

Rte

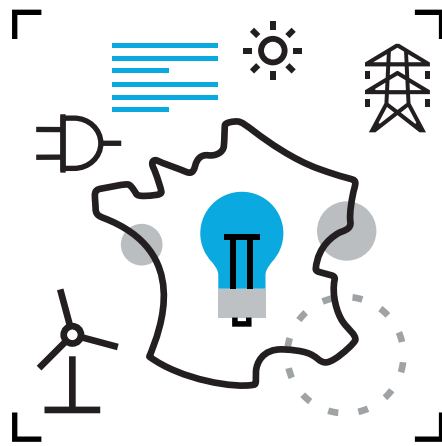


Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**

Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**
Volet national

Sommaire

I	SYNTHÈSE	1	V	PERSPECTIVES PAR RÉGION ADMINISTRATIVE	147
			1	Auvergne-Rhône-Alpes	149
II	CONTEXTE ET ENJEUX	9	2	Bourgogne-Franche-Comté	165
1	Enjeux	11	3	Bretagne	181
2	Le réseau d'aujourd'hui	33	4	Centre-Val-de-Loire	195
3	Hypothèses et perspectives	45	5	Grand-Est	209
4	Méthodes et analyses	65	6	Hauts-de-France	225
			7	Île-de-France	215
III	LES 5 AXES DE DÉVELOPPEMENT	79	8	Normandie	241
1	Fluidifier les flux et faciliter les secours en Europe	103	9	Nouvelle Aquitaine	255
2	Fluidifier les flux et faciliter les secours interrégionaux	103	10	Occitanie	269
3	Sécuriser l'alimentation électrique des territoires	119	11	Pays-de-la-Loire	285
4	Accueillir la production	127	12	Provence-Alpes-Côte-d'Azur	315
5	Assurer la sûreté du système électrique	133			
IV	PRINCIPALES INFRASTRUCTURES ENVISAGÉES	137	VI	ANNEXES	331
				Les chemins de l'électricité	332
				Le système électrique	334
				Les études de développement réalisées par RTE	340
				Les études de développement européennes et le TYNDP	344
				Méthodologie d'évaluation des flux à long terme en France	350
				Sigles utilisés dans le Schéma décennal 2016	352

UN DOCUMENT ENCORE ENRICH

La présente édition du Schéma décennal actualise et enrichit le document publié en 2015.

Elle s'appuie notamment sur les dernières mises à jour du Bilan prévisionnel de RTE publié à l'été 2016.

De plus, elle intègre les suggestions du public formulées dans le cadre de la consultation ouverte pour l'édition précédente et des membres de la Commission perspectives du réseau du CURTE.

Dans sa délibération du 17 novembre 2016, la CRE considère « que le Schéma décennal de développement du réseau [2015] couvre les besoins en matière d'investissement et qu'il est globalement cohérent avec le TYNDP 2016 ».

Elle formule également des recommandations pour en tenir compte :

- Le Schéma décennal 2016 est enrichi en particulier d'éléments d'explication sur les évolutions entre éditions du TYNDP et l'impact sur les bénéfices attendus des projets aux frontières ;
- Il éclaire l'influence des énergies renouvelables sur nos projets ;
- Les méthodologies d'études sont également complétées en précisant la flexibilité apportée par l'insertion du numérique, les modalités de prise en compte des incertitudes et l'utilisation d'un panel toujours plus large de solutions.

UN DOCUMENT MODULAIRE POUR FACILITER LA LECTURE

Le Schéma décennal de développement du réseau est structuré en une collection d'articles autoportants, qui constituent chacun un titre de section et se complètent les uns les autres.

Le lecteur peut ainsi se focaliser sur ses centres d'intérêt sans s'obliger à une lecture in extenso.

Le document rappelle d'abord les enjeux du développement du réseau. Après un rapide portrait du réseau de transport de l'électricité en 2015, le document revient sur les hypothèses de production et de consommation d'électricité à moyen terme tirées du Bilan prévisionnel. Il détaille ensuite les méthodes d'études et d'analyses que RTE mène sur son réseau. Elles permettent de choisir une solution parmi un panel élargi aujourd'hui grâce au numérique.

Le Schéma décennal présente une vue d'ensemble des principales infrastructures de transport d'électricité envisagées dans les dix ans à venir.

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 projets d'infrastructures.

1. Fluidifier les transits et faciliter les secours mutuels entre pays voisins ;
2. Fluidifier les transits entre les régions françaises ;
3. Accompagner l'évolution de la consommation d'électricité des territoires ;
4. Accueillir les moyens de production d'électricité ;
5. Veiller à la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Les principaux projets font l'objet de focus dédiés plus détaillés. Des cartes et un tableau de synthèse des projets présentés accompagnent cette vue d'ensemble nationale.

Des synthèses régionales présentent, par région administrative, les perspectives de développement du réseau de transport.

Ces synthèses comportent les rubriques suivantes :

- État des lieux du réseau actuel ;
- Liste et carte des ouvrages mis en service au cours de l'année 2016 ;
- Évolution de la consommation et de la production ;
- Rappel des ambitions régionales des Schémas régionaux Climat Air Énergie (SRCAE), ou synthèse des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ;
- Liste et carte des projets dont la mise en service est prévue dans les trois ans (tous niveaux de tension confondus) ainsi que des principales infrastructures envisagées dans les dix ans. Cette liste est complétée par les projets créés ou renforcés dans le cadre des S3REnR validés ;
- Perspectives de développement du réseau au-delà de l'horizon 10 ans.

Le Schéma décennal de développement du réseau présente la meilleure information connue de RTE à fin 2016.

Organisation du Schéma décennal 2016



Chapitre I **La synthèse du Schéma décennal 2016**

Chapitres II **Contexte et enjeux**

Chapitre III **Les 5 axes de développement du réseau**

Fluidifier les flux et faciliter les secours en Europe
Fluidifier les flux et faciliter les secours interrégionaux
Sécuriser l'alimentation électrique des territoires
Accueillir la production
Assurer la sûreté du système électrique

Chapitre IV **Principales infrastructures envisagées**

**VOLET
NATIONAL**



Chapitre V **Zoom sur les perspectives par région administrative**

Présentation de la région
Consommation et production régionales
Liste et cartographie des projets prévus dans les 10 ans
Le raccordement des énergies renouvelables
Les perspectives de développement du réseau électrique

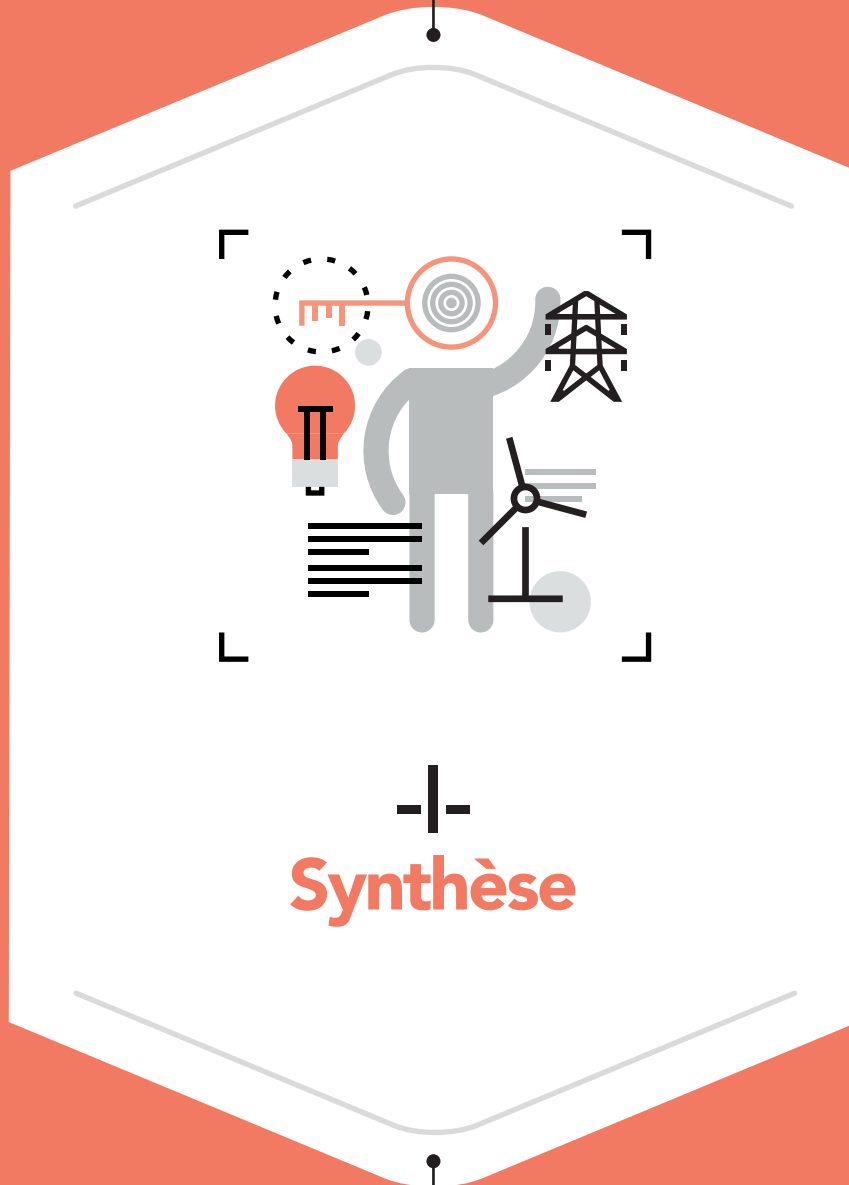
**VOLET
RÉGIONAL**



Chapitre VI **Les annexes du Schéma décennal 2016**

Synthèse de la consultation publique (en janvier 2017)
Compléments sur la gestion du réseau et son développement

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Transformer le réseau pour anticiper les besoins du système électrique de demain



RÉVOLUTION NUMÉRIQUE ET TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : UNE MUTATION PROFONDE POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Le rôle du réseau de transport connaît une profonde mutation avec la mise en œuvre de la transition énergétique. Hier les flux d'électricité descendaient depuis les centrales raccordées aux niveaux de tension supérieurs jusqu'aux consommateurs finaux. Aujourd'hui le réseau de transport devient le siège de flux d'électricité de plus en plus amples et volatils sur l'ensemble du territoire. Il connecte :

- des énergies renouvelables diffuses,
- des consommateurs sobres,
- des territoires actifs en matière de politique énergétique,
- les réseaux voisins européens pour bénéficier de la complémentarité des mix de production à l'échelle du continent.

A l'interface des réseaux de distribution et du réseau de transport, les soutirages en énergie sont orientés à la baisse. Pour autant le réseau de transport doit et devra faire face à des aléas de puissance instantanée plus volatils et non-corrélés, en France et en Europe : par exemple, des pics de consommation en période de froid et des pics locaux de production en période ventée ou de grand soleil...

La mutation du système électrique se traduit par l'essor des énergies renouvelables décentralisées et par la stagnation, dès 2016, de la consommation d'électricité, liée en grande partie à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements. De nouvelles flexibilités vont par ailleurs se développer, tel que l'effacement de consommation, voire le stockage.

UNE RUPTURE TECHNOLOGIQUE ET SOCIOLOGIQUE MAJEURE

Les avancées technologiques font écho aux attentes des consommateurs qui recherchent à maîtriser leur consommation d'électricité avec davantage de proximité et d'autonomie. Elles apportent aux territoires des solutions pour définir leur politique énergétique. Elles ouvrent des opportunités pour de nouveaux entrants, start-ups ou acteurs du secteur de l'internet.

Pour RTE, l'accélération du développement de l'infrastructure numérique transformera notre réseau actuel dit « de puissance » en réseau hybride « puissance/digital », rendant possible la collecte et le traitement automatisé à grande échelle des informations sur nos ouvrages partout en France.

Ainsi la mobilisation de toutes les ressources de flexibilité sera facilitée et permettra de faire face aux configurations inédites liées à la transition énergétique.

Le projet d'entreprise de RTE « Impulsion & Vision » fixe des engagements ambitieux dans ce domaine :

- le déploiement de cinq postes «Nouvelle Génération» d'ici 2020, en engageant une dynamique
- le déploiement du contrôle numérique dans tous les postes RTE d'ici 2030,
- l'équipement par une solution de monitoring de 50% du réseau d'ici 2030. Le monitoring temps réel permet d'ajuster les capacités maximales du réseau en fonction des conditions météorologiques ou par l'intermédiaire de multiples mesures des équipements. Cette adaptation en temps réel constitue un vrai défi et sera intégrée dans l'exploitation du réseau de demain.

UNE MUTATION ACCOMPAGNÉE D'INCERTITUDES

De fortes incertitudes accompagnent la période de transition énergétique que nous vivons. Le Bilan prévisionnel 2016 met en évidence, en particulier, un contexte d'incertitudes multiples qui pèse sur la filière thermique à flamme. Marqué par plusieurs années de difficultés économiques, le parc de production charbon et gaz français entre ainsi dans une phase déterminante au regard des enjeux économiques pesant sur la filière. De plus, si la capacité nucléaire se maintient à moyen terme, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie fixe des objectifs de réduction de production d'électricité d'origine nucléaire assez larges à l'horizon 2023 en fonction :

- de nombreux paramètres des systèmes énergétiques français et européens,
- du résultat de la fermeture de la centrale de Fessenheim
- d'informations connues au fur et à mesure des visites décennales et des décisions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Les incertitudes sur le volume de production et sur la localisation future effective des capacités de production structurent les analyses de flux long terme réalisées pour le Schéma décennal.

Le mécanisme de capacité



Approuvé par la Commission européenne le 8 novembre 2016, le mécanisme de capacité contribuera à rendre plus fiable l'information donnée publiquement par les producteurs sur leur niveau de disponibilité prévisionnel à un horizon de 4 ans. Il prévoit un processus de certification – fortement encadré – des installations de production. Il facilitera la prise de décision économique des différents acteurs du système électrique et s'insérera dans le socle des études de RTE.

UNE DÉMARCHE ROBUSTE DE TRANSFORMATION DU RÉSEAU

RTE identifie les besoins d'adaptations du réseau à partir d'une étude de scénarios complétée de nombreuses analyses de sensibilité par rapport aux événements les plus structurants. Puis la conduite des projets de réseau est menée en adoptant une démarche par jalons, qui consiste à vérifier à chaque étape structurante du projet que les jalons clés requis pour passer à l'étape suivante sont bien atteints : par exemple, volume d'énergie renouvelable dans une zone, arrêt de groupe de production, niveau de consommation.

