tension de la région Rhône Alpes.	Installation de Selfs 64 MVAR sur le tertiaire des autotransformateurs des trois postes	2012

Liste des projets à 3 ans de la région Rhône Alpes Auvergne (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Anneyron 63 kV	C5-6-01	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Drôme.	La construction de deux cellules lignes est prévue	2012
Chaffard - Ile d'Abeau N°2 - 63 kV	C5-6-02	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Isle d'Abeau.	Création de 2 cellules 63kV à Chaffard et Isle d'Abeau	2012
La Boisse 225 kV	C5-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Nord-Est de l'agglomération de Lyon	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	2013
Brévières 225 kV	C5-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation en Haute Tarentaise.	Renforcement de la transformation par l'installation d'un transformateur de 100 MVA	2013
Charpenay - Dardilly 63 kV - Création d'une liaison souterraine	C5-2-09	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération lyonnaise.	Création d'une liaison souterraine de 7 km	2013
Moirans - Voiron 63 kV - Création d'une liaison souterraine	C5-2-10	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Voiron.	Création d'une seconde liaison souterraine de 6 km entre les postes de Moirans et Voiron	2013
Joux - St Jean d'Ardières 2 63 kV - Création d'une liaison souterraine	C5-2-11	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Beaujolais.	Création d'une Liaison souterraine de 11 km	2013
Joux 225 kV	C5-2-12	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Villefranche sur Saône.	Création d'un 2ème couplage 63 kV et renforcement de la transformation 225/63 kV par l'installation d'un transformateur de 170 MVA.	2013
Valence 225kV	C5-2-13	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Valence.	Création d'une seconde barre avec un couplage 225 kV et renforcement de la transformation 225/63 kV par l'installation d'un 170 MVA.	2013
Gampaloup 63kV	C5-2-14	Amélioration de la Sécurité d'alimentation de l'Isère.	La création d'un couplage 63 kV et un réaménagement des départs sont prévus.	2013

Liste des projets à 3 ans de la région Rhône Alpes Auvergne (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
La Mouche 225 kV	C5-2-15	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Sud de Lyon.	Renouvellement partiel du poste et installation d'un nouveau transformateur 225/63 kV de 100 MVA.	2013
Sanssac 225 kV	C5-2-16	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Haute Loire.	Ajout d'un 2ème transformateur 225/63 kV de 100 MVA et création d'un 2ème jeu de barres 225 kV.	2013
Joux - St Georges - Patural 63 kV Renforcement d'IST	C5-2-17	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Rhône.	Remplacement de supports et retente des conducteurs.	2013
La Boisse 63 kV	C5-6-03	Amélioration de la qualité d'alimentation du Nord-Est de l'agglomération de Lyon.	Installation d'une protection différentielle de barres au poste 63 kV de La Boisse.	2013
Trévas 63 kV	C5-6-04	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération d'Yssingaux.	Installation d'une protection différentielle de barres au poste 63 kV de Trévas.	2013
Bissorte 63 kV	C5-6-05	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Maurienne.	Installation d'une protection différentielle de barres.	2013
Perelle 225 kV	C5-4-02	Raccordement d'un client consommateur.	Création d'une liaison d'alimentation principale biphasée raccordée depuis Moirans et d'un secours triphasé raccordé en piquage sur la ligne 225kV Confluent-Moirans.	2013
Les Molettes 225 kV	C5-4-03	Raccordement d'un client consommateur.	Raccordement de la sous-station RFF des Mollettes. Création de deux liaisons souterraines 225 kV, une alimentation principale et une de secours. Deux cellules sont créées au poste de Grande Ile.	2013
Saisies 63 kV	C5-4-04	Amélioration de la qualité d'alimentation de la Savoie.	Fourniture et pose d'un jeu de barres sectionné avec deux départs liaisons souterraines (de 700 m) en technologie PSEM.	2013

Liste des projets à 3 ans de la région Rhône Alpes Auvergne (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Perrache - St Amour 225 kV	C5-4-05	Sécurisation du poste de Perrache.	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 6 km et travaux sur le poste 225 kV blindé de Perrache, sur le territoire de la ville de Lyon, dans le secteur HQE de la Confluence.	2013
Rulhat 400 kV	2-22	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand.	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et exploitation du second terme de la liaison Bayet-Rulhat 225 kV à 400 kV.	2014
Bois Tollot 400 kV	2-29	Sécurisation de l'alimentation électrique du Pays de Gex et des environs de Bellegarde.	Installation d'un transformateur 400 / 63kV de 150 MVA.	2014
Givors - Soleil n° 2 225 kV	C5-2-18	Amélioration de la sécurité d'alimentation de St Etienne.	Changement de conducteurs (AZ 456) sur 24 km.	2014
Séminaire 225 kV	C5-2-19	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la région de Moulins.	Ajout d'un 2ème transformateur 225/63 kV de 100 MVA au poste de Séminaire et adaptation du poste connexe.	2014
Craponne Mouche - Messimy 63 kV Création d'une liaison souterraine	C5-6-06	Amélioration de la qualité d'alimentation de l'agglomération lyonnaise.	Création d'une liaison souterraine de 8 km.	2014

8.6 Région Sud-Est

8.6.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La plaque régionale Sud-Est couvre un territoire d'environ 46 000 km² principalement centré sur la région PACA qui en occupe à elle seule les 2/3. Dans sa partie Nord, la plaque inclut également une partie de la région Rhône-Alpes (départements de Drôme et de l'Ardèche) alors que la partie occidentale inclut une partie de la Région Languedoc-Roussillon (Départements du Gard et dans une moindre mesure de l'Hérault et de la Lozère).

Le territoire est marqué par une frange littorale très densément peuplée et fortement urbanisée, avec des flux migratoires toujours très positifs, par opposition à un arrière-pays plus rural, avec des zones de haute-montagne, mais lui aussi en croissance démographique forte.

La région compte également la présence de 3 parcs nationaux et de 5 parcs naturels régionaux couvrant au total un quart du territoire.

Le climat méditerranéen allié à une importante couverture forestière (38% en PACA) crée une situation structurelle de fragilité du réseau aux incendies de forêts particulièrement en été et au niveau kéraunique de la région le plus élevé de France, qui peut entraîner des dégradations de la qualité de l'électricité.

Contexte économique

Sur un plan économique, la région dans son ensemble bénéficie d'une attractivité touristique forte, avec des infrastructures adaptées, ce qui peut conduire à des augmentations de consommation électrique importantes en particulier pendant les périodes de congés scolaires. L'activité industrielle est concentrée dans les Bouches-du-Rhône (zone de Fos) et dans la vallée du Rhône. Il faut noter ici une évolution structurante liée au changement de process de l'activité d'enrichissement d'uranium à Pierrelatte entraînant une baisse sensible de la consommation de ce site, adossé au CNPE de Tricastin. Les transits électriques en vallée du Rhône en seront profondément modifiés.

Les taux de croissance de la consommation électrique sont ainsi parmi les plus dynamiques de l'hexagone, en particulier dans la partie orientale de la région PACA. C'est ainsi que le taux moyen annuel de croissance de la consommation de la plaque s'est élevé à 1,2% contre 0,7% au niveau France sur les 6 dernières années.

Flux électriques :

Sud - Est	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	61,8	63,5
<i>Distributeurs</i>	37,1	38,9
<i>Industriels</i>	22,9	22,6
<i>Pompage et auxiliaires</i>	0,4	0,4
<i>Pertes</i>	1,4	1,5
Exportation	11,1	12,5
<i>International</i>	0,2	0,2
<i>Vers autres unités RTE</i>	10,86	12,3
Total Demande	72,8	76,0
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	66,3	70,0
<i>Nucléaire</i>	47,0	48,86
<i>Thermique classique</i>	5,6	5,9
<i>Hydraulique</i>	13,6	15,1
<i>Eolien</i>	0,1	0,1
<i>Réseaux distributeurs</i>	0,1	0,1
Importation	6,5	6
<i>International</i>	0,1	0,2
<i>Autres unités RTE</i>	6,4	5,8
Total Offre	72,8	76,0
Pmax hiver	9 480 MW	10 550 MW
Pmax été	8 285 MW	8 190 MW (*)

(*) Cette valeur prend en compte la réduction de consommation de la filière d'enrichissement d'uranium et ne reflète donc pas exactement la tendance générale de l'évolution de la consommation

8.6.2 Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014

8.6.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période

Sécurité d'alimentation

L'augmentation de la capacité de transformation au poste de Saint- Césaire et la mise en service de la liaison 63 kV St Césaire-Vauvert permettront de lever la contrainte de sécurité d'alimentation de la zone de Nîmes à l'horizon 2013.

Pour sécuriser l'agglomération de Bollène, le poste de Bollène qui constitue un poste d'interconnexion 225 kV de la vallée du Rhône et d'évacuation de production hydraulique doit être reconstruit notamment pour augmenter sa tenue à l'intensité de court-circuit.

La réalisation de plusieurs liaisons souterraines dans la région va contribuer à améliorer la sécurité d'alimentation sur les agglomérations de Toulon, Cavillon et Embrun.

Après la réalisation de la liaison souterraine entre Plan d'Orgon et Le Camp en 2012, des renforcements complémentaires sont à prévoir après 2014 afin de sécuriser durablement la zone de Cavaillon – Beaumettes – Apt.

La réalisation d'une liaison souterraine reliant les postes de Trinité-Victor et Contes permet de sécuriser dans les Alpes Maritimes une partie de l'arrière-pays niçois.

Au-delà du projet de reconstruction du tronçon souterrain de la liaison Embrun – Montdauphin en 2013, la sécurité d'alimentation des Hautes Alpes nécessitera un aménagement des réseaux 150 kV et 63 kV de la zone à l'horizon 2020.

Accueil de nouvelles productions

La présence des terminaux méthaniers du golfe de Fos a favorisé l'implantation de plusieurs centrales de production de type cycle combiné gaz modifiant largement les flux électriques, la zone de Fos devenant désormais largement excédentaire. Afin d'adapter le réseau existant à l'arrivée massive de ces groupes de production, le projet « Zone d'Accueil de Fos » sera mis en service en 2012. Il consiste principalement à exploiter à 400 kV des ouvrages pour la plupart existants construits et autorisés en 400 kV mais exploités jusqu'ici en 225 kV. Ce projet permettra un accroissement sensible de la capacité d'accueil de production de la zone de Fos et constituera un maillon essentiel de la sécurisation de l'ouest de la région PACA.

L'accueil de ces nouvelles productions impose également la mise en œuvre d'un programme de mises à niveau des structures de postes sur sept postes 225 kV de la région afin de lever les limitations de tenue aux courants de court-circuit. En complément une self sera installée au poste 225 kV de Lavéra pour permettre de réguler le transit.

L'ensoleillement favorise par ailleurs le développement rapide de la production photovoltaïque que ce soit sous forme de panneaux intégrés au bâti ou de parcs au sol de grandes dimensions. Ainsi la création d'une deuxième ligne 225 kV entre Boutre et Ste Tulle va permettre d'augmenter la capacité d'accueil de nouveaux sites de production ENR dans la vallée de la Durance à hauteur de 200 MW.

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2012 et 2014 concernent :

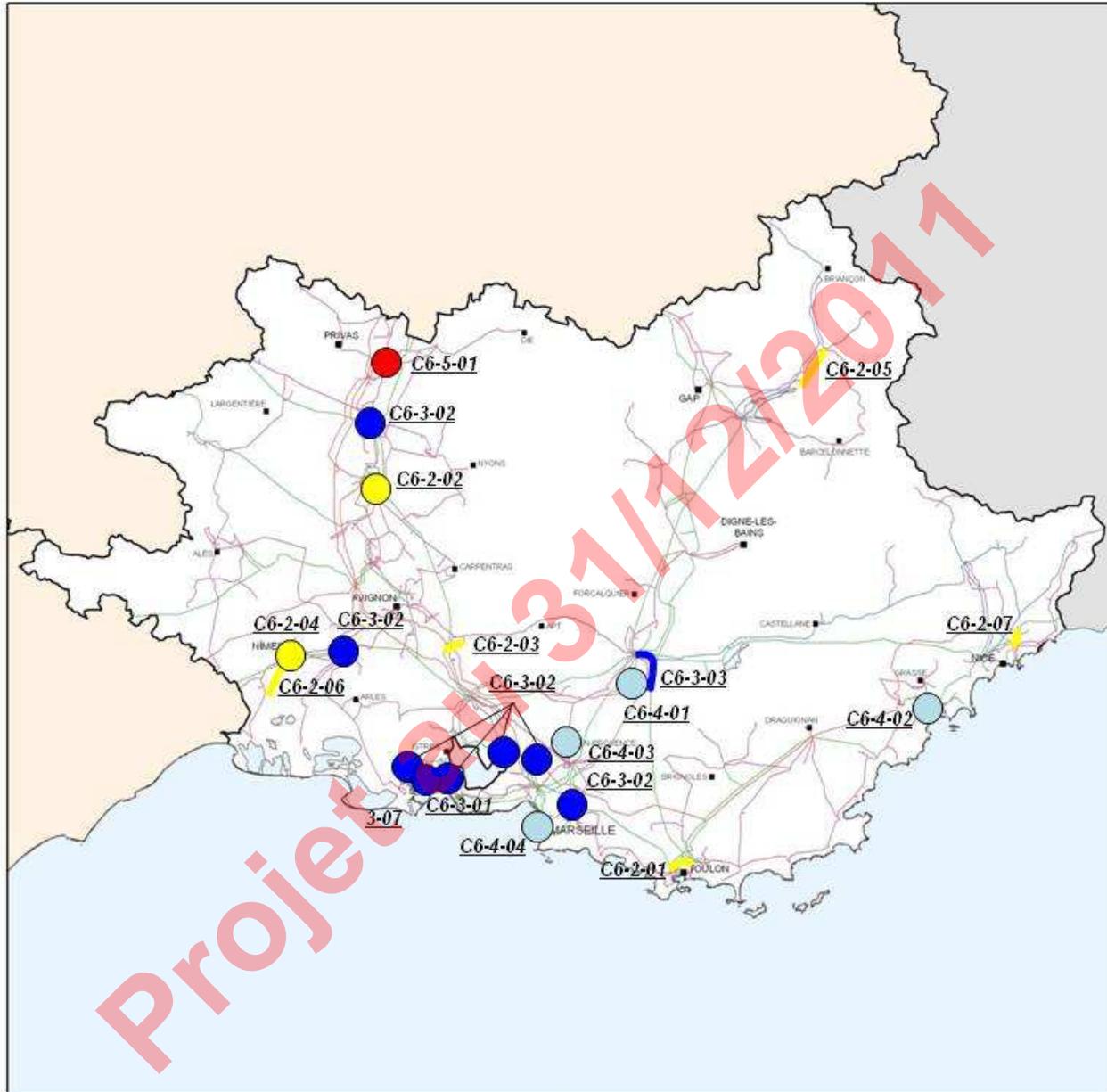
- le raccordement de plusieurs postes source liés à l'accroissement de la consommation dans les Alpes Maritimes et les Bouches du Rhône et des liaisons de raccordement associées (Aix – Mouret 225 kV, Bocca – Mougins 225 kV et Vieux Port 225 kV).
- le raccordement en 400 kV d'un client consommateur dans le Var.

Sûreté du Système Electrique

L'installation d'un transformateur déphaseur au poste 225 kV de Logis Neuf permettra une exploitation bouclée du réseau 225 kV de la zone qui sous-tend le réseau 400 kV. Cette réalisation permettra également une diminution des coûts de redispatching du réseau 400 kV de la vallée du Rhône.