Malgré la stabilisation observée de la consommation électrique, le réseau de transport doit se transformer pour répondre durablement à l'enjeu de sécurité d'alimentation. Il jouera un rôle croissant de secours et de solidarité énergétique entre les territoires, et ce d'autant plus que le développement d'énergies renouvelables intermittentes est fort.

Localement, les dynamiques d'évolution de la consommation seront de plus en plus différenciées, avec des territoires plus actifs dans la maîtrise de leurs politiques énergétiques (nouveaux modes de consommation, développement de zones d'activités, de production EnR, développement du transport électrique, autoconsommation, ...).

Le réseau 400 kV, qui assure les échanges d'électricité et la solidarité entre les régions, sera fortement sollicité

RTE s'attache à renforcer la capacité du réseau là où risquent d'apparaître des goulots d'étranglement, pour à la fois permettre à chaque instant la fluidité des échanges entre territoires excédentaires et déficitaires en électricité, et sécuriser l'approvisionnement des régions traversées.

C'est le rôle des projets Charleville-Reims et adaptation du réseau alsacien mis en service cette année, ou encore des projets Lille-Arras, Cergy-Persan dans le Val d'Oise et Lyon-Montélimar.

Compte-tenu de ces évolutions très contrastées localement, RTE réinterroge régulièrement l'ensemble du portefeuille de projets dont la finalité principale est liée à la sécurité d'alimentation des territoires, et ce afin de réaliser des projets robustes aux évolutions possibles et de limiter le risque de coûts échoués sur des ouvrages dont l'utilité pourrait à l'avenir être remise en cause.

L'édition 2016 du Schéma décennal présente quelques projets arrêtés en raison du tassement de la consommation : trois dans le volet à 3 ans, deux dans le volet à 10 ans, ce qui représente 7% des projets dont le déterminant principal est l'évolution de la consommation. En complément, une dizaine d'autres projets est en cours de re-questionnement ; les conclusions de ces études pourront conduire à un décalage, une redéfinition de la consistance ou un arrêt de projet et seront intégrées dans l'édition 2017 du Schéma décennal.

Ainsi la grande majorité des projets présentés dans ce document est robuste vis-à-vis des évolutions à venir de la consommation et de l'évolution du mix énergétique.

LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EXIGE UNE FORTE ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Dans ce contexte énergétique très ouvert, le Schéma décennal 2016 confirme, comme les éditions précédentes, que le réseau de transport doit se transformer pour accueillir les énergies renouvelables. A titre d'exemple, plus de 30% des investissements de réseau que RTE a réalisés en 2016 concernent des projets dont la finalité principale est d'accueillir le nouveau mix de production. Ils permettent l'insertion des énergies renouvelables dans un système électrique de plus en plus décentralisé et accompagnent l'évolution du parc de production français.

Aujourd'hui la transition numérique offre des opportunités nouvelles : la mise en service en 2016 du poste de Blocaux en témoigne. Ce poste qui intègre les dernières technologies numériques est représentatif des postes « Nouvelle Génération » qui seront déployés sur le territoire dans la décennie à venir et qui permettront, notamment à réseau équivalent, de faciliter l'intégration

de volumes d'énergies renouvelables supplémentaires.

Ainsi, RTE vise à un élargissement de la palette de solutions à mettre en œuvre pour adapter le réseau et optimiser la réponse des infrastructures aux besoins du paysage énergétique en profonde mutation. Ces solutions permettront, grâce à davantage de numérique, d'étendre les performances des infrastructures existantes.

LA TRANSITION NUMÉRIQUE VIENT ENRICHIR LE PANEL DE SOLUTIONS POUR ADAPTER LE RÉSEAU AUX BESOINS DE LA SOCIÉTÉ

Depuis des années, RTE privilégie la mise en œuvre de solutions progressives et adaptées aux différents types de fragilités identifiées sur le réseau. Il peut s'agir

- d'incitations pour l'évolution des comportements des consommateurs (informations émises par Eco2mix, messages Ecowatt par exemple),
- de solutions contractuelles ou marchés (effacements de consommation et de production, mise en œuvre du mécanisme Flow-Based pour augmenter les capacités d'échanges aux frontières belge et allemande...)
- de dispositifs permettant d'aiguiller les flux automatiquement sur les réseaux ou d'augmenter les capacités de transit des ouvrages dans certaines conditions.

Et quand ce type de projets ne suffit pas pour résorber les fragilités du réseau, RTE les complète par des projets d'infrastructure pour maintenir des capacités de contrôle des flux et de la tension du réseau.

La révolution numérique qui s'engage met à disposition de nouvelles solutions technologiques et facilite ainsi la mise en œuvre de solutions de flexibilité. Les fiches régionales du Schéma décennal 2016, outre les évolutions de réseau, illustrent le déploiement de projets numériques dans les territoires, déploiement qui s'accélérera dans les années à venir.

L'ensemble de ces solutions (numériques et/ou réseau) est utilisé par RTE pour pérenniser le haut niveau de sûreté du système électrique français au service de ses clients, grands industriels et distributeurs au premier chef.

Des investissements clés pour la transition énergétique



Les investissements réseau permettent dans les dix ans de :

- répondre aux ambitions des Schémas Régionaux Climat Air Énergie (SRCAE),
- créer 4 GW de capacité d'accueil de production éolienne offshore supplémentaire et jusqu'à 10 GW de capacité d'interconnexion additionnelle, soit 2/3 de plus qu'aujourd'hui,
- permettre le développement économique et démographique des territoires, avec une alimentation électrique sûre et de qualité.

La carte des principales infrastructures ci-contre illustre les principaux projets à dix ans présentés dans le Schéma décennal ainsi que les grands enjeux de plus long terme, surveillés ou à l'étude.

Le Schéma décennal envisage dans la décennie la création ou le renforcement de près de 2000 km d'ouvrages à très haute tension.

- 1200 km de nouveaux ouvrages souterrains et sous-marins en courant continu et les stations de conversion associées
- 600 km de renforcements du réseau électrique existant ou de nouveaux circuits en courant alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants
- dans le même temps doivent être construits près de 900 km de liaisons souterraines et un peu plus de 400 km de liaisons aériennes en courant alternatif 225 kV.

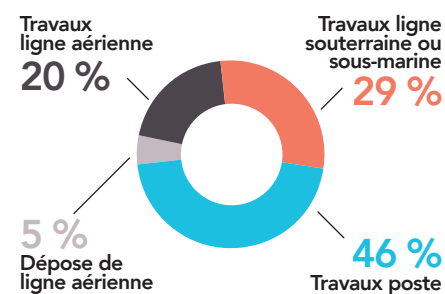
La mise en oeuvre des projets est concertée avec les parties prenantes des territoires. Au fur et à mesure de l'avancement des études techniques et environnementales, la solution de moindre impact sur l'environnement est définie en intégrant également leur soutenabilité économique. Des mesures sont précisées dans le but d'éviter, réduire et en dernier lieu, lorsque c'est nécessaire et possible, compenser les impacts sur l'environnement.

Tous niveaux de tension confondus, ce sont près de 380 projets qui sont listés dans ce Schéma décennal, représentant plus de 700 opérations principales :

- 25 % des opérations concernent les liaisons aériennes (5% pour dépose d'ouvrage) ;
- 29 % sont liées à des créations de liaisons souterraines ;
- 46 % sont des aménagements de postes électriques (environ 20 nouveaux postes RTE et 100 nouveaux postes clients raccordés).

Au total, près de 80% du réseau créé sont développés en souterrain ou sous-marin.

Répartition des opérations présentées dans le Schéma décennal

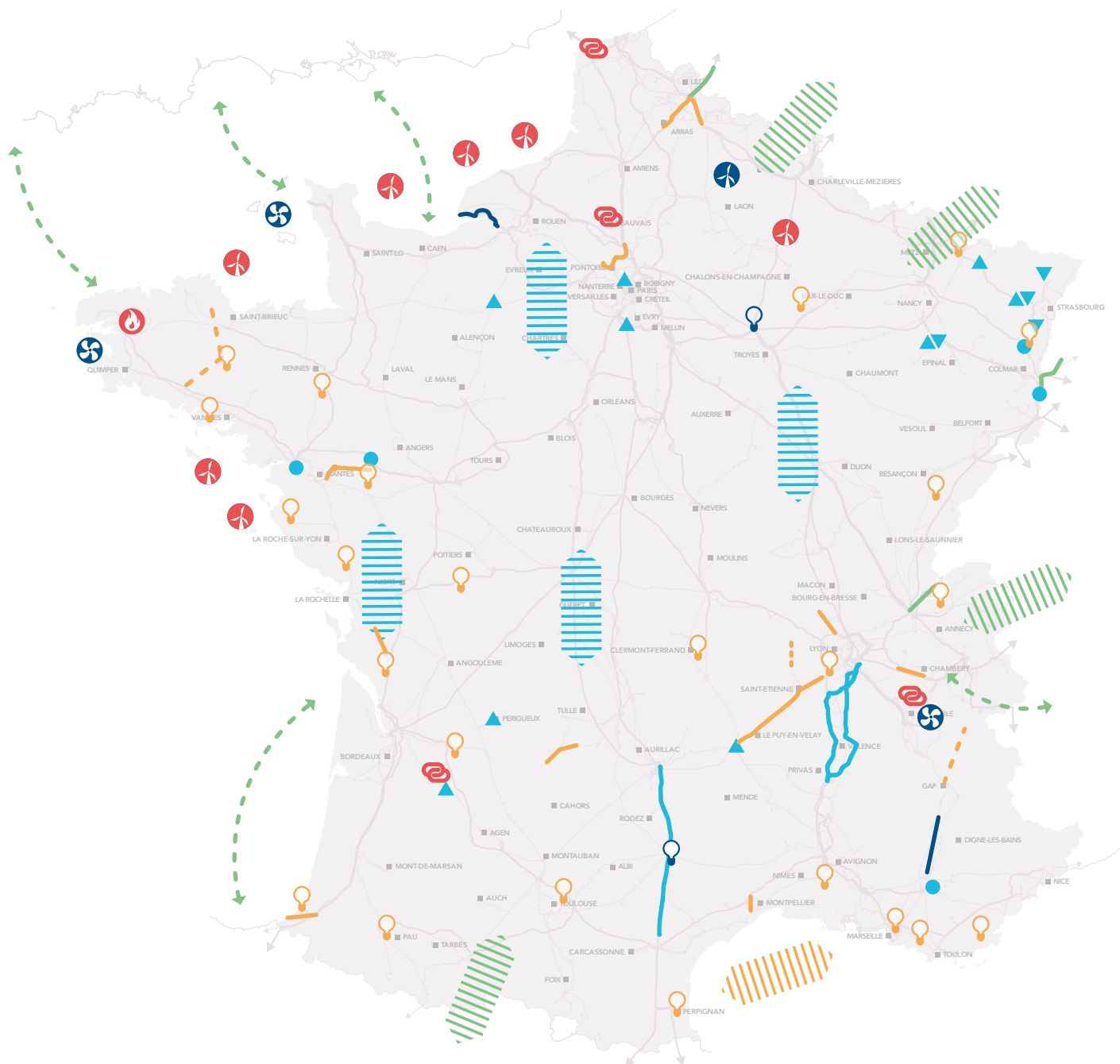


PAR AILLEURS, RTE CHERCHE À AMÉLIORER EN CONTINU SON ACTION EN FAVEUR DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA SÉCURITÉ EN MOBILISANT SON PERSONNEL ET SES FOURNISSEURS.

Il s'appuie pour cela, sur ses capacités de formation, de recherche et d'innovation et sur sa certification ISO 14001. Pour aller encore plus loin, RTE souhaite que l'éco-conception devienne le socle méthodologique pour élaborer ses solutions. En la matière, des analyses de cycle de vie intégrant les aspects sociaux, environnementaux et économiques ont été conduites, notamment sur des transformateurs, disjoncteurs et liaisons souterraines. RTE renforcera ses exigences environnementales dans les achats d'équipements.

RTE souhaite poursuivre la coopération avec ses fournisseurs pour plus de sécurité. La maîtrise des risques du personnel tant salarié que prestataire mobilise toute l'attention de RTE.

Principales infrastructures : des investissements clés pour la transition énergétique



TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Interconnexions
- Raccordement client
- Sécurité d'alimentation
- Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

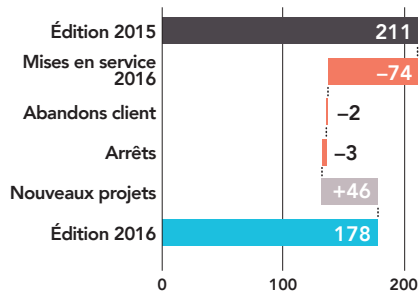
Près de 180 projets seront menés à leur terme entre 2017 et 2019

Sur les 211 projets du volet à trois ans de l'édition 2015, 74 ont été mis en service comme prévu en 2016, dont le projet Charleville-Reims ou les projets d'adaptation du réseau alsacien.

Le raccordement du poste de Blocaux, poste de nouvelle génération, est également un événement majeur, démontrant l'apport du couplage entre numérique et énergie au cœur d'une région fortement éolienne.

2 projets de raccordement sont abandonnés par les clients concernés et 3 sont arrêtés suite aux modifications de perspectives d'évolution de la consommation ; 46 projets intègrent le volet à 3 ans de l'édition 2016.