8.6.2.2 Carte du volet à 3 ans de la région Sud Est

Volet à 3 ans du Plan National Décennal Région Sud Est « 2012 – 2014 »



1	Développement des interconnexions	4	Raccordement
2	Sécurité d'alimentation Croissance de charge	5	Sûreté du système électrique
3	Accueil de nouvelles productions	6	Qualité d'alimentation

8.6.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Sud Est

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Zone d'accueil de production de Fos-Lavéra	3-07	Création de capacité d'accueil permettant d'évacuer jusqu'à 3 100 MW de production ; Sécurisation de l'alimentation électrique de l'ouest PACA	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV pour une capacité de transit de 2 x 1420 MVA et création de 2 postes 400/225 kV ainsi que de 3 km de lignes 400 kV.	2012
Arsenal - Escaillon 63 kV Réalisation d'une liaison souterraine	C6-2-01	Amélioration de la sécurité d'alimentation du client Arsenal Toulon.	Renouvellement de la liaison souterraine (3 km) pour le raccordement client Arsenal de Toulon	2012
Bollène 225 kV	C6-2-02	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone Bollène.	Reconstruction du poste 225/63 kV	2012
Plan d'Orgon - Camp 63 kV Création d'une liaison souterraine	C6-2-03	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Cavaillon.	Création d'une liaison souterraine de 4 km entre les postes de Plan d'Orgon et Camp	2012
St Cesaire 225 kV	C6-2-04	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Nîmes	Remplacement du transformateur 225/63 kV existant d'une puissance de 100 MVA par un transformateur de 170 MVA.	2012
Lavéra 225 kV Installation de Self	C6-3-01	Résorption de limitation à l'injection de production sur la zone de Fos.	Installation d'une Self sur le poste 225 kV de Lavéra	2012
Iter 400 kV	C6-4-01	Raccordement du client consommateur ITER	Construction d'une ligne aérienne à 2 circuits 400 kV et d'un poste à 2 jeux de barres 400 kV	2012
Bocca 225 kV	C6-4-02	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération de Cannes.	Construction d'une cellule 225 kV au poste de Mougins et ripage dans les installations 225 kV aux postes de Mougins et La Bocca du câble exploité actuellement en 63 kV.	2012

Liste des projets à 3 ans de la région Sud-Est (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Embrun - Montdauphin 63 kV Création de liaison souterraine	C6-2-05	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération d'Embrun.	Reconstruction de l'arrivée au poste d'Embrun en technique aéro-souterraine sur 6 km.	2013
St Cesaire - Vauvert n° 2 63 kV Création d'une liaison souterraine	C6-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Ouest de l'agglomération de Nîmes.	Création d'une liaison souterraine de 18 km entre les postes de St Césaire et Vauvert + ajout TR 225/63 kV à St Césaire	2013
Contes - Trinité Victor n° 2 63 kV Création d'une liaison souterraine	C6-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Nord de Nice.	Création d'une liaison souterraine de 5 km entre les postes de Trinité-Victor et Contes	2013
Programme de remplacement des tendues 225 kV	C6-3-02	Création de capacité d'accueil de production dans la zone de Fos.	Remplacement des tendues sur les postes de : Enco de Botte, Feuillane, Réaltor, Lavéra, Rognac, Jonquières et Châteauneuf	2013
Logis Neuf 225 kV	C6-5-01	Amélioration de la sûreté système et diminution des coûts de redispatching du réseau 400 kV de la Vallée du Rhône.	Installation d'un transformateur déphaseur de 100 MVA au poste de Logis-Neuf	2013
Aix - Mouret 225 kV	C6-4-03	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération d'Aix.	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 9 km et d'un poste sous enveloppe métallique 225/20 kV	2013
Vieux Port 225 kV	C6-4-04	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la charge HTA de l'agglomération de Marseille.	Construction d'une liaison souterraine 225 kV de 3,6 km et d'un poste blindé 225/20kV.	2013
Boutre - Ste Tulle n° 2 225 kV Création d'une ligne aérienne	C6-3-03	Résorption de limitation à l'injection de production d'énergie renouvelable.	Déroulage d'un 2ème circuit sur une ligne non équipée et construction d'un tronçon à 2 circuits 225 kV en remplacement d'un tronçon existant à 1 circuit 150 kV.	2014

8.7 Région Sud-ouest

8.7.1 Contexte régional

Situation géographique et contexte environnemental :

La région RTE Sud Ouest couvre une superficie d'environ 125 000 km² (23% de la France métropolitaine) pour une population proche de 9 millions d'habitants (14,0% de la France métropolitaine). RTE Sud Ouest est réparti sur 20 départements, soit un peu moins du quart du territoire national en superficie, dans les régions administratives Midi-Pyrénées, Aquitaine, Limousin (partiellement), Auvergne (partiellement) et Languedoc-Roussillon (partiellement).

Le territoire est fortement boisé ce qui entraîne que 50% des lignes sont en tranchées forestières (moyenne de 30% en France). En conséquence, la région comprend 9 parcs naturels régionaux (Périgord-Limousin, Landes de Gascogne, Pyrénées Ariégeoises, Pyrénées Catalanes, Narbonnaise Méditerranée, Haut Languedoc, Grandes Causses, Causses du Quercy, Millevaches en Limousin).

RTE Sud Ouest présente une façade atlantique et une façade méditerranéenne soumises aux influences maritimes et deux zones montagneuses : les Pyrénées et le Massif Central qui sont sujettes à des épisodes de givre et de neige collante.

Contexte économique :

Le territoire du grand Sud Ouest comporte cinq villes de plus de 100 000 habitants (Toulouse, Bordeaux, Montpellier, Limoges et Perpignan) et deux agglomérations de plus de 100 000 habitants (Pau et Bayonne). Le reste du territoire est faiblement peuplé.

Sur les 20 dernières années, le taux de croissance moyen annuel de la population de la zone est supérieur à la moyenne française. Cet essor de la population est alimenté essentiellement par un solde migratoire élevé.

Comme pour la population, la répartition de la consommation d'électricité est inégale dans l'espace, les trois départements abritant les plus importantes préfectures régionales (Toulouse, Bordeaux et Montpellier) concentrent près de 40% de la consommation d'électricité.

Notre région possède des zones touristiques sur le littoral Atlantique et Méditerranéen entraînant des consommations localement importantes en été.

Les Régions Aquitaine et Midi-Pyrénées possèdent des secteurs agricoles développés qui en période d'été ont une consommation significative pour l'arrosage.

La livraison d'électricité aux clients industriels (y compris SNCF – hors pompage) représente 8% du total des livraisons de RTE Sud Ouest. Elle concerne principalement les secteurs de la sidérurgie-métallurgie, du papier-carton et de la chimie.

La consommation totale d'électricité de RTE Sud Ouest représente 12% de la consommation française, soit une consommation par habitant inférieure de 10% à la moyenne française.

Entre 2003 et 2009, la croissance de la consommation de la plaque Sud - Ouest a été de 10% (pour 5,0% sur l'ensemble France hors activité d'enrichissement d'uranium). Les projections de population aux horizons 2030-2040 placent les 3 régions Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées et Aquitaine parmi les plus dynamiques avec des taux de croissance annuels nettement supérieurs à la moyenne française.

Le taux de croissance prospectif de la consommation d'électricité devrait se situer entre 1,2% et 2% par an sur la période 2010-2015 puis entre 0,6% et 1,5% par an sur la période 2015-2030 en fonction des scénarios retenus.

Flux électriques :

Sud - Ouest	2009	2010
Demande (soutirage depuis le RPT en TWh)		
Consommation	58,9	61,6
Distributeurs	50,3	53,6
Industriels	4,6	4,6
Pompage et auxiliaires	2,4	1,8
Pertes	1,6	1,6
Exportation	13,8	14,8
International	4,0	2,0
Vers autres unités RTE	9,8	12,8
Total Demande	72,7	76,4
Offre (injection vers le RPT en TWh)		
Production	55,3	59,7
Nucléaire	41,1	44,3
Thermique classique	0,7	0,7
Hydraulique	12,4	13,5
Eolien	0,3	0,3
Réseaux distributeurs	0,7	0,8
Importation	17,4	16,7
International	2,3	3,5
Autres unités RTE	15,1	13,1
Total Offre	72,7	76,4
Pmax hiver	11 647 MW	12 279 MW
Pmax été	7 542 MW	7 528 MW

8.7.2 Projets à réaliser sur la période 2012 – 2014**8.7.2.1 Principales évolutions à prendre en compte et contraintes à lever sur la période****Développement des interconnexions**

2014 verra la mise en service de la nouvelle interconnexion à courant-continu entre la France et l'Espagne (Baixas - Santa Llogaia). Cette nouvelle interconnexion permettra d'accroître la capacité d'échange avec l'Espagne et d'atteindre le niveau de 2800 MW (chapitre 7.1.3).

Sécurité d'alimentation

L'agglomération bordelaise est alimentée par deux injections 400/225 kV, au nord le poste de Marquis et au sud le poste de Saucats. La production du site nucléaire du Blayais et la forte consommation au sud du Marquis génèrent des transits Nord – Sud importants, d'autant plus que les exports vers l'Espagne sont élevés. Pour pallier à ces contraintes un 3^{ème} autotransformateur et un couplage seront installés au poste de Saucats et un 4^{ème} autotransformateur avec une self sera mis en place au poste du Marquis. Le poste 225 kV de Pessac verra une augmentation de sa capacité de transformation et celui de Bacalan sera équipé

d'un transformateur déphaseur. La création d'une liaison Bruges – Marquis 225 kV, comme indiqué dans le plan à 10 ans (chapitre 7.3.7), viendra compléter ultérieurement la sécurisation de la zone, l'ensemble de ces opérations contribuant à l'amélioration de la sécurité d'alimentation de Bordeaux.

Tamareau est le principal poste pour toute l'agglomération Montpelliéraine représentant 550 000 habitants et 900 MW de consommation. Un défaut sur le jeu de barres 400 kV raccordant 2 des 3 autotransformateurs engendrerait des contraintes sur celui restant. L'ajout d'un tronçonnement de barres sur le poste 400kV résoudra ces contraintes. La création d'une liaison souterraine entre les postes 225 kV de Quatre Seigneurs et de Saumade et le renforcement de la transformation à Quatre Seigneurs garantira à moyen terme la sécurité de l'agglomération montpelliéraine.

Pour améliorer l'alimentation électrique de la zone des Landes deux liaisons souterraines 63 kV seront réalisées : Angresse – Mouguerre et Cantegrit – Mimizan d'ici 2014. Des projets complémentaires seront menés au delà de 2014 pour améliorer la sécurité des Landes et de la Gironde.

Plusieurs projets de renforcement de transformation sont prévus d'ici 2014 sur les agglomérations de Pau, Montauban, Mont de Marsan, Villeneuve sur Lot, Marmande, Toulouse ainsi qu'à Issel pour améliorer la sécurité d'alimentation de l'Aude. La sécurité de l'agglomération toulousaine sera aussi renforcée par la création de deux nouvelles liaisons souterraines 63 kV Balma – Union et Fontenilles – Leguevin. Des contraintes de transformation sur l'agglomération de Toulouse resteront à lever au delà de 2014.

La zone de Perpignan connaît un accroissement rapide de sa consommation, lié notamment à la création de nombreuses zones d'activités. Afin d'assurer la sécurité d'alimentation de Perpignan à moyen terme la capacité de transformation sera renforcée à Baixas et une liaison Baixas – Mas Bruno 225 kV avec injections vers le réseau d'ERDF sera réalisée en 2014. D'autres renforcements interviendront ensuite vers l'est de l'agglomération, comme indiqué dans le plan à 10 ans (chapitre 7.3.7).

Raccordements

Les principaux raccordements de clients qui seront réalisés entre 2012 et 2014 concernent :

- le raccordement de production photovoltaïque dans les Landes
- le raccordement de Turbines à Combustion au bec d'Ambès.

Sûreté du Système Electrique

Pour atteindre les objectifs d'échange prévus à l'échéance de la mise en service de la nouvelle interconnexion France - Espagne, il est nécessaire de renforcer le réseau de Grand Transport du Sud-Ouest de la France. Parmi les contraintes recensées à cette échéance, celles relatives à la tenue de la tension sont très sévères. En effet, en situation d'exportation vers l'Espagne en pointe d'hiver, le plan de tension est fortement dégradé en régime normal et en régime d'incident, avec des pertes très importantes. Dans ces conditions, un incident survenant sur la ligne double 400kV Tamareau - Tavel provoquerait un effondrement de tension généralisé sur le Sud-Ouest, risquant de se propager aux réseaux français et espagnol. Afin de se prémunir d'un tel événement, inacceptable pour la sûreté de fonctionnement du système, il est indispensable d'installer des moyens de compensation. Ces moyens de compensation seront constitués de batteries filtrées de condensateurs, pour un volume de 1755 Mvar, à installer avant fin 2013, puis 760 Mvar à l'horizon de l'hiver 2014/2015.

De même les études de réseaux réalisées en 2011 révèlent des contraintes de tensions hautes en creux de consommation d'été, ce qui conduit à prévoir l'installation de 590 Mvar de selfs pour l'été 2015.

En complément, pour améliorer la stabilité du réseau en cas de défaut électrique, les disjoncteurs 400 kV du poste de Donzac seront remplacés par des appareils plus performants en 2012.

Le remplacement d'ici à 2012 des conducteurs sur un tronçon limitant le transit de la ligne 400 kV Gaudière – Rueyres va permettre de porter sa capacité de transit à 1300 MW, ce qui aura pour conséquences de renforcer la sûreté du système électrique en période de forts échanges internationaux et de diminuer les coûts de redispatching. Il en est de même pour le changement de conducteurs prévu sur la ligne 400 kV Baixas -Gaudière pour porter la capacité de l'ouvrage à 2 x 2500 MW à 2013.

Projet au 31/12/2011

8.7.2.3 Liste des projets à 3 ans de la région Sud Ouest

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Marsillon 400 kV	2-18	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Pau	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage 400 kV	2012
Marquis 400 kV	2-19	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA	2012
Angresse - Mouguerre 63 kV	C7-2-01	Sécurité d'alimentation du sud des Landes	Création d'une double liaison souterraine à 63 kV de 21 km et d'une capacité de transit de 810 A Hiver entre les postes d'Angresse et Mouguerre	2012
Dantou 225 kV	C7-2-02	Sécurité d'alimentation de l'agglomération de Villeneuve-sur-Lot	Renforcement de la transformation 225/63 kV du poste par ajout d'un transformateur 100 MVA et création d'un couplage.	2012
Pessac 225 kV	C7-2-03	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement de deux transformateurs 225 / 63 kV de 100 MVA par des 170 MVA	2012
Ginestous 225 kV	C7-2-04	Sécurité d'alimentation de la zone de Toulouse	Installation d'un couplage et d'un troisième transformateur 225 / 63 kV de 170 MVA	2012
Gaudière - Rueyres 400 kV	5-11	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux dans la zone	Remplacement des conducteurs sur une partie limitante de 10 km d'une liaison aérienne 400 kV portant la capacité de transit à 1 300 MVA	2012
Donzac 400 kV	5-02	Diminution des coûts de redispatching	Remplacement des disjoncteurs 400 kV existant par des appareils plus performants	2012
Masquet - Pessac 63 kV	C7-4-01	Raccordement du client	Raccordement en souterrain du site producteur Cestas via la création d'un piquage sur la ligne aérienne Masquet - Pessac 63 kV	2012

Liste des projets à 3 ans de la région Sud-Ouest (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Saucats - St Magne 63 kV	C7-4-02	Raccordement du client	Raccordement en souterrain du site producteur en antenne sur le poste de Saucats 63 kV	2012
Gupie 225 kV	C7-2-14	Sécurisation de l'agglomération de Marmande	Ajout d'un troisième transformateur de 100 MVA	2012
Baixas - Gaudière 400 kV	5-04	Amélioration de la sûreté système, diminution des coûts de redispatching et contribution aux échanges d'électricité internationaux dans la zone	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 70 km de l'axe double 400 kV pour une capacité de transit de 2 x 2 500 MW	2013
Issel 400 kV	2-17	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'Aude.	Ajout d'un transformateur 400 / 63 kV de 150 MVA	2013
Verlhaguet 225 kV	C7-2-05	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montauban.	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un des trois transformateurs de 100 MVA par un 170 MVA	2013
Bacalan 225 kV	C7-2-06	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Bordeaux.	Installation d'un transformateur déphaseur de 600 MVA au poste de Bacalan	2013
Gestion des tensions basses dans le Sud-Ouest de la France - Phase 1	5-12	Amélioration de la tenue de la tension dans le Sud-Ouest de la France.	Installation de batteries de condensateurs dans plusieurs postes 400 kV, 225 kV et 63 kV du Sud-Ouest de la France, pour une capacité totale de 1 755 Mvar	2013
France - Espagne "Palier 2 800 MW"	1-03	Augmentation de la capacité d'interconnexion (passage à 2 800 MW entre la France et l'Espagne (1400 MW aujourd'hui) et à 2 000 MW entre l'Espagne et la France	Création d'une nouvelle liaison d'interconnexion souterraine HVDC 320 kV de 68 km pour une capacité de transit de 2 x 1 000 MW	2014
Cantegrit - Mimizan 63 kV	C7-2-07	Amélioration de la sécurité d'alimentation des Landes.	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 38 km entre les postes de Cantegrit et de Mimizan	2014

Liste des projets à 3 ans de la région Sud-Ouest (Suite)

Libellé	Carte	Bénéfice recherché	Consistance sommaire	Mise en service
Balma - Union 63 kV	C7-2-08	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse.	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 7,5 km.	2014
Fontenilles - Leguevin 63 kV	C7-2-09	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Toulouse et de l'Est du Gers.	Création d'une liaison souterraine 63 kV de 8,3 km	2014
Naoutot 225 kV	C7-2-10	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Mont-de-Marsan.	Renforcement de la transformation 225/63 kV du poste par ajout d'un transformateur de 170 MVA.	2014
Tamareau 400 kV	2-30	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier.	Installation d'un 2ème couplage et d'un sectionnement de barres 400 kV.	2014
Marquis 225 kV	C7-4-03	Raccordement d'un client producteur.	Raccordement de l'ex site producteur en antenne sur le poste de Marquis 225 kV via les liaisons aériennes existantes.	2014
Quatre Seigneurs - Saumade 225 kV	2-11	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Montpellier.	Création d'une liaison souterraine à 225 kV entre les deux postes de Quatre Seigneurs et Saumade.	2014
Saucats 400 kV	2-12	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux.	Installation d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA et d'un couplage.	2014
Baixas – Mas Bruno 225 kV	2-13	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan.	Création d'un échelon 225 kV au poste de Mas-Bruno. Création d'une double liaison souterraine 225 kV de 7,6 km entre les postes de Baixas et Mas Bruno et installation d'un autotransformateur de 300 MVA au poste de Baixas.	2014

9. CONCLUSION

Un grand nombre d'investissements sont nécessaires tout au long de la décennie à venir pour adapter le réseau de transport d'électricité français aux défis de la mutation du paysage énergétique.