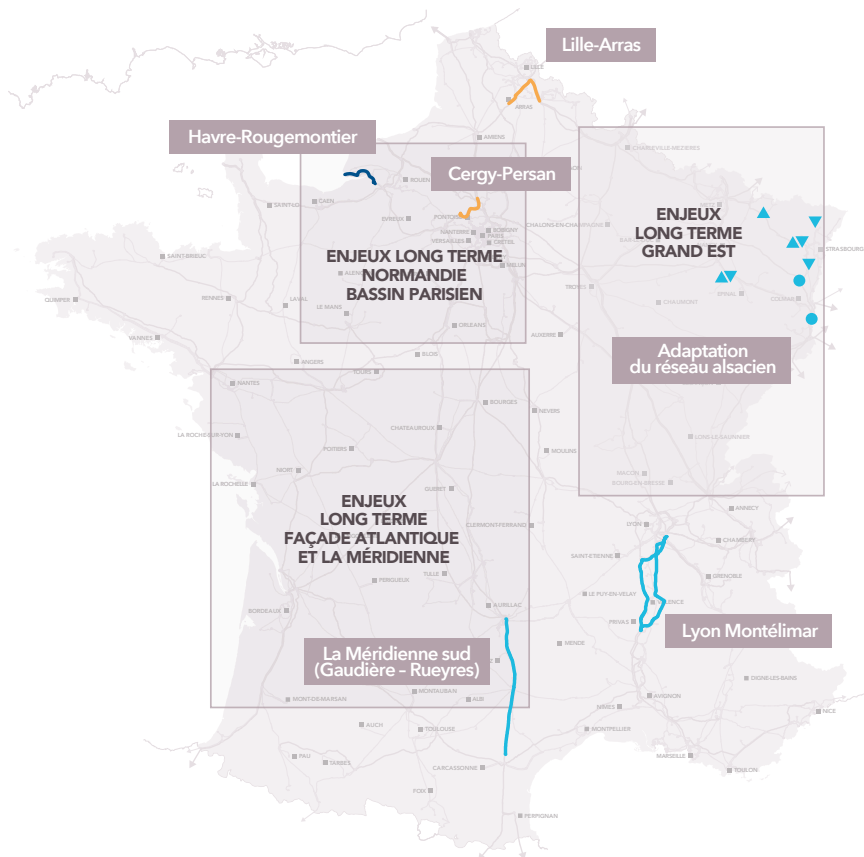
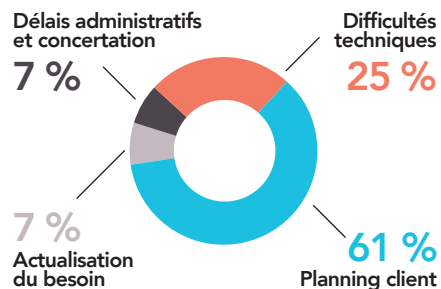
Évolution du volet à 3 ans



76% des projets de l'édition précédente se déroulent comme prévus. Sur les 44 projets en écart par rapport au calendrier annoncé l'an passé, 27 ont été reprogrammés afin de s'adapter à l'avancement des projets de raccordement des clients.

11 autres le sont pour cause d'aléas de chantier, 3 sont dus à des retards dans l'aboutissement des procédures administratives ou de concertation et 3 sont liés à une actualisation du besoin.

Analyse des décalages de projets du volet à 3 ans



La phase de travaux représente en moyenne un cinquième du temps nécessaire à la concrétisation d'un projet, les phases précédentes portant sur les études, la concertation et les procédures administratives.

Le Schéma décennal présente d'importants projets structurants pour sécuriser l'approvisionnement en électricité et participer à la solidarité électrique entre les territoires.

Outre le filet de sécurité Bretagne, RTE prévoit d'ici 2020 la mise en service d'ouvrages-clés en 225 kV pour sécuriser l'alimentation électrique des départements de la Haute Loire et de la Loire, de la Haute-Durance ainsi que de nombreuses métropoles régionales, notamment le long des littoraux méditerranéen et atlantique où la consommation reste dynamique.

De nombreux partenariats et dispositifs permettent d'accompagner la réalisation des projets et plus globalement de maîtriser les incidences associées, y compris en phase d'exploitation de l'ouvrage.

RTE veille à intégrer les préoccupations liées à l'environnement et à la santé humaine le plus en amont possible et à chaque étape d'élaboration d'un projet.

Les capacités d'interconnexion augmentent avec l'ensemble des pays voisins

LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ENTRAÎNE UNE PLUS GRANDE VARIABILITÉ DES FLUX D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE.

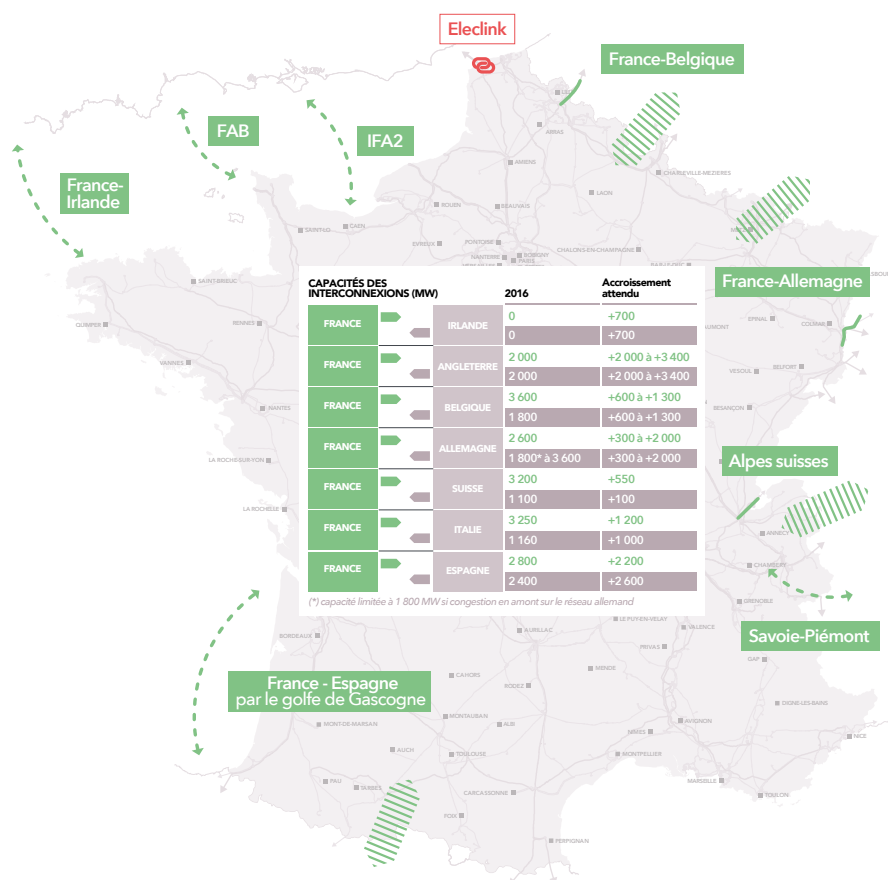
Le renforcement des interconnexions est ainsi essentiel à la solidarité européenne. Il sécurise l'approvisionnement de la France comme de ses voisins. Tous les pays peuvent accéder à une électricité au moindre coût en profitant de la complémentarité de leur mix de production.

Le Schéma décennal intègre les résultats du TYNDP 2016 (Ten Year Network Development Plan), schéma décennal européen, réalisé par ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseaux européens. À l'horizon 2030, ENTSO-E identifie près de 150 milliards d'euros d'investissements à réaliser sur les réseaux européens dans les 10 années à venir, en vue de fluidifier les échanges d'énergie en Europe. Ces investissements permettent de faire face :

- aux besoins d'échanges d'énergie essentiels entre les différents pays du continent contribuant à la sécurité d'approvisionnement ;
- au développement des énergies renouvelables pour contribuer à leur foisonnement et de sorte qu'elles couvrent 45 à 60% de la consommation européenne selon les scénarios envisagés en 2030.

Le temps de développement des interconnexions est long, souvent de l'ordre de la dizaine d'années. Ainsi, leur intérêt technique et économique est évalué sur la base de scénarios long terme qui, par nature, n'intègrent pas les différentes décisions politiques ou techniques qui pourraient intervenir à moyen terme et modifier les enjeux en matière de sécurité d'approvisionnement ou le sens des flux.

Par rapport à la version précédente du TYNDP éditée en 2014, ENTSO-E réévalue toutefois à la baisse les bénéfices des interconnexions nouvelles. Ceci est dû notamment à des hypothèses plus faibles de coût des combustibles fossiles et du CO₂ pour la production d'électricité. Une répartition géographiquement plus équilibrée du développement des énergies renouvelables en Europe est envisagée dans le TYNDP 2016.



AU CARREFOUR DES ÉCHANGES EUROPÉENS À L'OUEST DU CONTINENT, LA FRANCE DÉVELOPPE SES INTERCONNEXIONS AVEC L'ENSEMBLE DE SES VOISINS EN ÉTANT ATTENTIF À L'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE DES PROJETS

Les travaux d'un nouvel ouvrage en courant continu avec l'Italie, Savoie-Piémont, sont en cours. D'autres projets de liaisons à courant continu sont lancés avec la Grande-Bretagne, parmi ceux-ci, le projet IFA2, rentable pour la collectivité et dont la mise en service est prévue pour 2020. L'intérêt économique d'une liaison avec l'Irlande est également à l'étude.

Sur sa frontière Nord et Est, RTE avait d'ores et déjà adopté une stratégie de renforcements modulaire. Son ambition est d'autant plus facilement adaptable aux évaluations à la baisse des bénéfices des projets qu'il s'agit d'intervenir sur des ouvrages existants. Les renforcements

complémentaires et plus ambitieux, notamment vers la Suisse, sont décalés.

À la frontière espagnole, les projets étudiés par ENTSO-E en 2016 permettent d'atteindre 5 GW, voire 8 GW, en réponse à la demande des chefs d'état français, espagnol, portugais et de la Commission européenne du 4 mars 2015. Si l'intérêt économique est au rendez-vous, ce niveau permettra à l'Espagne de s'approcher de l'objectif européen d'un taux d'interconnexion de 10%.

S'agissant des projets Celtic (liaison à courant continu avec l'Irlande) et Golfe de Gascogne (liaison à courant continu avec l'Espagne), la CRE demande de pouvoir juger de l'opportunité de réaliser ces projets à partir des évaluations socio-économiques en cours.

Plus de 10 milliards d'euros d'investissements dans les 10 ans pour transformer le réseau de transport français face aux mutations du mix énergétique

Une part de ces investissements répondra aux besoins de raccordement des clients. Financée en grande partie par les demandeurs, cette part est appelée à croître, notamment avec les raccordements éolien offshore.

Sur la période 2017-2020, 51% des projets améliorent la sécurisation de l'alimentation électrique. Près de 30% des investissements du réseau de transport ont pour finalité principale l'accueil du nouveau mix de production.

Les nouvelles interconnexions, par essence multi-finalités (car améliorant la sécurité d'approvisionnement, l'insertion des énergies renouvelables et la sûreté du système), représentent 14% des investissements. Enfin, 6% des investissements sont portés par des projets améliorant la sûreté du système électrique.

Les transformations du réseau envisagées par RTE concernent en très grande majorité le réseau existant : **66% des investissements prévus sont des projets pour rénover ou adapter les ouvrages existants.**

Cette proportion élevée reflète que, pour accroître les capacités du réseau, RTE privilégie de s'appuyer sur les ouvrages existants plutôt que d'en créer de nouveaux.

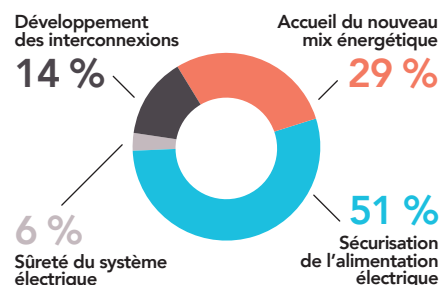
Au-delà de ces investissements sur le réseau haute tension, 200 millions d'euros permettront chaque année de couvrir :

- les besoins en systèmes d'information : contrôles à distance du réseau, plateformes d'échanges d'informations entre acteurs du marché ;
- les besoins de télécommunications ;
- la logistique et l'immobilier.

Cruciaux pour prévoir, surveiller en temps réel et réagir efficacement, les systèmes d'information et de télécommunications participent directement à l'« intelligence » du système et de la performance. Leur déploiement est, en ce sens, indissociable de celui des infrastructures à haute tension.

RTE maintient un effort soutenu d'investissement sur l'ensemble du territoire français

Répartition des investissements sur le réseau, par finalité (2017-2020)



pour permettre les évolutions du mix énergétique et assurer la sécurité d'approvisionnement du pays.

La péréquation tarifaire parachève cette logique de renforcement pour le bien commun d'une infrastructure nationale partagée par tous.

Le Schéma décennal est élaboré après consultation par RTE des parties intéressées et mis à jour chaque année

Il est également soumis tous les ans à la Commission de régulation de l'énergie (CRE).



La présente édition du Schéma décennal s'est encore enrichie de fiches permettant d'appréhender les enjeux du développement du réseau.

En particulier, elle donne de nouvelles clés pour bien comprendre le lien entre le développement du réseau de transport et l'insertion des énergies renouvelables ou encore vis-à-vis des réseaux électriques intelligents.

Cette édition s'appuie toujours sur les analyses à moyen et long termes d'évolution de la consommation et du mix énergétique en Europe et en France, qu'on retrouve dans le TYNDP 2016 (plan décennal européen publié par l'ENTSO-E, association des gestionnaires de réseau européens), le Bilan prévisionnel de RTE 2016 et les Schémas régionaux pour l'accueil des énergies renouvelables. De plus, elle intègre les suggestions recueillies à l'occasion de la consultation publique ou au travers des échanges dans la commission « Perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de Transport d'électricité (CURTE). Elle prend également en compte les recommandations formulées par la CRE lors des dernières délibérations.

Le public est invité à faire part de ses remarques sur cette édition du Schéma décennal : consultationSDDR@rte-france.com jusqu'au 13 janvier 2017.

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur, RTE répertorie les projets de développement du réseau proposés pour une mise en service dans les trois ans, et présente les principales infrastructures de transport d'électricité à envisager dans les dix ans à venir pour accompagner les évolutions de la consommation et celles du mix énergétique fixées par les pouvoirs publics.

Au-delà, les possibles besoins d'adaptation du réseau sont esquissés selon les modalités et la vitesse de déploiement de la transition énergétique.

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**



RTE est une entreprise de service public. Sa mission fondamentale est d'assurer à tout instant à tous ses clients l'accès à une alimentation électrique économique, sûre et propre.

Cela veut dire les connecter physiquement par une infrastructure adaptée ; cela implique en outre leur fournir tous les outils et services qui leur permettent d'en tirer parti pour répondre à leurs besoins, dans un souci d'efficacité économique, de respect de l'environnement et de sécurité d'approvisionnement en énergie.

Ces missions sont essentielles à l'activité économique et concourent au bien-être de la collectivité en la faisant bénéficier d'une électricité de bonne qualité.

Tout cela dans le cadre d'orientations générales fixées par les pouvoirs publics et la Commission de Régulation de l'Énergie, et en répondant aux attentes de la société quant à l'impact (« l'empreinte ») des activités de transport d'électricité.

RTE ASSURE SES MISSIONS EN VEILLANT À LA SÉCURITÉ DES BIENS ET DES PERSONNES, LA SÛRETÉ DU SYSTÈME, LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET L'EFFICACITÉ DU RÉSEAU AU PLUS JUSTE COÛT POUR LA COLLECTIVITÉ.

Plus précisément, la sûreté du système consiste à réduire le risque d'incidents de grande ampleur, pouvant conduire dans des cas extrêmes à un « black-out », c'est-à-dire une coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à une zone encore plus vaste. Le développement du réseau contribue au respect du niveau de sûreté défini par les pouvoirs publics¹, notamment à travers l'installation de dispositifs visant à réduire le risque d'écroulement de la tension.

RTE propose en outre des services et prestations pour répondre aux attentes spécifiques de ses clients. Le premier concerne l'accès au réseau et les engagements associés en matière de qualité de l'électricité (cf. section dédiée).

¹ Pour plus d'informations, consulter le Mémento de la sûreté, disponible sur le site internet client de RTE

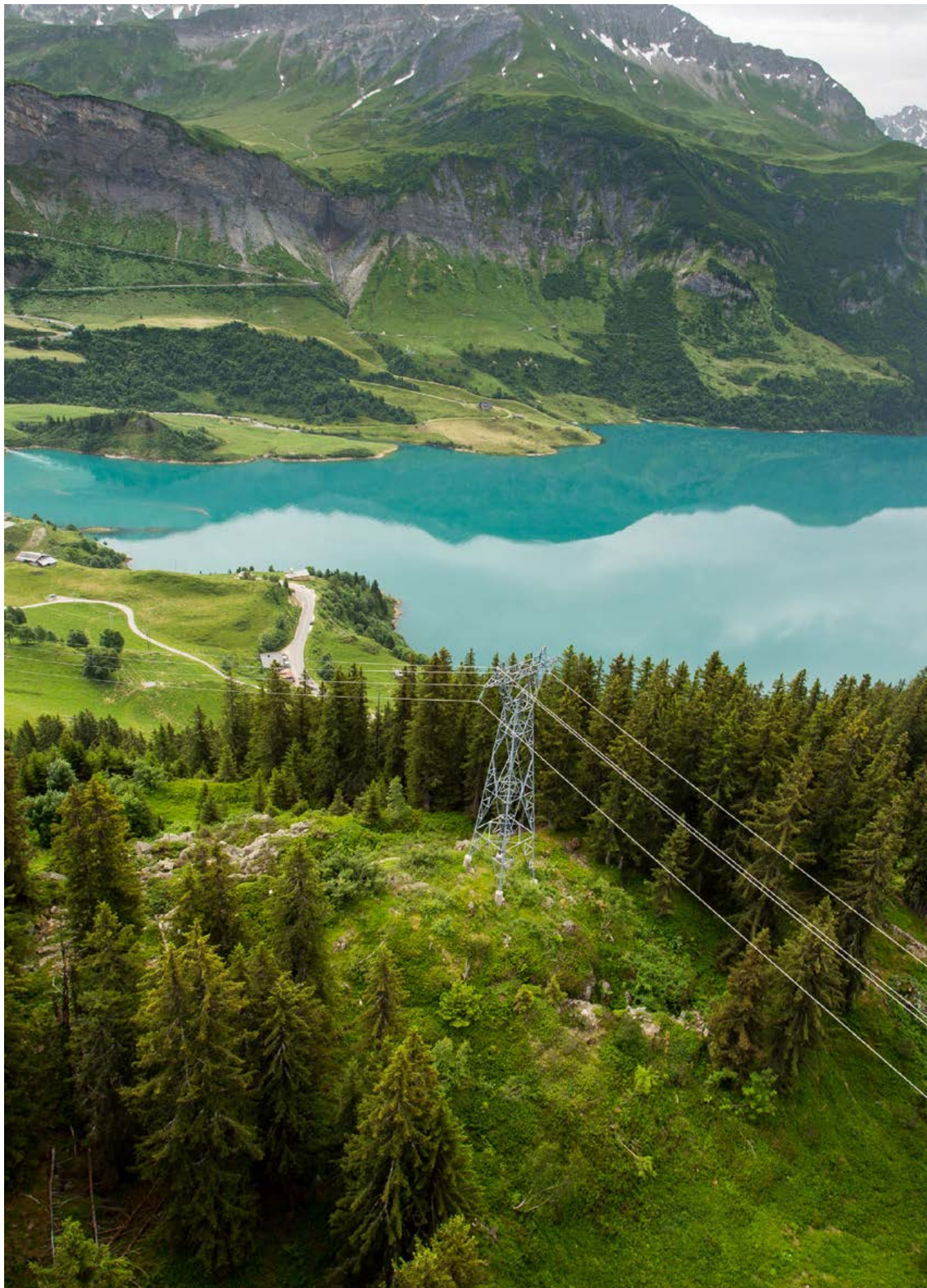
Enfin, à l'échelle nationale et européenne, RTE développe et opère des services d'intermédiation qui complètent l'infrastructure réseau à haute et très haute tension. Exploités directement ou au travers de filiales (comme EPEX spot), ces services facilitent la fluidité des échanges d'information et d'énergie entre les différents acteurs du secteur électrique. Ils donnent en retour à RTE des leviers d'intervention plus nombreux et mieux adaptés pour exploiter le réseau.

RTE ANTICIPE LES ATTENTES DE LA SOCIÉTÉ EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE.

RTE est le seul acteur expert du système électrique à avoir une vision globale de la maille nationale continentale et des interconnexions. Par sa neutralité et ses missions de service public, il est garant de l'intérêt général et de la solidarité électrique entre les différentes échelles de territoires. Il met son expertise à disposition des pouvoirs publics, des acteurs privés et du grand public pour éclairer les tendances, alimenter les débats, alerter le cas échéant et faciliter leurs prises de décisions. Le Bilan prévisionnel et le Schéma décennal contribuent à partager les perspectives qui s'ouvrent à l'horizon dix-sept ans, et le dialogue qu'ils instaurent aide à réduire les incertitudes et clarifier les actions à engager, qu'il s'agisse d'adaptation du parc de production, de flexibilité de la demande, ou d'évolution du réseau et de l'offre de services associée.

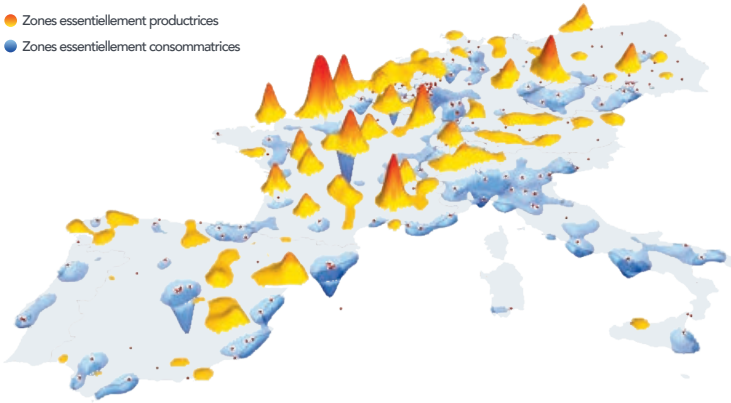
L'ENSEMBLE DES MISSIONS ET ENGAGEMENTS DE RTE CONDUISENT AUX OBJECTIFS ET ENJEUX DU DÉVELOPPEMENT PRÉSENTÉS DANS LE SCHEMA DÉCENNAL DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU.

Les investissements sont à la fois particuliers aux territoires qu'ils desservent et parties intégrantes d'une infrastructure nationale cohérente, dont les bénéfices et les coûts sont partagés entre tous grâce à la péréquation tarifaire.



Pourquoi des réseaux ? Pourquoi « interconnecter » les territoires ?

● Zones essentiellement productrices
● Zones essentiellement consommatrices



Le réseau de transport d'électricité assure la solidarité entre les territoires, du niveau local au niveau européen, en connectant les lieux de production aux centres de consommation.

Pratiquement dès la naissance de l'industrie électrique, à la fin du XIXe siècle, très tôt et très vite, les réseaux électriques se sont développés en s'interconnectant : construire une infrastructure de réseau maillée permet à la fois de rendre une meilleure qualité de fourniture et d'assurer une meilleure efficacité des ressources mises en œuvre pour produire l'électricité. Cette infrastructure de réseau électrique – comme tout autre type de réseau – est en cela d'autant plus efficace qu'elle interconnecte davantage d'utilisateurs. Ainsi le réseau constitue-t-il une réponse à trois types de préoccupations : la sécurité d'approvisionnement, l'économie, la desserte du territoire.

LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

La continuité de service est assurée en dépit des incidents les plus courants.

La « règle du N-1 » stipule que la panne de n'importe quel élément du système électrique ne doit pas affecter les utilisateurs connectés.

En permettant à l'un de compléter l'autre, la mise en réseau des moyens de production permet de mutualiser les risques de perturbations susceptibles d'affecter le système électrique (panne d'une centrale, intermittence du vent, vague de froid, etc.) et par suite, comme un système d'assurance, de

réduire considérablement les besoins de « capacités de réserve » (production ou stockage) et autres mesures palliatives.

Ainsi, les utilisateurs peuvent soutirer plus ou moins d'électricité (ou, s'agissant des unités de production, produire plus ou moins d'électricité) à tout instant sans préavis, car la gêne est négligeable pour les autres utilisateurs dès lors que cette variation est petite par rapport à la taille de l'ensemble du système interconnecté. À noter que la qualité de l'électricité (en fréquence, tension) est d'autant plus élevée que le réseau est maillé.

L'ÉCONOMIE

Moteur historique de l'interconnexion, le foisonnement des consommations et de la production intermittente rend les besoins supplémentaires en production bien moindres.

On peut à titre d'illustration comparer

- les 440 GW de puissances souscrites par chacun des clients finaux connectés aux réseaux français de transport et de distribution
- aux 102 GW consommés au maximum au même moment (pic consommé en février 2012)
- et la capacité de production installée – 130 GW.

Les consommations maximales appelées par chaque client ne sont pas synchrones.

Par ailleurs, la mise en réseau des moyens de production permet de les spécialiser :

- quelques-uns, plus flexibles et donc relativement plus chers, pour suivre les variations de la demande ;

- d'autres, moins flexibles mais plus économiques dans la durée pour produire « en base », à longueur de temps.

Leur conception en est ainsi rationalisée, profitant d'économies d'échelle ou de séries pour diminuer les coûts unitaires, c'est-à-dire au MW installé, du parc.

Le réseau permet donc de marier un « mix énergétique », qui tire le meilleur parti de chaque filière et organise la complémentarité de ces moyens de production, du moins cher au plus cher.

Le merit order est l'ordre dans lequel les différentes sources de production et d'effacements d'électricité sont classées selon leur prix. Il commence par la production dite « fatale » des filières hydraulique (fil-de-l'eau), éolienne et photovoltaïque, c'est-à-dire les énergies de flux, dont la ressource – débit des rivières, vent, soleil –, gratuite, est perdue si elle n'est pas transformée en électricité.

Ainsi, le réseau permet de limiter à la fois le coût des investissements et d'exploitation du système électrique dans son ensemble et la consommation des ressources naturelles.

Très concrètement, les renforcements prévus dans le Schéma décennal visent à maîtriser ou réduire les coûts d'approvisionnement en électricité des français : par diminution des pertes, ou levée des goulets d'étranglement qui imposent de recourir à des centrales thermiques chères.

LA DESSERTE DU TERRITOIRE

Grâce au réseau, les utilisateurs, notamment industriels, peuvent s'installer sur tout le territoire, et pas seulement à proximité des centres de production, sans se soucier de leur alimentation électrique.

Réciproquement, il est possible de tirer parti de ressources éloignées des centres de consommation (par exemple hydraulique de montagne, énergies en mer, etc.) pour produire l'électricité dont les utilisateurs ont besoin. Le réseau est ainsi l'outil-clé dans la composition d'un bouquet énergétique optimal.

L'infrastructure de réseau nationale, complétée par la péréquation tarifaire assure ainsi l'égalité des territoires et leur solidarité.

DES BÉNÉFICES CONCRETS POUR TOUS

L'infrastructure que gère RTE permet d'interconnecter l'ensemble des utilisateurs français entre eux et avec les autres utilisateurs européens.

En effet, l'interconnexion des réseaux européens permet de gagner encore significativement dans chacun des domaines évoqués précédemment. On peut en donner deux illustrations :

- La pointe de consommation synchrone de l'Allemagne, du Benelux et de la France

(environ 205 GW) est aujourd'hui de l'ordre de 4 GW inférieure à la somme de leurs pointes individuelles. Leur interconnexion permet ainsi sur ce seul critère de diminuer de 2% la capacité de production installée nécessaire à leur approvisionnement.

- D'autre part, en matière de dimensionnement des réserves, l'aléa majeur, en France l'hiver, est aujourd'hui la sensibilité de la consommation à la température ; en Allemagne, c'est l'aléa de production éolienne qui est le plus important. Isolés, chacun des deux pays devrait se doter de capacités de production ou d'effacement

de consommation à hauteur d'une vingtaine de gigawatts¹ ; interconnectés, les deux risques étant largement décorrélés, les deux pays peuvent partager cette charge. Interconnectée avec ses voisins européens, la France a, de ce fait, seulement besoin aujourd'hui en hiver de prévoir une marge journalière en moyenne de 3 GW (le risque d'erreur de prévision sur la demande, liée à l'erreur de prévision des températures, en est la cause principale).

¹ Il s'agit d'un ordre de grandeur. Cette comparaison pays isolé/pays interconnecté est théorique dans la mesure où le dimensionnement de parcs européens isolés serait tout autre qu'il ne l'est aujourd'hui, sachant pouvoir bénéficier de l'interconnexion.

Courant alternatif ou courant continu ?

De nouveaux projets naissent en courant continu :

- Création de Savoie Piémont : interconnexion avec l'Italie
- Etudes d'interconnexions avec l'Angleterre dont en particulier IFA 2, avec l'Espagne via le Golfe de Gascogne, avec l'Irlande.

Ces liaisons peuvent être créées en courant continu grâce à l'électronique de puissance.

Cette technologie existe en haute et très haute tension depuis les années 1960.

AUPARAVANT, LES RÉSEAUX SE SONT DÉVELOPPÉS EN UTILISANT LA TECHNOLOGIE DU COURANT ALTERNATIF

Grâce au transformateur, celle-ci a longtemps été seule à même de :

- transmettre de l'électricité en quantités importantes
- sur de grandes distances
- en autorisant des tensions supérieures à quelques centaines de volts.

Le disjoncteur est aussi un matériel utilisant les propriétés du courant alternatif. En éliminant rapidement les courts-circuits, il protège utilisateurs et installations et permet le standard de qualité de fourniture élevé qu'offrent aujourd'hui les réseaux électriques.

DES LIAISONS « POINT À POINT » EN COURANT CONTINU

L'électronique de puissance est une technologie d'interrupteur supportant la haute et très haute tension. Ceux-ci sont à même de reproduire les fonctions des transformateurs et des disjoncteurs.

Le courant alternatif étant devenu un standard, seules des liaisons « point à point » en courant continu ont été construites :

- En câbles souterrains ou sous-marins, pour franchir plus de 50 de km : afin de limiter les pertes et le courant réactif ;
- Pour relier des systèmes électriques alternatifs de fréquence différente ;
- Ou en aérien, à l'échelle de continents, pour franchir plusieurs centaines de km.