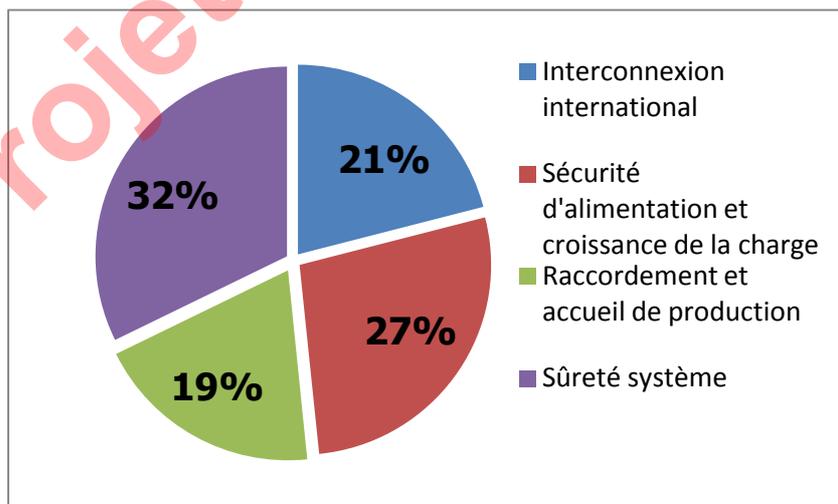
Le présent Schéma Décennal donne un aperçu global des principaux investissements en équipements haute tension proposés par RTE, hors raccordement et renouvellement d'ouvrages. Il sera complété le cas échéant par les besoins nouveaux qui pourraient ressortir notamment des S3REnR à réaliser suite à la publication des SRCAE. Au total sont ainsi prévus (hors raccordement et renouvellement) :

- entre 800 et 1 000 km de nouvelles routes en courant continu souterraines et sous-marines et les stations de conversion associées ;
- entre 1 000 et 2 000 km de renforcements de réseau électrique existant ou de nouveaux circuits en courants alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants ;
- environ 400 km de liaisons souterraines 400 kV et 225 kV en courant alternatif ;
- entre 15 et 20 nouveaux postes d'aiguillage et de transformation 400 kV ;
- Plus de 10 000 MVA de puissance de transformation additionnelle entre le réseau 400 kV de grand transport et les réseaux de tension inférieure.

Toutes frontières confondues, environ 8 GW d'accroissement des capacités d'interconnexions sont à l'étude ou en projet.

L'ordre de grandeur des investissements de développement du réseau de transport en France est ainsi d'environ 10 milliards d'euros dans les 10 ans à venir⁶². Dans la continuité des efforts engagés en 2011, RTE prévoit donc de conserver un fort niveau d'investissement pour répondre aux mutations du paysage énergétique.

Dans les trois ans, les investissements à réaliser dans le cadre du développement du réseau représentent environ 3 milliards d'euros qui se répartissent selon les principales finalités de la manière suivante :



⁶² Pour les seuls projets d'intérêt européen, ENTSOE donnait en 2010 la fourchette 23-28 milliards d'euros pour la période 2010-2014. Toutes proportions gardées, et ramené à des périmètres comparables, on constate que l'effort est sensiblement le même en France et en Europe.

En complément à ces dépenses de développement du réseau, RTE consacrera dans les trois ans environ 1600 millions d'euros au renouvellement du réseau existant le plus ancien et au renforcement mécanique des lignes aériennes suite au retour d'expérience des tempêtes de 1999 et 2009.

Ces projets n'ont de sens que dans la mesure où ils répondent aux besoins des territoires. Chaque projet sera porté auprès des collectivités concernées. Les modalités de mises en œuvre seront arrêtées en concertation, dans le respect des procédures réglementaires. Au-delà des enjeux propres à l'infrastructure de transport d'électricité, ils sont l'occasion de traduire concrètement les choix que fait la société française pour les années futures en matière de fourniture d'énergie : assurer un approvisionnement fiable des territoires dans la durée, améliorer l'efficacité énergétique à tout niveau, favoriser l'essor des énergies renouvelables dans la perspective d'une électricité européenne décarbonée d'ici 2050.

Projet au 31/12/2011

Annexe n°1 : le Système Electrique

A1-1 Les chemins de l'électricité

Le système électrique comprend des sites de production thermiques (nucléaire, fioul, charbon, gaz) et de production à base d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque, biomasse, ...) et des lieux de consommation (communes, entreprises...), reliés par les réseaux électriques (transport et distribution).

La production d'électricité

On produit de l'électricité de différentes façons, mais pratiquement toujours selon le même principe : la transformation d'un mouvement tournant en énergie électrique.

En 2010, la production d'électricité en France a été de 550 TWh (soit 550 milliards de kWh), répartie comme suit :

ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PRODUITE EN FRANCE EN 2010			
Production Totale	Nucléaire	Hydraulique, éolien, photovoltaïque	Thermique classique
550 TWh	408 TWh	83* TWh	59 TWh
100 %	74 %	15 %	11 %

La production industrielle

En France, l'électricité vient essentiellement de trois types de production :

- des centrales thermiques à combustible nucléaire,
- des centrales hydroélectriques (eau des lacs, des fleuves ou de la mer),
- des centrales thermiques classiques à combustible fossile (charbon, fioul, gaz).

Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont issues de sources naturelles considérées comme inépuisables, d'où leur nom de « renouvelables ». Les centrales fonctionnant grâce aux énergies renouvelables utilisent, pour produire de l'électricité, la force de l'eau (énergie hydraulique), celle du vent (énergie éolienne), le rayonnement du soleil (énergie photovoltaïque), la biomasse, ...

Les perspectives de développement :

L'arrêté du 15/12/2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de la production d'électricité, fixe les objectifs de développement de production à partir d'énergies renouvelables, en France à l'horizon 2020, suivants :

- puissance totale installée de 25 000 MW d'éolien répartis en 19 000 MW sur terre et 6 000 MW en mer ;
- puissance totale installée de 5 400 MW de photovoltaïque ;
- puissance supplémentaire à mettre en service de 2 300 MW de biomasse ;
- accroissement de l'énergie produite de 3 TWh/an et augmentation de la puissance installée de 3 000 MW pour l'hydraulique.

Le réseau public de transport et les réseaux de distribution d'électricité

Les réseaux électriques (transport et distribution) ont pour rôle d'acheminer l'énergie des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes d'élévation et de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation.

La tension à la sortie des grandes centrales est portée à 400 000 volts pour limiter les pertes d'énergie sous forme de chaleur dans les câbles (ce sont les pertes par « effet joule »). Ensuite, la tension est progressivement réduite au plus près de la consommation, pour arriver aux différents niveaux de tension auxquels sont raccordés les consommateurs (400 000 volts, 225 000 volts, 90 000 volts, 63 000 volts, 20 000 volts, 400 volts ou 230 volts suivant leurs besoins en puissance).

Le réseau public de transport d'électricité

Situé en amont des réseaux de distribution, il représente environ 100 000 km de lignes. Géré par RTE, il se compose de deux sous-ensembles :

Le réseau de grand transport et d'interconnexion

Il est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens. Ce réseau peut être assimilé au réseau autoroutier. Son niveau de tension est de 400 000 volts, soit le niveau de tension le plus élevé en France.

Les réseaux de répartition régionale ou locale

Ils sont destinés à répartir l'énergie en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225 000 volts) et en haute tension (90 000 et 63 000 volts). Ce type de réseau est l'équivalent des routes nationales voire départementales dans le réseau routier (avec des flux importants, de nombreux carrefours et croisements...).