DES LIAISONS GRANDES DISTANCES

A l'intérieur du continent européen, qui dispose déjà d'un réseau haute tension très maillé, créer de nouvelles capacités de transport d'électricité sur de grandes distances peut relever :

- de l'optimisation du réseau existant en levant ses goulets d'étranglement (à l'exemple des investissements que RTE réalise dans le Nord Pas-de-Calais ou en Champagne-Ardenne)
- ou de la création de nouveaux axes, éventuellement en courant continu (comme le projet Savoie-Piémont), selon les cas.



Les défis de la transition énergétique pour le réseau électrique

La révolution numérique change la donne

Avec la transition énergétique, arriveront de nouveaux producteurs intermittents, des consommateurs qui moduleront leurs consommations, des consommateurs autonomes, des réseaux de distribution actifs. Le réseau de transport doit apprendre à faire face à des configurations inédites.

Les technologies numériques vont révolutionner la compréhension que nous avons du comportement de nos réseaux et offriront de nouvelles opportunités pour l'optimisation du système électrique.

La mobilisation de toutes les ressources de flexibilité sera facilitée (production, stockage, effacements de consommation) via les mécanismes de marché. Ainsi le panel de solutions disponibles s'élargit permettant de mettre en œuvre une approche progressive, en fonction des niveaux de fragilités détectées, des besoins des territoires et également des incertitudes à gérer. (voir encart page suivante)

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

1 LA MUTUALISATION DE L'ENSEMBLE DES MOYENS DE PRODUCTION

La mutualisation et la compensation des variations locales de production éolienne est plus efficace à l'échelle européenne. L'excédent des pics de production solaire sera également mieux absorbé. En effet, plus la zone d'interconnexion est vaste plus la météo diffère.

Au niveau européen, en premier lieu, la mutualisation de l'ensemble des moyens de production porte sur les énergies renouvelables. Elle se traduit :

- par un besoin de développement des capacités d'échange avec les pays voisins,
- par le renforcement ou la création de lignes transfrontalières,
- voire par le renforcement du réseau français en amont lorsqu'il est lui-même limitant.

Depuis quelques années, RTE s'attache à optimiser avec ses homologues l'utilisation des infrastructures existantes. RTE étudie également des projets de création de nouvelles infrastructures transfrontalières, en s'assurant de leur intérêt pour la collectivité par des analyses socio-économiques. Des solutions techniques innovantes sont mises en œuvre pour répondre aux attentes sociétales en matière de respect de l'environnement.

Les études correspondantes sont réalisées au niveau européen dans le cadre d'ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau européens).

Les projets structurants au niveau européen sont inscrits dans le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) élaboré par ENTSO-E. Ce document donne à l'ensemble des acteurs du marché, une vision partagée des évolutions du réseau électrique européen envisagées à moyen terme.

2 L'ACCUEIL DE NOUVEAUX MOYENS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Deuxième défi, le réseau de transport 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'électricité.

Il s'agit notamment d'absorber la production 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 anticipe la transformation de son réseau, afin de créer des « zones d'accueil » pour des productions en énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque...). Il s'appuie notamment sur les dispositions de la loi Grenelle II et les orientations de la PPE.

De plus, RTE porte une attention toute particulière aux évolutions de réseau nécessaires pour accueillir la production dans le cadre de l'appel d'offre éolien en mer.

3 LA SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DES TERRITOIRES

Au niveau plus local, la sécurisation de l'alimentation électrique des territoires constitue le troisième défi. Les zones à enjeu sont en croissance, ou sont fragiles en termes d'équilibre production / consommation ou de structure de réseau.

Cela passe par la mise en œuvre d'un ensemble de solutions adaptées aux fragilités constatées et progressives. Le « filet de sécurité » réalisé en région PACA et le pacte électrique breton sont des exemples concrets de ces solutions que RTE souhaite co-construire avec les acteurs des territoires en fonction de leurs propres projets.

4 LES ÉVOLUTIONS DES INFRA-STRUCTURES DE RÉSEAU SONT MISES EN ŒUVRE DANS UNE ATTENTION CONSTANTE DE PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT.

Enfin, RTE cherche à faire évoluer les infrastructures de réseau avec 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 perspectives du réseau (CPR) du Comité des clients utilisateurs de RTE (CURTE) sur les scénarios long terme et le schéma décennal de développement de réseau, RTE s'engage à réaliser des concertations aussi approfondies que nécessaire lors de la définition et la réalisation des projets de réseau en facilitant la participation des parties prenantes à la définition et l'amélioration du projet.

Une fois le projet et son tracé définis, notamment à travers le Plan d'Accompagnement de Projet (PAP), RTE propose des mesures d'insertion et d'accompagnement correspondant aux attentes de la collectivité.

Puissance ou énergie pour développer le réseau électrique ?

La vocation première du réseau électrique de RTE est de répondre en toutes circonstances aux besoins en puissance électrique en France. Des pointes de consommation ou de production existent à toute échelle. Pour pouvoir alimenter ou évacuer ces pics de puissance, des capacités adaptées et un maillage du réseau sont nécessaires.

Dans le domaine électrique, le réseau de transport répond aux appels de puissance, y compris pendant les pointes de consommation ou de production. Le réseau 400 kV représente les autoroutes de l'électricité. Les autres niveaux de tension peuvent être comparés aux routes nationales et départementales...

LA PUISSANCE CIRCULANT DANS LES OUVRAGES ÉLECTRIQUES PERMET DE DIMENSIONNER LA CAPACITÉ DU RÉSEAU.

Quand cette capacité est trop faible, des incidents peuvent survenir : cela crée une surcharge. Des limites sont fixées pour prévenir l'échauffement trop important des câbles. Si ces limites sont dépassées, les câbles conducteurs peuvent subir une détérioration. Mais d'autres problèmes peuvent apparaître : lors de leur échauffement les câbles s'allongent et peuvent se rapprocher du sol. Des actions automatiques permettent alors de mettre les ouvrages hors tension de manière à assurer la sécurité des personnes et des installations à proximité.

Un surdimensionnement du réseau peut être évité si les durées de dépassement de capacité des ouvrages sont inférieures à quelques heures par an. En effet, dans ce cas, des actions commandées automatiquement sont réalisables : autorisation de surcharge temporaire, effacement ponctuel de production ou de consommation...

L'ÉNERGIE DÉPEND DE LA DURÉE PENDANT LAQUELLE UNE PUISSANCE EST APPLIQUÉE.

Elle représente la quantité de « combustible » nécessaire pour couvrir les besoins des consommateurs, dans la durée : gaz, charbon, uranium mais aussi vent, soleil, eau, biomasse.

Pour en savoir plus :

En électricité, la puissance est l'image de l'intensité d'un courant sous un certain niveau de tension. Le courant peut être soutiré par un site consommateur ou bien injecté par un site producteur.

Sur le réseau de transport, les valeurs de courant et de tension sont élevées ; les unités utilisées sont les suivantes :

- les ampères (A) ou kiloampères (kA = 1 000 A) pour l'intensité du courant électrique
- le kilovolt (kV = 1 000 V) pour la tension
- le gigawatt ou le mégawatt (1 GW = 1 000 MW = 1 000 000 W) pour la puissance
- le térawattheure ou le gigawattheure (1 TWh = 1000 GWh = 1 000 000 MWh) pour l'énergie

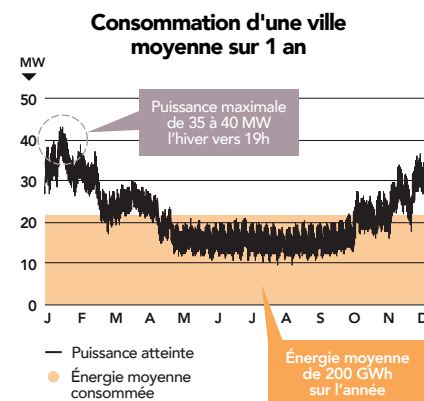
Mieux comprendre la différence entre puissance et énergie : l'exemple de l'automobile

- Une voiture possède de la puissance, pour mieux s'adapter à divers cas. Elle peut aussi avoir une motorisation plutôt sobre en énergie.
- Un véhicule à forte puissance, permet de disposer d'une bonne capacité d'accélération et d'une vitesse convenable, en cas de besoin.
- Une motorisation plutôt sobre en énergie, permet d'économiser le carburant dans la durée.

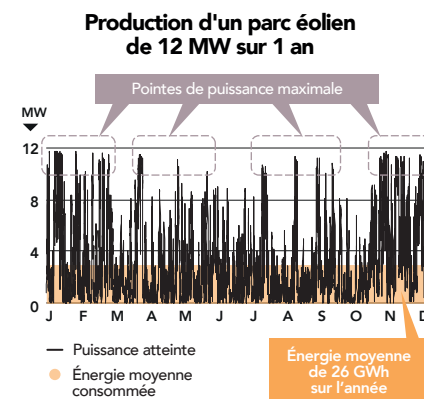
- Le futur conducteur fait son choix en fonction de ses besoins, ses goûts, ses trajets réguliers et, de son budget...
- Le réseau routier complète cette comparaison. Son enjeu principal est de s'adapter aux besoins des usagers et de garantir une circulation fluide, y compris pendant les périodes chargées. Le réseau doit être présent là où se concentrent les flux et d'autant plus conséquent, sous forme d'autoroutes, pour les grandes distances.

Quelques exemples :

- Une ville moyenne de 20 à 25000 habitants atteint une puissance maximale de consommation en général vers 19h en hiver mais l'énergie qui sera nécessaire pour l'alimenter représente en moyenne environ 60% de cette puissance pendant 1 an.



- Une ferme composée de 6 éoliennes terrestres peut produire sa puissance maximale quelques dizaines d'heures par an tandis que l'énergie qu'elle va fournir en moyenne sur l'année correspond environ à 25% de cette puissance maximale.



- Les sites de productions nucléaires sont pilotés et permettent de maintenir une puissance proche du maximum pendant des durées très longues. Ainsi une tranche de centrale nucléaire de 1500 MW peut produire plus de 12 TWh sur une année.

Le réseau au service de territoires autonomes ou à énergie positive

Le réseau relie les territoires et apporte à ceux qui sont en déficit de production, les surplus d'électricité de leurs voisins. Mais si chaque commune ou région française devient autonome grâce aux énergies renouvelables, aurait-on toujours besoin de réseau ?

On peut raisonner avec l'exemple d'une ville de 20-25000 habitants. Cette ville «moyenne» en France représente environ une consommation de 200 GWh annuelle, et sa courbe de charge est comprise entre 13 MW (en creux d'été) et 43 MW (à la pointe de l'hiver) pour 23 MW en moyenne annuelle.

Pour être autonome grâce aux énergies renouvelables, elle doit produire sur son sol les 200 GWh de sa consommation annuelle. C'est réalisable avec par exemple un mix équilibré de 60 MW éolien et 60 MW photovoltaïque¹.

1 L'étude «100% d'énergies renouvelables en 2050», publiée en mars 2015 par l'ADEME montre qu'éolien et photovoltaïque sont les principaux gisements d'énergies renouvelables électrogènes disponibles en France.

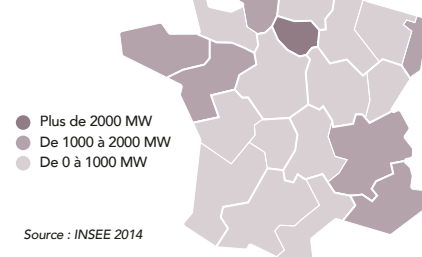
● Bien que la puissance installée renouvelable soit pratiquement triple de la puissance consommée à la pointe, cette ville aura cependant besoin de la même capacité de réseau pour sécuriser son alimentation. En effet, le vent ne sera pas toujours au rendez-vous pour passer la pointe de 19h en hiver (même si la fréquence de ce besoin de pointe va diminuer avec la production éolienne locale).

● De plus, si ses habitants ne peuvent flexibiliser leur consommation pour profiter de toute la production renouvelable quand elle a lieu, ou ne savent à défaut la stocker sur place, la ville devra exporter ses surplus (et réimporter de l'énergie des territoires voisins à d'autres instants). Comme le montre le graphe ci-dessus, il lui faudra un réseau dimensionné à quelques 40 MW pour exporter ses surplus l'été (sauf à écrêter sa production).

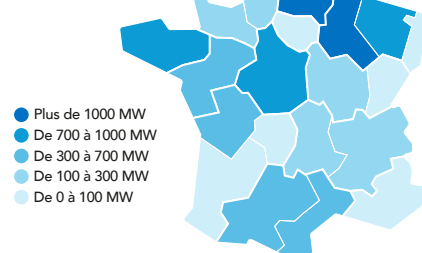
Ainsi tant pour sécuriser son alimentation que valoriser ses excédents, cette commune a toujours besoin d'une infrastructure dimensionnée à 40 MW. Le réseau actuel haute tension peut ainsi suffire à accompagner les territoires dans leur transition énergétique à coût maîtrisé.

Ainsi que le montrent les cartes ci-dessous, le développement de la production renouvelable n'est pas homogène sur l'ensemble du territoire national ; il ne coïncide pas non plus avec les zones de peuplement.

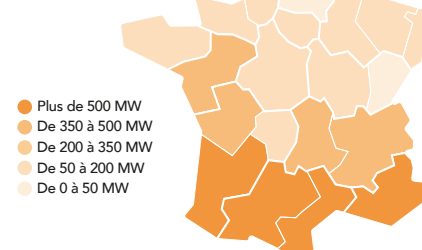
Densité de population par région



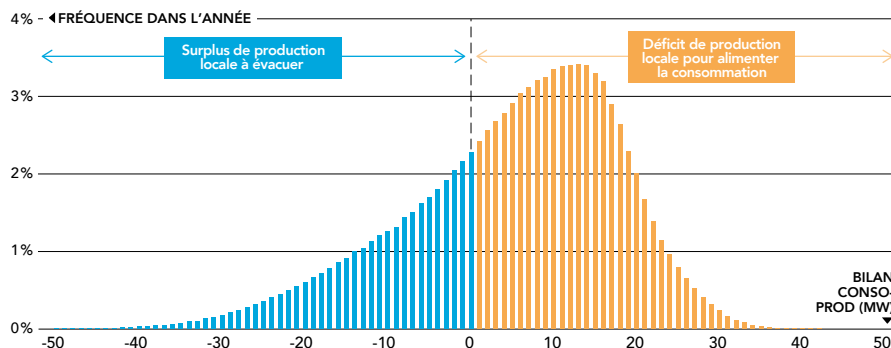
Parc éolien installé



Parc photovoltaïque installé



Distribution annuelle représentant le bilan électrique d'une ville moyenne dotée d'une importante production renouvelable (delta entre consommation et production)



Coupler les infrastructures électriques et numériques pour optimiser le fonctionnement du système



Les « Smart Grids » visent à mobiliser de nouveaux leviers de flexibilité pour gagner en efficacité, en souplesse et ce, au meilleur coût.

Ils viennent compléter l'éventail des solutions, telles le développement de réseau, qui fourniront au cas par cas le « bouquet technologique » le plus pertinent pour rendre le service attendu.

Ces nouveaux leviers sont à chercher sur l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis les moyens de production (pilotage des énergies renouvelables par exemple) jusqu'aux consommateurs (effacement par exemple), en passant par les réseaux de transport et de distribution.

Ils peuvent porter sur toutes les couches fonctionnelles du système électrique : physique, logicielle et organisationnelle.

Notre système électrique est en pleine évolution

- DE NOUVEAUX ACTEURS : énergies renouvelables décentralisées et variables, consommateurs actifs, véhicules électriques, stockage
- UNE COMPLEXIFICATION DES INTERACTIONS SPATIALES : de la coordination européenne aux enjeux territoriaux.

LA COUCHE PHYSIQUE : LES INFRASTRUCTURES ÉLECTRIQUES ET NUMÉRIQUES

Le réseau a pour fonction première la transmission de l'énergie électrique. La création et la transmission de l'information associée viennent s'y ajouter.

Les composants « de nouvelle génération » du système du futur intégreront à la fois des matériaux plus performants et des dispositifs de surveillance (monitoring) plus nombreux.

Les infrastructures électriques proprement dites, deviennent progressivement ainsi des « nœuds d'information » :

- les lignes, postes, transformateurs,
- capteurs d'information d'état ou de fonctionnement des appareils divers et variés,
- organes de régulation sur les moyens de production, boîtiers chez les consommateurs.

Classiquement « Nœud électrique », le poste électrique de nouvelle génération devient aussi un « Nœud numérique ».

Ce dernier est par ailleurs particulièrement ciblé par les « Smart Grids » comme source du « Big Data » pour l'optimisation de l'exploitation et de la maintenance du réseau. L'enjeu est de déterminer les informations porteuses de valeur ajoutée (au sens des analyses coût-bénéfice mentionnées ci-après).

Dans le même temps, RTE élargit et renforce son infrastructure de télécommunications :

- en mixant les technologies (réseau privé interne basé sur des fibres optiques et réseau filaire et radio opéré par des tiers)
- en augmentant les débits et bandes passantes, ainsi que le nombre de sites desservis.

En parallèle, les systèmes de contrôle-commande, de comptage et de mesure de l'énergie, et de localisation automatique des défauts, sont adaptés au standard « Internet » et déployés à un rythme soutenu.

Enfin RTE a augmenté ses infrastructures privées de type « Data Center », nécessaires à l'entreposage des données et à l'exécution des applications de calcul temps réel ou prévisionnelles, dans un environnement protégé (cyber sécurité) et sécurisé car couplé avec ses infrastructures électriques.

LA COUCHE LOGICIELLE : LE SAVOIR-FAIRE DU NUMÉRIQUE

Cette couche contient l'ensemble du savoir-faire de RTE en matière de modélisation, simulation et traitements des données.

Les infrastructures sont ainsi exploitées à leur maximum technique et ce, sous contraintes de sûreté. Ce sont des logiciels de :

- prévision de consommation ou de production renouvelable,
- conduite du réseau électrique,
- optimisation de répartition des flux,
- pilotage de parcs renouvelables et de lieux de consommation
- simulation d'incidents,
- automatisation d'actions réflexes de sauvegarde.

Ces traitements sont de plus en plus poussés avec l'apport de nouveaux matériels, de nouvelles données et l'extension des zones spatiales à simuler, et grâce à nos travaux sur les méthodes de calculs, couplés à l'augmentation des puissances des ordinateurs. Ils visent une exploitation sécurisée du système électrique avec le minimum de marges requises.

LA COUCHE ORGANISATIONNELLE

Elle recouvre les architectures de marché, les cadres appropriés pour l'optimisation économique des offres des acteurs (fournisseurs, consommateurs, agrégateurs).

En ce qui concerne les « Smart Grids », l'objectif est de qualifier des mécanismes de valorisation des flexibilités qui soient le plus pertinents pour l'optimisation globale.

Ainsi grâce à sa vision locale, régionale et européenne, RTE optimise le choix des solutions et la zone idéale influencée.

Les travaux se poursuivent et RTE y contribue afin de mettre en œuvre celles qui présentent les meilleures performances pour la collectivité.



RTE, ACTEUR CLÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

RTE est mandaté par les pouvoirs publics pour faire évoluer de manière continue ces mécanismes avec les parties prenantes concernées. Ces avancées se font progressivement par expérimentations, concertations et validation pour garantir la viabilité technique et économique de l'extension de la gamme d'offres éligibles.

Dans le cadre du plan gouvernemental « Réseaux Electriques Intelligents » lancé en 2013, RTE a piloté un chantier clé, associant pouvoirs publics, manufacturiers, et distributeurs. Le but était d'établir une méthode d'analyse coûts-bénéfices complète des solutions « SmartGrid », quelles qu'elles soient. Le rapport collégial a été rendu public fin juillet 2015 ; il est disponible sur le site RTE http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf

Pour limiter les investissements du réseau de transport par exemple, les solutions d'actions commandées automatiquement sur la production renouvelable ont un potentiel plus fort que celles reposant sur des effacements de consommation résidentielle.

A la demande des ministères de l'énergie et de l'économie, RTE et l'ADEME pilotent l'extension de ces travaux avec comme objectif un nouveau rapport début 2017.

Une comparaison objective des solutions «smart» facilite la structuration d'une filière industrielle française compétitive sur ce segment d'activités.

De plus, suite à l'appel en avril 2015 à candidature et à projets des territoires pour contribuer au déploiement à grande échelle de solution technologique « Smart Grids » les projets SMILE (Bretagne et Pays de Loire), FLEXGRID (PACA), You&Grid (Nord, Pas de Calais, Picardie) ont été retenus en 2016 par le gouvernement français. RTE va proposer un socle de solutions techniques adaptées à chacune des zones et en piloter la réalisation : le projet interne « Déploiement REI » a été créé pour définir ce socle.

Une nouvelle génération de poste et d'étude réseau

Un nouveau type de poste électrique

Un démonstrateur au cœur de la transition énergétique dans la Somme, premier département éolien français.

Deuxième région de France en terme de puissance éolienne installée (environ 20% du parc français), la région Hauts de France bénéficie d'un fort potentiel éolien. Le diagnostic énergétique confirme l'implantation rapide de nombreux parcs éoliens dans la zone, et plus particulièrement à proximité de la façade maritime.

Cette implantation rapide de moyens de production éoliens engendre des contraintes sur le réseau électrique de manière intermittente : les lignes arrivent en limite de leur capacité de transit, et la gestion de la tension devient complexe. Aussi, en complément des développements de réseaux prévus (poste de Limeux 400/225 kV, transformateur 225/63 kV de Blocaux), RTE a décidé d'expérimenter dans le cadre de ce projet les fonctionnalités des Réseaux Electriques Intelligents afin de permettre l'intégration des énergies renouvelables (EnR) de la zone, tout en garantissant un très bon niveau de Qualité de l'électricité.

Le projet « Poste nouvelle génération »

Cette expérimentation prend la forme de 2 sites démonstrateurs à Alleux et Blocaux dans la région d'Amiens. Grâce à l'apport des technologies numériques et optiques, la solution proposée permettra d'optimiser l'utilisation des réseaux existants (RTE et Enedis). Cette solution est construite autour d'un réseau de communication performant et d'une solution cyber sécurité à la mesure des enjeux.

Le Poste nouvelle génération améliorera l'exploitation du réseau et permettra d'accélérer le retour à une situation normale suite à défauts. Il s'adaptera notamment aux conditions climatiques afin d'optimiser les capacités des ouvrages. La technologie Dynamic Line Rating permettra notamment de réévaluer la capacité des lignes en temps réel, en fonction de la vitesse du vent, ceci pour s'adapter à l'intermittence des énergies renouvelables.

Enfin, les opérations de maintenance du réseau seront optimisées : accès distant aux installations permettant leur configuration, leur supervision et leur surveillance.

Ce projet, dont la mise en service est prévue à partir de 2016, sera suivi d'une phase de retour d'expérience qui permettra de statuer sur les modalités de déploiement de ces technologies innovantes sur d'autres zones.

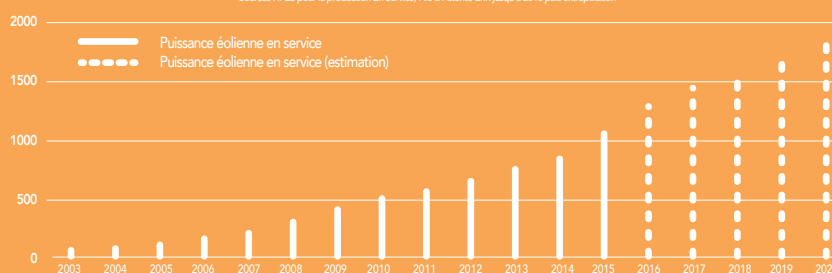
Le projet est mené par un consortium regroupant 6 industriels français* sous pilotage de RTE. Il s'étend sur la période 2013-2016.

Il a été validé en 2012 par le Commissariat Général d'Investissement comme faisant partie des programmes d'investissements d'avenir et est suivi et subventionné par l'ADEME.

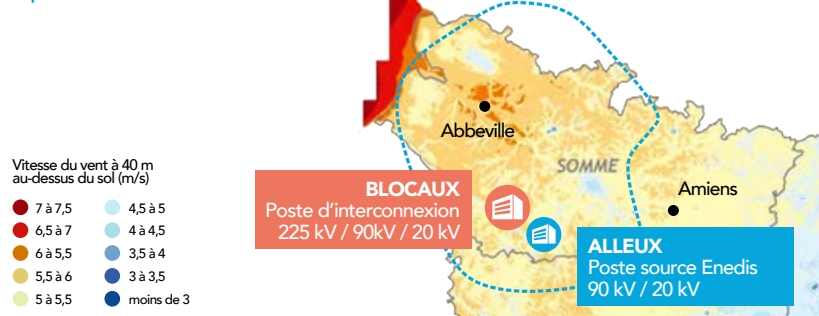
(* General Electric, Alcatel-Lucent, Schneider, Neelogy, Enedis et l'ADEME)

Puissance installée en MW - département de la Somme

Sources : IFES pour la production En Services, File d'Attente EnR jusqu'à 2019 puis extrapolation



Potentiel éolien (m/s) à 40 m - département de la Somme



Un nouveau type d'étude de réseau

Jusqu'à récemment, la consommation d'électricité augmentait de façon significative et linéaire. Les études de développement des réseaux régionaux permettaient d'identifier avec peu de risques de se tromper les investissements à réaliser (nouveaux postes, lignes).

Aujourd'hui l'évolution de la consommation dépend non seulement du contexte économique mais aussi du rythme de développement spécifique de certains usages de l'électricité et de l'aspiration des consommateurs à consommer autrement.

Le principe général et le déroulement des études à RTE est détaillé en chapitre II/4 Méthodes et Analyses.

Nouvelle étude de zone « Lot et Garonne – Dordogne »

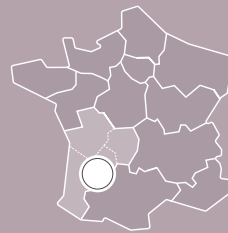
La zone « Lot et Garonne – Dordogne » est représentative de certaines parties du réseau où l'évolution des transits est très incertaine mais potentiellement rapide.

Une étude « tête de série » a été menée pour identifier des solutions innovantes, flexibles par rapport aux évolutions de consommation à venir et permettant de mieux exploiter le réseau à court et moyen terme. De nouvelles méthodes de calcul et de comparaison des solutions ont été élaborées et un bouquet de solutions a été étudié, décidé et sera expérimenté ou mis en œuvre à partir de 2016 :

- **Des automates de supervision de zone** qui permettent d'agir rapidement sur le réseau en cas d'incident (par exemple, une avarie sur une ligne) et qui améliorent au final la qualité d'alimentation des clients.

- **Du monitoring de transformateurs, de lignes.** RTE exploite ses infrastructures en respectant à tout instant des intensités maximales. Ces intensités sont des valeurs génériques qui permettent d'assurer la sécurité des biens et des personnes. Le monitoring consiste à installer un ensemble de capteurs qui mesurent localement et en temps réel les conditions météorologiques, la hauteur des lignes, la température intérieure des transformateurs. Les nombreuses données recueillies et traitées par des algorithmes spécifiques doivent permettre de mieux connaître le comportement des matériels et ainsi de les exploiter au plus près de leurs limites. Pour développer ces solutions dans la zone, RTE travaille avec 4 start-up françaises et les accompagne dans la conception de leurs solutions innovantes.

- **De nouveaux matériels** qui permettent d'ajuster les transits sur les lignes en contournant l'inflexibilité des lois électriques. Ainsi RTE envisage d'expérimenter une technologie « Smart Wires » adaptant l'impédance de la ligne concernée. Cette technologie consiste en des modules distribués le long des câbles aériens. Ils peuvent être installés rapidement et également redéployés selon l'évolution des transits, réduisant ainsi les risques de réaliser des investissements sous-optimaux dans les réseaux. Sur ce dossier, RTE a pris des contacts avec d'autres gestionnaires de réseau qui envisagent de déployer ce type de matériel.



Aérien ou souterrain

DEUX TECHNOLOGIES COMPLÉMENTAIRES

Le développement du réseau de transport d'électricité s'appuie sur des solutions variées, tenant compte de critères techniques, économiques, environnementaux, sociétaux.

On peut les diviser en deux familles : les techniques de liaisons aériennes ou souterraines. Elles sont comparées dans le tableau ci-contre en termes techniques.

Les choix s'opèrent dans le cadre des engagements pris par RTE dans le Contrat de service public. Celui-ci précise notamment, pour les liaisons électriques, que RTE ne doit pas augmenter le linéaire aérien (les dépenses compensant les créations) et réaliser à minima 30% des nouvelles liaisons en technique souterraine.

En termes de coûts d'investissement, la différence entre aérien et souterrain dépend du niveau de tension : ils sont équivalents pour les ouvrages 63 et 90 kV mais le souterrain est environ deux fois plus cher que l'aérien en 225 kV et huit fois en 400 kV¹.