Les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution, gérés par ERDF ou des Entreprises Locales de Distribution, sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale, c'est-à-dire aux utilisateurs en moyenne tension (PME et PMI) et en basse tension (clients du tertiaire, de la petite industrie et les clients domestiques). La distribution est assurée en moyenne tension (20 000 volts) et en basse tension (400 et 230 volts). C'est l'équivalent des routes départementales et des voies communales dans le réseau routier (des flux locaux, la desserte des villages...).

Les consommateurs

La France compte environ 27 millions de sites de consommation d'électricité. La majeure partie d'entre eux est alimentée par le réseau de distribution basse tension (230 et 400 volts) : pavillons, immeubles d'habitation, écoles, artisans, commerçants, professions libérales, exploitations agricoles... D'autres sont alimentés en 20 000 volts : grands hôtels, hôpitaux et cliniques, petites et moyennes entreprises... De gros industriels (voies ferrées électrifiées, cimenteries, aciéries électriques, usines d'électrolyse de l'aluminium...) sont alimentés directement par le réseau de transport, avec un niveau de tension adapté à la puissance électrique dont ils ont besoin, à savoir 63 000, 90 000 ou 225 000 volts, voire 400 000 volts dans quelques cas.

La fourniture

La fourniture d'électricité est une activité relevant du secteur concurrentiel depuis l'ouverture du marché de l'électricité du 1er juillet 2007. Les prix de l'électricité sont donc soumis au marché, sauf le tarif « réglementé » dont le montant est déterminé par l'Etat après avis de la CRE. La fourniture d'électricité au tarif réglementé reste une mission de service public pour EDF.



A1-2 Comment transporte-t-on l'électricité ?

L'électricité est principalement transportée par des lignes aériennes, c'est-à-dire des câbles par lesquels transite le courant électrique, portés par des pylônes.

Au travers du contrat de Service public signé avec l'Etat, RTE s'est engagé à ne pas augmenter le kilométrage des lignes aériennes.

Quels pylônes pour les lignes aériennes ?

Supports des câbles aériens par lesquels transite le courant électrique, les pylônes du réseau de transport d'électricité sont le plus souvent constitués de treillis et de cornières métalliques. Ils peuvent également être tubulaires en métal ou en béton.

Leur rôle est de maintenir les câbles électriques écartés entre eux à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage de la ligne.

Outre leur fonction de support de ligne, certains pylônes dits « d'ancrage » présentent une résistance mécanique plus importante que les autres pylônes, dits de « suspension ». Ils s'utilisent lors d'un changement de direction de la ligne ou pour consolider un tronçon de ligne. Ils peuvent également servir de pylône « anti-cascade », c'est-à-dire éviter la propagation de la chute des pylônes par « effet domino » lors des tempêtes. Ils sont notamment installés dans le cadre du programme de sécurisation mécanique mis en place par RTE après les tempêtes de décembre 1999.

En fonction de la topographie des lieux, de l'environnement alentour et des conditions climatiques de la région, différentes familles de pylônes sont envisageables, permettant de disposer les câbles de différentes façons. Ainsi, certains pylônes permettent de diminuer la hauteur totale de la ligne (pour réduire l'impact visuel) ou sa largeur (pour les tranchées forestières par exemple). Dans certains sites, certains pylônes spéciaux dits « architecturés » peuvent être implantés.

Les circuits et les faisceaux

Les lignes aériennes du réseau grand transport comprennent généralement un ou deux circuits (chaque circuit portant les trois phases).

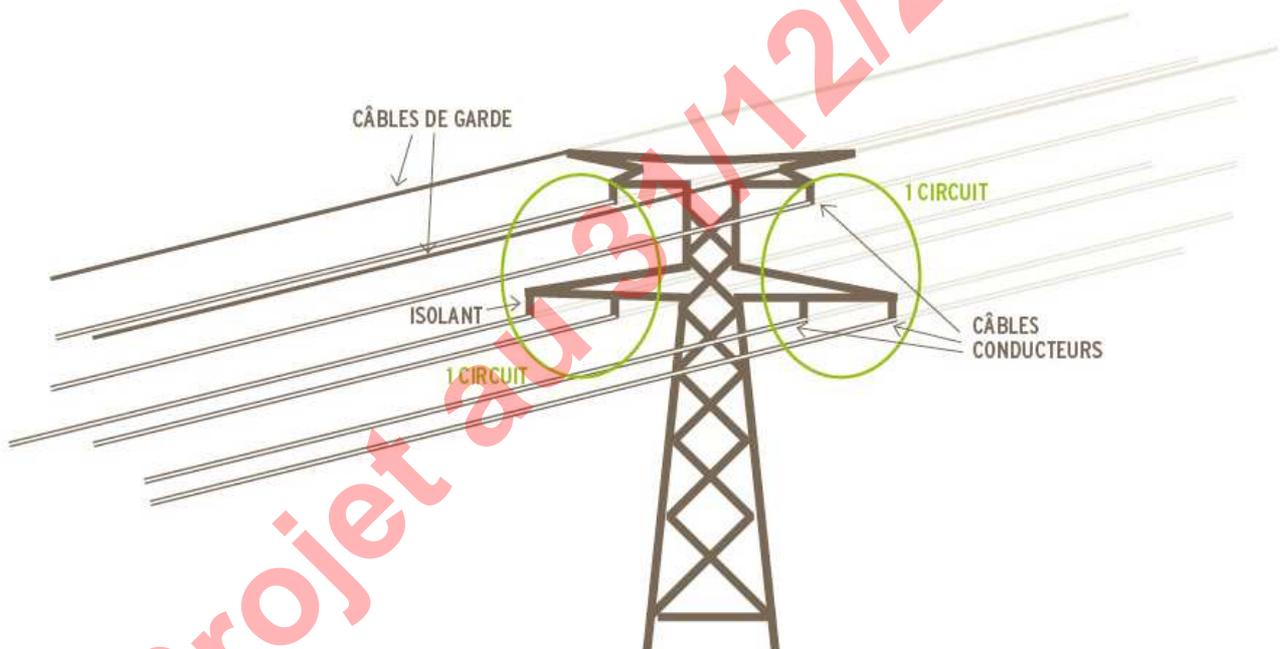
Ainsi, une ligne double circuit revient à porter par les mêmes pylônes deux lignes électriques distinctes. Cette solution, bien que nécessitant des pylônes particuliers, permet de limiter la présence des lignes aériennes sur un territoire.

Chacune des trois phases du circuit peut utiliser un, deux, trois ou quatre câbles.

On parle alors de simple, double, triple ou quadruple faisceau. Le nombre de câbles nécessaires est choisi en fonction des besoins de puissance électrique à transiter.



Un câble supplémentaire, appelé « câble de garde » est disposé au-dessus de la ligne pour la protéger contre la foudre. Il peut être équipé de fibres optiques.



Les postes électriques

Aux extrémités de chaque ligne se trouvent des postes électriques. Ils permettent d'adapter la tension en fonction de sa vocation (grand transport, répartition régionale, distribution, etc.), mais aussi à aiguiller l'électricité et à la contrôler à distance.

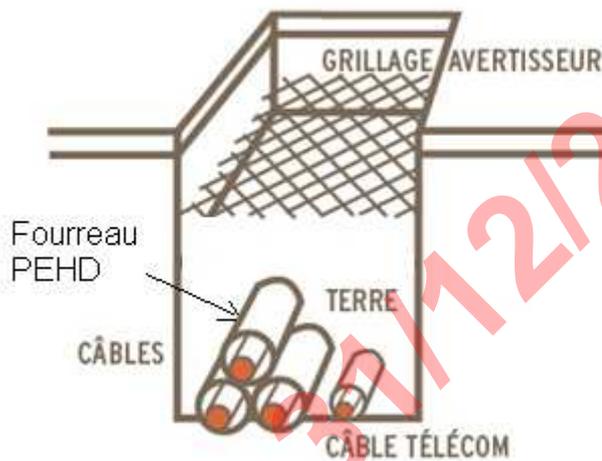
Ils répartissent ainsi le courant entre les lignes situées en amont et en aval du poste et peuvent ainsi répondre à un incident en coupant le courant sur une ligne et en l'orientant vers une autre destination.

Les liaisons souterraines

Outre les lignes aériennes, l'électricité peut également être transportée via des liaisons souterraines. Différentes techniques de pose existent, selon l'environnement traversé (zones rurales, zones fortement urbanisées, franchissements de routes ou de rivières...).