Aujourd'hui le réseau est souterrain à

- 7% en 63/90 kV,
- 5% en 225 kV
- de façon négligeable en 400 kV.

1 En 400 kV alternatif, les câbles souterrains sont très onéreux et il est nécessaire de construire tous les 20 km des postes pour compenser l'effet capacitif des câbles. A ce niveau de tension, la technologie à courant continu souterraine peut être envisagée. Elle présente un coût équivalent à une ligne aérienne en alternatif mais la capacité de transit est de 3 à 5 fois moindre.

LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU EST MAJORITAIREMENT SOUTERRAIN

Le Schéma décennal de RTE s'inscrit bien au-delà de ces objectifs, en proposant le développement d'un réseau majoritairement souterrain :

- l'essentiel des réseaux 63/90 kV : 700 km d'ici 3 ans,
- 70% du réseau 225 kV : 1000 km d'ici 2026,
- certains ouvrages de grand transport et d'interconnexion sont proposés en technologie courant continu, souterrains ou sous-marins pour des puissances de 1 à 2 GW : 1200 km d'ici 2026.

Néanmoins, lorsque la puissance à transporter atteint 4 à 5 GW, RTE propose la reconstruction d'ouvrages aériens anciens 400 kV à un seul circuit en doublant le nombre de circuit (pour au total 600 km).

POURRAIT-ON FAIRE AUTREMENT ?

De façon caricaturale, imaginer tous les projets en souterrain, représenterait un surcroît d'investissement de 20%², supporté au travers du tarif par l'ensemble des consommateurs; et à l'inverse, réaliser tous les projets en aérien, réduirait de 10%³ le montant total des investissements, mais à l'encontre des objectifs du contrat de service public.

Ceci souligne le caractère optimal sur le plan économique du schéma proposé, porteur de bénéfices nets et répondant aux engagements de RTE vis-à-vis des pouvoirs publics.

Il recourt pour l'essentiel aux technologies souterraine et sous-marine sauf pour le renforcement de liaisons de grand transport existantes.

2 Les longueurs créées en aérien qu'il faudrait réaliser en souterrain sont assez faibles. Elles correspondent à 30% du linéaire créé en 225 kV et 100% en 400 kV alternatif.

3 Les liaisons souterraines prévues sont en 63/90 kV et 225 kV. A ces niveaux de tension, l'écart de coût aérien/souterrain est faible en 63/90 kV et modéré en 225kV.

Comparaison qualitative des techniques aérienne et souterraine

	LIAISON AÉRIENNE	LIAISON SOUTERRAINE	
RÉALISATION	Surcoût de construction en souterrain	Négligeable en HTB1, raisonnable en HTB2, très important en HTB3	
DÉVELOPPEMENT DURABLE	Impact visuel	Important (pylônes et conducteurs)	Quasiment nul
	Emprise au sol	Embases des pylônes	Chambres de jonction
	Champs électromagnétiques	Du même ordre pour les 2 technologies et très inférieurs aux seuils définis par l'OMS	
	Impact sur le milieu naturel	Risque avifaune (géré par pose de balises) Favorable en termes de biodiversité (au pied des pylônes et dans les tranchées forestières)	Ouverture de tranchée pour les travaux ou les réparations
GESTION DU RÉSEAU	Impact sur le voisinage	Bruit par effet couronne	Aucun bruit
	Maintenance	Interventions selon les aléas environnementaux	Détection délicate des défauts
	Exploitation	Limite de puissance transmissible élevée en courant alternatif.	Technique non réaliste au-delà de 2000 MW Effet capacitif à compenser
	Qualité de l'électricité	Plus sensible aux impacts de foudre (sauf protection par câble de garde)	Rares courts-circuits Avaries potentiellement longues à traiter

RTE impliqué au sein de la R&D européenne pour le développement des Smart Grids

Reconnu en Europe pour sa force de R&D, et fort de son expérience dans le domaine des smart grids (CORESO, IPES), RTE joue un rôle moteur dans le développement de projets de R&D à l'échelle européenne. Ils recouvrent des domaines aussi variés que le développement d'outils de marché, l'intégration des énergies renouvelables (EnR), le développement de réseaux off-shore ou encore une meilleure coordination et flexibilité de l'exploitation du réseau. RTE participe ou a participé directement à 9 projets :

ITESLA FIN : 03/2016

Le projet ITesla vise à améliorer l'exploitation des grands réseaux électriques grâce de nouveaux outils capables de faire face à des conditions d'exploitation de plus en plus incertaines et tirer parti de la flexibilité croissante des réseaux électriques.

Les outils développés visent à aider les opérateurs à évaluer la sécurité du réseau en temps réel et faciliter sa prise de décision. Des prototypes ont été conçus pour la gestion du réseau à partir de deux jours à l'avance jusqu'à l'exploitation temps réel et pour l'utilisation par un gestionnaire de réseau de transport (GRT) dans sa zone de responsabilité ou au niveau européen pour améliorer la coordination entre GRTs.

Une nouvelle approche pour l'évaluation de la sécurité est proposée:

- en fonction de la probabilité et l'impact potentiel des diverses éventualités (fondée sur le risque),
- en tenant compte des différentes sources d'incertitudes (charges, sources d'énergies renouvelables),
- En temps réel (en ligne), en se fondant sur l'analyse (hors ligne) de sécurité avant de prendre des phénomènes dynamiques en compte.

RTE était le coordinateur du projet.

<http://www.itesla-project.eu/>

E-HIGHWAY 2050 FIN : 12/2015

L'objectif principal du projet e-Highway2050 est de développer une méthodologie de planification descendante (top-down) pour fournir une première version d'un plan d'extension modulaire et robuste pour le réseau électrique européen pour les années 2020-2050, en ligne avec les objectifs de la politique énergétique européenne. Le projet vise à proposer un plan de développement du réseau de transport électrique européen, y compris de possibles « autoroutes de l'électricité supra nationales », capables de répondre aux besoins européens entre 2020 et 2050.

RTE était le coordinateur du projet.

<http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/e-highway2050-modular-development-plan-of-the-pan-european-transmission-system-2050/>

BESTPATHS FIN PRÉVUE : 09/2018

Le projet BestPaths aidera à surmonter les défis de l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique de l'Europe. Il vise à développer de nouvelles technologies de réseau pour accroître la capacité du réseau de transport et la flexibilité du système d'électricité européen.

Le projet réunit cinq démonstrateurs à grande échelle pour valider la faisabilité technique, pour estimer les coûts, les impacts et les avantages de différentes technologies de réseaux. L'objectif est de fournir des solutions pour permettre la transition de lignes à courant continu (HVDC link) vers des réseaux à courant continu (DC Grid), pour moderniser et rééquiper des parties du réseau existant en courant alternatif (AC), et d'intégrer des liaisons supraconductrices de haute puissance à courant continu au sein de réseaux en courant alternatif maillés.

<http://www.bestpaths-project.eu/en/project>

MIGRATE FIN PRÉVUE : 12/2019

L'objectif du projet MIGRATE (Massive InteGRation of power Electronic devices) est de développer et de valider des approches technologiques innovantes en vue de la gestion du réseau électrique européenne avec une insertion massive de composants à base de l'électronique de puissance (PE) aussi bien pour la production et la consommation d'électricité.

Cet objectif global est divisé en deux approches complémentaires combinant deux horizons de temps:

- À court et à moyen terme, une solution incrémentale nécessaire pour faire fonctionner le système électrique existant face à une pénétration croissante d'équipements à base d'électronique de puissance en utilisant de nouvelles méthodes et outils
- À long terme, une rupture technologique sera nécessaire pour gérer une transition vers un réseau électrique en courant alternatif dans lequel toute la production et la consommation seraient connectées à 100% via de l'électronique de puissance. Il faudra développer des algorithmes de contrôle innovants ainsi que de nouvelles normes de raccordement au réseau.

<https://www.h2020-migrate.eu/>

SEE4C FIN PRÉVUE : 12/2017

SEE.4C – SpatiotEmporal ForEcasting: Coopetition to meet Current Cross-modal Challenges.

Le but de ce projet est de concevoir un défi scientifique (challenge) centré sur la prévision de données spatio-temporelles pour engager la communauté scientifique à proposer des solutions pour aider à résoudre en particulier le problème de plus en plus complexe de la gestion en temps réel des grands réseaux d'électricité.

Des progrès technologiques ont fait faire des avancées très spectaculaires dans l'analyse des images simples et dans l'analyse des séries chronologiques. Cependant, il reste encore beaucoup de potentialités inexploitées qui devraient permettre de résoudre des problèmes très complexes. Nous croyons que le nouveau concept (et récemment testé) de « coopétitions » propose une approche intéressante promouvant la transversalité, l'intégration multi-outils et l'accumulation de solutions créatives et des connaissances exploitables grâce à un savant dosage entre coopération et concurrence.

<http://see4c.eu/>

Respect et protection durable de l'environnement

Le respect et la protection durable de l'environnement, tout comme la sécurité des salariés de RTE et de ses fournisseurs, sont des valeurs que RTE défend dans le cadre de ses missions de service public



Dans le cadre de ses engagements pour la préservation de l'environnement et de la concertation avec ses parties prenantes, RTE met en œuvre diverses actions volontaires. De nombreux partenariats et dispositifs permettent d'accompagner la réalisation des projets et plus globalement de maîtriser les incidences associées, y compris en phase d'exploitation de l'ouvrage.

RTE veille à intégrer les préoccupations liées à l'environnement et à la santé humaine le plus en amont possible et à chaque étape d'élaboration d'un projet.

Ainsi, des mesures sont définies dans le but d'éviter, réduire et en dernier lieu, lorsque c'est nécessaire et possible, compenser les impacts négatifs significatifs sur l'environnement. Au fur et à mesure de l'avancement des études techniques et environnementales et de la concertation qui accompagnent la conception et la mise en œuvre des projets, ces derniers se précisent pour aboutir à la solution de moindre impact sur l'environnement.

La sécurité des personnes évoluant près des ouvrages électriques est capitale pour RTE, qui développe une culture de vigilance : des campagnes de sensibilisation sont réalisées auprès des différents publics oeuvrant à proximité des ouvrages afin de les informer des risques électriques et développer la prévention.

Au quotidien, RTE cherche à améliorer son action en faveur de l'environnement en s'appuyant sur ses capacités de formation, de recherche et d'innovation, et sur son système de management environnemental certifié ISO 14001. Par cette démarche continue de progrès, RTE s'assure aussi de la conformité réglementaire de ses activités, tout en mobilisant son personnel et ses fournisseurs pour préserver les ressources et limiter les effets de leurs activités sur l'environnement.

● **Mesures mises en œuvre au niveau des projets** : Outre le choix de la configuration des ouvrages, plusieurs dispositifs techniques sont mis en place par RTE pour accompagner la mise en œuvre des projets et réduire leurs incidences. En cas de préjudice, des indemnités financières, et si nécessaire des mesures de compensation sont prévues.

LE SCHÉMA DU DÉVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

La planification du développement du réseau de transport autour d'axes stratégiques permet, à l'échelle nationale et régionale, d'optimiser les infrastructures et d'inscrire les projets dans une perspective de développement sur le long terme, de façon à garantir leur pertinence dans la durée.

Les projets s'appuient sur des scénarios d'évolution de la production et de la consommation électrique à moyen et long termes, développés dans le Bilan prévisionnel. En outre, ils s'inscrivent dans une vision long terme de l'évolution des besoins à l'échelle régionale et répondent à des finalités qui s'inscrivent dans les axes du schéma décennal. La création d'infrastructures se réalise ainsi de manière coordonnée aux échelles nationale, régionale et européenne ce qui est positif au regard des enjeux environnementaux.

Les études deviennent de plus en plus détaillées sur le plan technique et géographique au fur et à mesure que les incertitudes se réduisent. Le champ des possibles se restreint, et on scrute régulièrement le niveau de contraintes pour confirmer le besoin. Par ces études, on cherche à anticiper et rationaliser les infrastructures qui seront nécessaires pour acheminer les flux électriques prévus à long terme, tout en minimisant leur coût et en veillant à la sûreté du système électrique, à la sécurité de l'alimentation électrique et à la préservation de l'environnement.

L'OPTIMISATION DU RESEAU EXISTANT

Dès l'analyse des hypothèses et des besoins, et avant d'envisager le développement du réseau, RTE a étudié et comparé les solutions d'optimisation des infrastructures existantes pour éviter d'en construire de nouvelles. Dans certains cas, les besoins peuvent en effet être satisfaits grâce à une adaptation technique des ouvrages existants, qui permet de renforcer leurs performances et de prolonger leur durée de vie.

RTE développe le réseau de transport d'électricité dans une attention constante de préservation de l'environnement

De nombreuses mesures sont mises en œuvre par RTE dans différents secteurs pour limiter les incidences du développement du réseau et de son entretien sur l'environnement.

● Évitement stratégique :

– *La planification du développement du réseau de transport autour d'axes stratégiques permet, à l'échelle nationale et régionale, d'optimiser les développements et d'inscrire les projets dans une perspective à long terme, de façon à garantir leur pertinence dans la durée.*

– *L'optimisation du réseau électrique existant (renforcement, renouvellement, prolongement de la durée de vie) évite de construire de nouvelles infrastructures et permet de limiter les investissements, tout en minimisant les incidences du réseau sur l'environnement.*

● **Évitement géographique** : Le choix du tracé, pour les lignes aériennes et liaisons souterraines, ou de l'emplacement, pour les postes électriques, tient compte des enjeux environnementaux et de santé humaine et vise, en concertation avec les parties prenantes, à éviter les zones les plus sensibles et à intégrer au mieux les projets dans leur environnement.

Par exemple, les conducteurs de lignes aériennes sont remplacés par des conducteurs de plus grande capacité ou les lignes électriques sont équipées de circuits additionnels. Dans une même logique d'évitement, et pour autant que cela représente une solution, les travaux dans des sites existants sont préférés. Ainsi deux tiers des investissements prévus sur la période 2017-2020 concernent le réseau existant.

Cela se traduit dans le renforcement de la capacité de transformation dans un poste électrique, l'extension de postes électriques existants avec de nouvelles installations etc.

Cette approche permet de maximiser l'utilisation de l'infrastructure en place et de limiter les investissements nécessaires, tout en minimisant les incidences du réseau électrique sur l'environnement. La démarche permet aussi de réduire l'incertitude et les délais liés à l'obtention des autorisations pour la réalisation des travaux.

Ainsi, de nouvelles infrastructures ne sont proposées que si elles se révèlent nécessaires, les alternatives valorisant le réseau existant ayant été étudiées (évitement stratégique et technique).