La mise en souterrain des lignes est aujourd'hui majoritairement privilégiée pour les lignes du réseau de distribution et pour les lignes haute tension du réseau de transport (63 000 et 90 000 volts). Ainsi, en 2010, 66% des nouvelles lignes 63 000 et 90 000 volts ont été construites en souterrain.

Quant au réseau à 225 000 volts, plus de 30% des nouvelles lignes ont été réalisées en technologie souterraine. La mise en souterrain des lignes à 400 000 volts soulève de nombreuses difficultés techniques. En outre, les coûts d'investissement observés en Europe pendant les 10 dernières années sont généralement entre 5 et 10 fois plus élevés par rapport à une ligne aérienne.



A1-3 Un marché européen de l'électricité

Une ouverture progressive

La directive européenne 96/92/CE de 1996 visait à supprimer les monopoles nationaux de production et de vente de l'électricité et du gaz, et à développer un marché de l'électricité dans lequel, à terme, tout consommateur pourra choisir son fournisseur.

Cette directive demande la création, dans chaque pays, d'une autorité indépendante de régulation.

La seconde directive 2003/54/CE de juin 2003 programme l'ouverture du marché à la concurrence, le 1er juillet 2004 pour les clients professionnels et le 1er juillet 2007 pour les clients particuliers.

Elle précise également l'obligation de séparation des activités de transport et de distribution des activités de fourniture.

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité renforce la séparation entre les activités de production et de fournitures d'une part et les activités de transport d'autre part.

Le rôle des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

Dans ce marché concurrentiel, les gestionnaires de réseau de transport doivent pouvoir offrir l'accès au réseau de transport à tous les opérateurs qui souhaitent en avoir l'usage.

L'indépendance du gestionnaire de réseau de transport conduit à garantir un accès non discriminatoire au réseau et ainsi l'égalité de tous les utilisateurs.

Afin que les mécanismes d'achat et de vente d'électricité ne soient pas perturbés par un manque de capacité du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de transport dont RTE doivent mettre à la disposition des opérateurs un réseau sûr, efficace et disposant des capacités suffisantes pour que l'énergie puisse circuler sans contrainte.

A1-4 Comment fonctionne le réseau grand transport ?

Tout comme les autoroutes pour les véhicules, les grandes lignes, pour le trafic ferroviaire, le réseau de grand transport à 400 000 volts constitue une infrastructure majeure pour l'électricité, il forme l'ossature principale du réseau électrique français.

Sa fiabilité est vitale pour assurer la sécurité d'alimentation du pays en reliant les grands sites de production d'électricité aux grands pôles de consommation. Ainsi il assure la diffusion de l'électricité sur l'ensemble du territoire par des réseaux de tension inférieure, pour alimenter in fine les entreprises et les ménages. Relié aux réseaux étrangers via des interconnexions, le réseau 400 000 volts français participe à la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble de l'Europe et à l'émergence de nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable.

A1-5 Relier production et consommation

La consommation d'électricité varie constamment au cours d'une même journée, d'une même semaine et au fil de l'année. Elle reflète les horaires de travail, les jours de congés, les saisons. Lorsqu'il fait froid, la consommation d'électricité augmente fortement en raison d'une plus forte utilisation de l'électricité (chauffage électrique, par exemple). Ainsi en hiver, une baisse de température de 1°C représente un accroissement de consommation de 2100 MW. En été, une hausse de température de 1°C provoque une surconsommation pouvant aller jusqu'à 600 MW. L'énergie électrique produite ne se stockant pas, la totalité de la puissance appelée par les consommateurs doit à chaque instant être disponible grâce à l'ensemble des moyens de production d'énergie électrique.



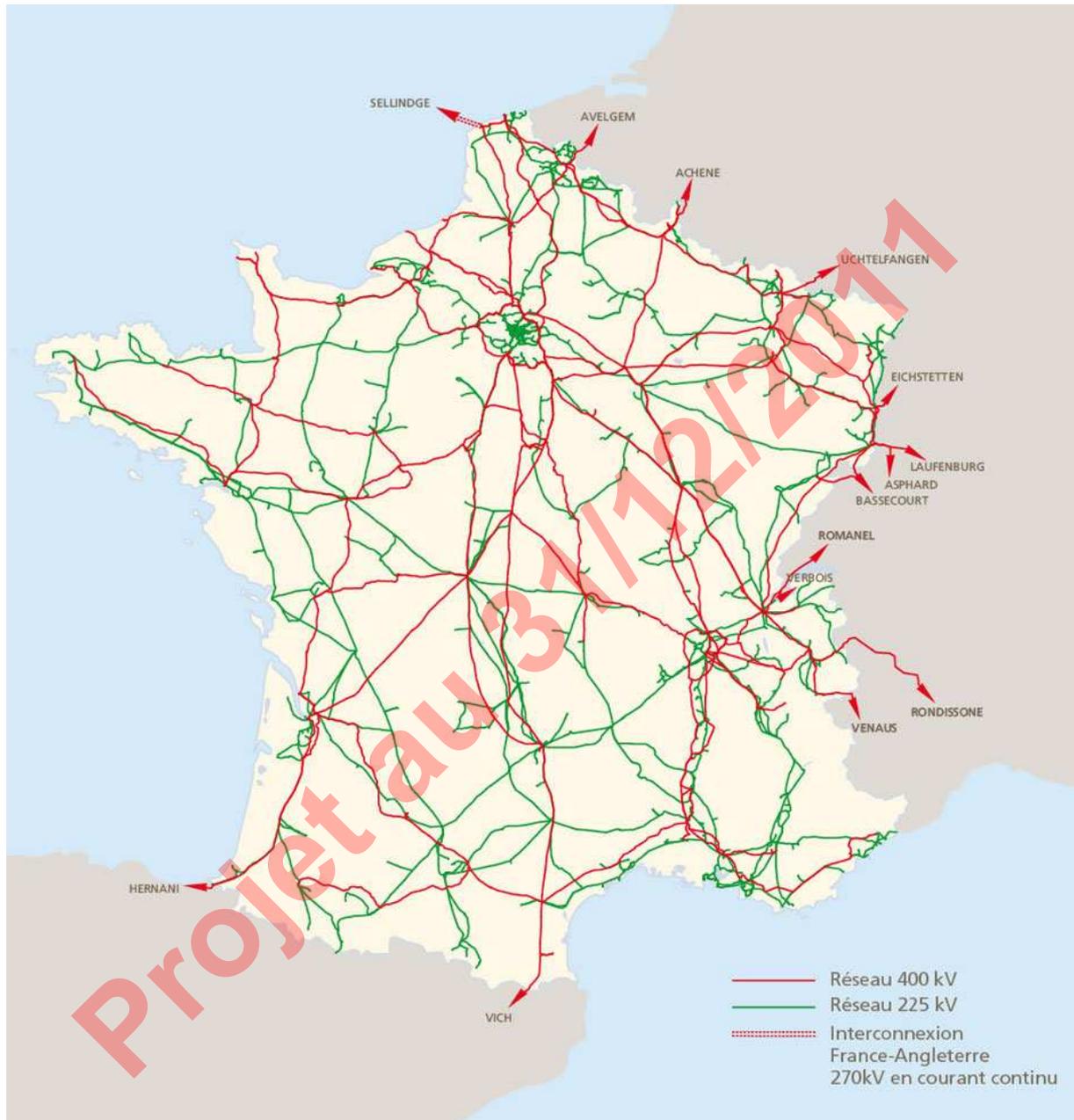
La courbe de charge, c'est-à-dire l'évolution de la consommation française pendant une journée

Les réseaux électriques ont donc ce rôle essentiel d'acheminer à chaque instant la quantité exacte d'énergie demandée par la consommation, depuis un parc de production subissant lui-même des fluctuations.

La plupart des sites de production sont directement reliés au réseau grand transport 400 000 volts.

Ce réseau irrigue les grandes zones de consommation, par l'intermédiaire des réseaux de répartition régionaux puis des réseaux de distribution de moyenne et basse tension.

A ce jour, la France compte environ 100 000 km de ligne dont près de 21 000 km à 400 000 volts. La distribution moyenne et basse tension comporte, pour sa part, environ 1 000 000 de km de liaisons.



A1-6 Un réseau interconnecté

L'objectif premier des interconnexions entre pays est d'accroître la sécurité de fonctionnement des systèmes électriques, en généralisant la notion de solidarité apportée par le réseau à celle de secours mutuel entre pays. En effet, le système électrique doit pouvoir faire face à une avarie soudaine d'une centrale de production ou des lignes qui la raccordent au réseau. Ainsi, quel que soit le lieu de l'incident, les unités de production de tous les pays réagissent de façon solidaire, indépendamment de leur localisation.

Mais une telle rationalisation de la gestion des ressources énergétiques peut aussi être un élément important de la politique énergétique européenne en faveur de la protection de l'environnement. En effet, les producteurs peuvent mieux gérer la production d'énergie renouvelables structurellement intermittente, et limitant ainsi le recours à des unités de production au gaz, au charbon et au fioul, qui produisent du dioxyde de carbone.



A1-7 La sûreté du système électrique

Afin de garantir la robustesse du système électrique vis-à-vis du risque d'une coupure électrique liée à une perte d'ouvrage, une règle de sécurité standard est mise en œuvre au travers de l'application de la règle dite du N-1.

Cela signifie qu'en cas de défaillance d'un élément du réseau de transport ou d'une unité de production, l'électricité sera acheminée par une autre partie du réseau ou fournie depuis une autre unité de production et donc sans conséquence pour l'ensemble des clients raccordés au réseau.

Ainsi, la sûreté du système électrique se définit comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système électrique, à limiter la probabilité et à maîtriser les conséquences d'un grand incident s'il survenait malgré tout.

Elle concerne alors aussi bien la maîtrise des équilibres essentiels comme l'équilibre offre-demande que la maîtrise des tensions sur le réseau ou des transits dans les ouvrages de réseau.

Maîtriser les transits dans les ouvrages de réseau

Différents types de contraintes pèsent sur le réseau de transport d'électricité.

On distingue en premier lieu les contraintes liées aux limitations de capacités des ouvrages.

Il peut arriver que l'intensité transitant dans une ligne dans certaines conditions exceptionnelles (niveau de consommation non pris en compte dans les études prévisionnelles de RTE, par exemple lors de période de grand froid) dépasse sa capacité maximale admissible.

Les ouvrages doivent pourtant respecter les limites d'intensité admissible dans les câbles conducteurs. Ces limites sont fixées pour prévenir l'échauffement trop important des câbles.

En cas de dépassement de ces limitations, les ouvrages peuvent non seulement subir une détérioration des câbles conducteurs, mais également induire d'autres problèmes. En effet, lors de leur échauffement, les câbles s'allongent et peuvent se rapprocher du sol. La sécurité des personnes et des installations à proximité immédiate de l'ouvrage pourrait être mise en défaut.

Dans ce cas de figure, un dispositif de protection appelé « protection de surcharge » entre en action et met la ligne hors tension en actionnant les disjoncteurs situés à chaque extrémité.

Le transit supporté auparavant par cette ligne va alors se reporter sur d'autres lignes en modifiant son chemin, risquant de provoquer de nouvelles surcharges si ces lignes ne peuvent à leur tour supporter cette charge supplémentaire.

Il y a alors un risque de phénomène de cascade bien connu dans les incidents de grande ampleur communément appelés « black-out ».

L'une des missions confiées à RTE consiste justement à prévenir ces situations en dotant le réseau de capacités suffisantes au regard des prévisions de production et de consommation et en prenant en compte la défaillance possible d'une ligne du réseau.

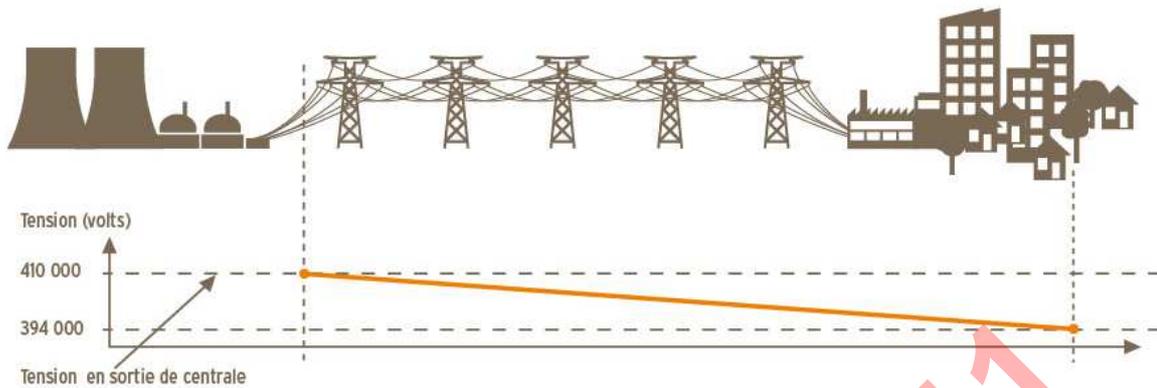
Maîtriser les niveaux de tension

Outre le risque de surcharge sur une ligne ou la panne d'un ouvrage, le réseau électrique doit tenir compte de plusieurs paramètres techniques comme le niveau de tension.

En effet, lorsque la consommation varie au cours du temps, la tension évolue. Elle baisse lorsque la consommation augmente et remonte lorsque la consommation diminue.

Lorsque la tension commence à baisser dans une zone, les zones voisines sont affectées : leur tension baisse également. Des dispositifs de régulation existent mais ont une action limitée. A un certain niveau, ils ne peuvent plus enrayer la chute de tension et la propagation de l'incident. C'est l'effet « château de carte ». En quelques minutes, une zone très vaste peut être affectée. La reprise du service qui conduit à

retrouver une tension à sa valeur nominale prend en général plusieurs heures sauf à effectuer un délestage, c'est-à-dire la coupure maîtrisée d'une partie de la consommation.



Les black-out dans le monde

Certains grands réseaux électriques de pays industrialisés ont connu des pannes importantes ces dernières années, également appelées black-out.

En Italie, 57 millions de personnes ont été coupées pendant plusieurs heures en septembre 2003.

Aux Etats-Unis et au Canada, 50 millions de personnes ont été privées d'électricité pendant plusieurs heures en août 2003. Le coût de ce black-out a été estimé entre 4 et 10 milliards de dollars.

En plus de 30 ans, la France a, pour sa part, connu deux black-out de grande ampleur : sur la majeure partie du pays en 1978, et sur le grand ouest (jusqu'à l'Ile-de-France) en 1987. Depuis, grâce aux politiques de sécurisation et de développement, le réseau de transport français n'a plus connu de coupure généralisée. Lors des deux tempêtes de décembre 1999, exceptionnelles par leur intensité et par leur étendue géographique, le fonctionnement général du système a été préservé, malgré des coupures ponctuelles et localisées.

Maîtriser l'équilibre offre/demande

Lorsqu'un réseau est dans une situation tendue pour l'équilibre production/consommation (niveau exceptionnel de la consommation, ou parc de production en partie indisponible), une baisse de fréquence peut se produire. En dessous d'un certain seuil, les groupes de production se déconnectent du réseau pour éviter d'être endommagés. La fréquence chute alors un peu plus, et de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant le déséquilibre entre production et consommation, donc la chute de fréquence : c'est l'écroulement de fréquence. Le seul moyen de faire remonter la fréquence est alors de diminuer rapidement la consommation en ayant recours au délestage*. C'est ce qui s'est passé en Italie en septembre 2003.

A1-8 Le centre de contrôle du réseau

Le réseau électrique est continuellement soumis à des aléas.

Le centre de contrôle du réseau (appelé aussi « dispatching ») est un lieu d'où l'on surveille et d'où l'on pilote le réseau électrique, à l'échelle régionale (sept dispatchings) ou nationale (un seul). Sur un synoptique mural et des écrans d'ordinateurs, figurent toutes les lignes électriques et les postes de transformation de la zone à surveiller. A partir de pupitres informatisés, les opérateurs commandent à

distance des automates et des appareils à haute tension. Des équipes se relaient 24 heures sur 24 pour mener à bien leur mission.



Centre National d'Exploitation du Système

Le réseau électrique est ainsi sous surveillance constante : des appareils de télémessure installés aux endroits stratégiques et connectés à des systèmes de communication transmettent automatiquement les informations vers les dispatchings. En cas de problème sur une ligne ou dans un poste, des alarmes signalent le lieu et le type de problème, ce qui permet aux personnels d'intervenir dans les meilleurs délais.

Mais le réseau mis à la disposition des dispatchings se doit d'être adapté à l'évolution de la demande des consommateurs comme des producteurs au fil des années. La mission de RTE est d'adapter celui-ci aux nouvelles contraintes. Et celles-ci peuvent conduire à engager des projets de développement de réseau.

FIN DU DOCUMENT