LA RECHERCHE D'UN OPTIMUM TECHNICO-ECONOMIQUE COMPATIBLE AVEC LES ENJEUX DE PRESERVATION DE L'ENVIRONNEMENT

Lorsque les contraintes identifiées nécessitent un développement du réseau électrique, RTE envisage une ou plusieurs solutions techniques qui répondent de manière satisfaisante aux besoins en électricité et les interroge dans l'ordre du moindre impact environnemental et de l'intervention la plus limitée sur le réseau. Dans la plupart des cas, une seule émerge comme l'optimum technico-économique. A ce stade, l'étude préalable du contexte local permet de mieux connaître le territoire concerné et d'appréhender l'ensemble des enjeux à intégrer à la solution qui sera retenue. Cette démarche vise, d'une part, à s'assurer que le projet est compatible avec les enjeux de préservation de l'environnement et, d'autre part, à éviter au maximum, très en amont de la décision, certains impacts sur l'environnement.

Les partenariats réseaux de RTE

RTE réfléchit à la prise en compte de l'environnement dans le développement du réseau de transport d'électricité en concertation avec d'autres gestionnaires d'infrastructures linéaires, à l'échelle nationale mais également européenne.



Le Club infrastructures linéaires et biodiversité

RTE fait partie du Club infrastructures linéaires et biodiversité (CILB), qui réunit, au niveau français, neuf organismes gestionnaires d'infrastructures linéaires de transport (autoroutes, voies ferrées, canaux et rivières aménagées, gazoducs, lignes électriques).

L'Association des Sociétés Françaises d'Autoroutes (ASFA), Eiffage Concessions, ENEDIS (anciennement ERDF), GRT Gaz, Ligne Sea Tours-Bordeaux (LISEA), SNCF Réseau (anciennement RFF), Réseau de Transport d'Electricité (RTE), Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF) et Voies Navigables de France (VNF) œuvrent ensemble pour renforcer leur engagement en faveur de la biodiversité (mise en œuvre de la trame verte et bleue, conduite de chantier et entretien des infrastructures, etc.). Le CILB constitue un groupe de référence vis-à-vis de ses partenaires extérieurs (chercheurs, ministères, associations) et prestataires.



L'association ENTSO-E

RTE fait partie de l'association des gestionnaires de transport d'électricité européens, ENTSO-E, qui contribue à la coordination de la planification du développement des réseaux à l'échelle européenne et constitue un lieu d'échanges d'expériences et de bonnes pratiques en lien avec l'environnement.



L'initiative RGI

RTE est associé à des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité européens et à des associations de défense de l'environnement dans le cadre de l'initiative RGI (Renewables Grid Initiative) qui promeut le développement des réseaux de transport pour permettre l'accueil des énergies renouvelables.



Le projet « Life Biodiversité »

RTE est partenaire du projet « Life Biodiversité » porté par le gestionnaire du réseau belge ELIA, qui par une gestion adaptée de la végétation sous les lignes à haute et très haute tension a pour objectif de transformer certaines tranchées forestières en de véritables « corridors verts » favorables au déplacement des espèces.

Sept actions, conciliant sécurité électrique et biodiversité, sont ainsi expérimentées : la plantation ou la restauration de lisières étagées, la plantation de vergers conservatoires, la restauration d'habitats naturels, le creusement de mares naturelles, la lutte contre les espèces invasives, la mise en place de zones de pâturage et de fauche et le semis de prairies fleuries. Les espaces créés de la sorte peuvent également introduire une nouvelle diversité biologique, jouer le rôle de zone de refuge, ou bien encore augmenter les superficies de zones de chasse pour les animaux.

LE CHOIX D'UNE IMPLANTATION ET D'UNE CONFIGURATION DES PROJETS DE MOINDRE IMPACT ENVIRONNEMENTAL

L'attention portée aux considérations environnementales et à la participation du public se poursuit jusqu'à la réalisation effective des projets d'infrastructure proposés dans le schéma décennal. Ainsi, lorsque les études relatives aux différents projets arrivent à un stade avancé, la solution technique retenue aura été analysée de manière approfondie, dans une démarche itérative. A chaque étape, si des options alternatives sont identifiées, leurs incidences respectives sont mesurées, de manière à retenir l'option la plus favorable d'un point de vue environnemental, à un coût raisonnable.

Dans ce cadre, et sur la base d'informations plus précises, l'option retenue et les raisons de ce choix pour chaque projet particulier sont présentées aux autorités compétentes, en application de la réglementation en vigueur. Ces procédures donneront également l'occasion aux autorités concernées et au public de se prononcer sur les projets de développement du réseau portés par RTE.

Une fois l'opportunité de réaliser un projet justifiée techniquement et économiquement pour la collectivité, RTE engage une concertation avec toutes les parties prenantes concernées, afin de déterminer la meilleure localisation possible du projet au regard des enjeux environnementaux.

L'intégration des préoccupations d'environnement dans la conception du projet suit un processus progressif et continu, de la détermination d'une aire d'étude jusqu'à la définition du tracé en passant par le fuseau de moindre impact. Au cours de ces trois étapes, il s'agit toujours d'éviter au maximum les zones sensibles.

● Ceci passe notamment par un regroupement des infrastructures à créer avec d'autres infrastructures de transport (telles que des autoroutes, voies ferrées et liaisons électriques). Ainsi, les créations de liaisons ou de postes sont en quasi-totalité envisagées au sein des fuseaux d'infrastructures existantes. De cette manière, les incidences environnementales additionnelles restent limitées (par exemple, les nuisances sonores et visuelles) et peu de nouveaux sites sont investis.

● La question des incidences relatives aux aspects visuels (modification de paysage, co-visibilité avec des éléments du patrimoine, nuisance visuelle à hauteur d'habitations, etc.) est au cœur des préoccupations de l'installation d'une liaison et tient une place forte dans la création d'un projet.

– *Des études paysagères sont menées pour comparer les effets potentiels associés à différentes propositions de tracés et de réalisation des ouvrages.*

La topographie et les structures végétales sont également mises à profit afin d'insérer au mieux les ouvrages dans leur environnement : évitement des crêtes, passage en lisière de massifs forestiers, choix d'une configuration souterraine dans le cas d'enjeux paysagers forts, etc. Le passage des forêts en surplomb peut également être envisagé dans certains cas. Il n'y a alors pas de tranchée réalisée et le déboisement se cantonne aux endroits où doivent être implantés les pylônes, dont la hauteur doit être surélevée.

– *Dans les zones à enjeux, des efforts sont réalisés : limitation du nombre et/ou de la hauteur des pylônes, répartition des pylônes.*

L'aspect des pylônes peut également être travaillé et des formes plus simples et moins impactantes peuvent être proposées selon les espaces. En outre, RTE veille à ne pas augmenter la longueur totale du réseau de transport électrique aérien.

– *L'intégration des postes électriques est systématiquement examinée par RTE qui peut proposer des aménagements. Le choix d'une configuration intérieure peut permettre, en milieu urbain ou périurbain de l'emprise des installations.*

● Des études acoustiques sont réalisées dans les zones habitées pour définir le niveau de bruit ambiant préalable à la réalisation des ouvrages, afin de déterminer ensuite l'émergence de bruit créée par le projet. Afin que les niveaux de bruit réglementaires ne soient pas dépassés, une implantation différente peut être choisie et des dispositifs d'atténuation peuvent être mis en place.

● Le patrimoine archéologique est également pris en compte et peut conduire à des adaptations du tracé ou de la configuration des ouvrages.

RTE et la biodiversité

Les modifications du milieu associées aux créations d'infrastructures peuvent induire des effets positifs indirects puisqu'elles se réalisent parfois au profit de nouvelles espèces, bien que l'on ne puisse pas anticiper le type de milieu qui va se régénérer.

● Citons en particulier la colonisation des pieds des pylônes et des emprises de liaisons (zones refuges ou de gagnage) et la constitution de zones de repos pour l'avifaune au niveau des structures métalliques des pylônes.

Le Conservatoire botanique du Bassin parisien a ainsi mis en évidence en 2012, après trois années d'inventaires, le rôle de refuge pour la flore des emprises des liaisons électriques d'Ile-de-France (près de la moitié de la biodiversité d'Ile-de-France, 270 espèces représentant un intérêt particulier pour le patrimoine végétal de la région, 18 espèces protégées). La qualité du secteur traversé et l'entretien réalisé par RTE, qui par l'ouverture du milieu permet une arrivée de lumière, sont mis en avant pour expliquer la richesse floristique observée.

● Autre exemple, le papillon Azurée des Mouillères, espèce protégée, a été repéré en Gironde à proximité de liaisons électriques entretenues par le groupe maintenance Gascogne.

Conscient de ces enjeux, RTE entreprend, sous ses emprises, des actions concrètes pour la conduite d'opérations de restauration, réhabilitation, création ou de préservation d'habitats favorables à la biodiversité. Ainsi, dans les zones propices au maintien et au développement de la faune et de la flore, divers types d'aménagement sont mis en place par RTE : restauration de lisières forestières, restauration de landes, de tourbières ou prairies maigres de fauche, implantation de vergers conservatoires création de mares ou encore installation d'infrastructures de pâturages ou de fauchage.



Un réseau dense de partenaires pour porter des solutions adaptées, favorables à l'environnement

RTE fait de l'écoute des acteurs des territoires une priorité. Face à la complexité inhérente aux problématiques environnementales, RTE travaille avec un réseau dense de partenaires dont l'expertise garantit la mise en œuvre de solutions adaptées et pérennes.



Le comité national avifaune

Créé en 2004 par une convention entre EDF, la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) et France Nature Environnement (FNE), le comité national avifaune (CNA) est une instance nationale consultative qui aide RTE à orienter ses efforts de protection de l'avifaune et contribue au développement des relations entre l'entreprise et le réseau local et régional des naturalistes.



La Fédération nationale des chasseurs

La convention avec la Fédération nationale des chasseurs (2008, renouvelée en 2015) vise la mise en place, sous les emprises des lignes électriques, d'aménagements cynégétiques favorables au développement de la faune sauvage (couverts herbacés, buissons, haies...).



La Fédération des parcs naturels régionaux de France

La convention avec la Fédération des parcs naturels régionaux de France (2010, renouvelée en 2015) vise à renforcer les liens entre les parcs naturels et RTE, à multiplier les actions d'intérêt commun et, en améliorant la compréhension et la connaissance mutuelles, à faciliter la recherche des tracés de moindre impact écologique et paysager lors de la construction de lignes électriques.



La Fédération nationale des conservatoires d'espaces naturels

La convention avec la Fédération nationale des conservatoires d'espaces naturels (2012, renouvelée en 2015), a notamment pour objectif de faire émerger (par un appel à projets annuel) des actions concrètes favorables à la biodiversité dans les emprises des ouvrages (restauration, traitement spécifique pour l'élagage de certains végétaux, adaptation des calendriers d'intervention pour prendre en compte les périodes de reproduction de certaines espèces d'oiseaux...).



Les acteurs du domaine forestier

Le dialogue engagé avec les acteurs du domaine forestier permet d'intégrer les préoccupations de tous lors d'interventions dans les zones naturelles, agricoles et forestières.



Réserves naturelles de France

Le partenariat noué entre RTE et l'association Réserves naturelles de France (2015) vise à développer des actions communes en faveur de la biodiversité remarquable présente sous les lignes électriques. Il prévoit notamment la réalisation de diagnostics sur les réserves naturelles traversées par des lignes à haute et très haute tension, la définition de plans d'actions pour la biodiversité de ces territoires, et la mise en place d'une formation pour sensibiliser les salariés de RTE aux enjeux des espaces naturels protégés en France, et plus généralement de la biodiversité.



L'Association nationale des élus de la montagne

La convention avec l'Association nationale des élus de la montagne (2010) vise à mener des actions concertées pour favoriser un développement durable et équitable des territoires de montagne, notamment en matière de protection de la biodiversité.



Le Comité national des pêches maritimes et des élevages marins

Le partenariat avec le Comité national des pêches maritimes et des élevages marins a pour objectif de renforcer le dialogue avec les parties prenantes, entre autres dans le cadre des nouveaux projets de liaisons sous-marines, notamment pour le raccordement des énergies marines.



La profession agricole

Plusieurs protocoles signés entre RTE et la profession agricole permettent de fixer les conditions d'intervention optimales pour limiter les incidences engendrées par les travaux (passage des engins de chantiers) ainsi que les conditions d'indemnisation adaptées aux préjudices subis à cause de la présence de liaisons (pertes de récolte due à la neutralisation du sol au niveau des infrastructures et de leurs abords, perte de temps liée à l'obligation de contourner les zones neutralisées). De plus, plusieurs actions sont engagées pour expérimenter la réalisation, aux pieds de pylônes, de plantations favorables aux insectes pollinisateurs, au gibier et aux oiseaux (zone de refuge), aux auxiliaires de cultures qui luttent contre les parasites et les ravageurs, et plus globalement à la biodiversité.

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



● La deuxième phase de la concertation doit permettre de déterminer le meilleur fuseau dans lequel pourra s'inscrire le projet de liaison électrique, ou la zone d'implantation dans le cas d'un poste, au regard de l'ensemble des considérations environnementales et sociétales recensées. Elle relève d'une analyse plus poussée qui comprend notamment une analyse de l'état initial de l'environnement et l'identification des enjeux et sensibilités environnementales et sanitaires (biodiversité, paysage, ressources naturelles, agriculture, eau, population...), y compris celles identifiées par les participants à la concertation. Cette étape tient compte des possibilités de réduction des incidences par des mesures habituelles (comme par exemple, le balisage avifaune).

La durée de cette concertation préalable n'est pas encadrée : c'est au préfet que revient cette décision. A contrario, les délais d'obtention des autorisations administratives sont en général définis par la réglementation. Ceux-ci peuvent durer plusieurs années. Selon les caractéristiques du projet, une étude d'impact sera réalisée. Diverses autorisations complémentaires peuvent s'avérer 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'État en région (les préfetures, les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL), des affaires culturelles (DRAC), les agences régionales de santé (ARS), l'aviation civile, les directions départementales des territoires et de la mer (DDTM), etc. sont concernées à un titre ou à un autre), ainsi que certaines administrations centrales au premier rang desquelles la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

A la fin de l'ensemble de ce processus, les commandes travaux peuvent être passées. La réalisation des travaux en eux-mêmes représentera une faible part de la durée totale d'un projet : moins de 20% en moyenne pour la création d'une liaison électrique.

Un processus administratif pour mettre en service une nouvelle liaison électrique à très haute tension

L'administration (DGEC ou DREAL) se prononce d'abord sur la justification technico-économique du projet de réseau. À cette fin, elle apprécie :

- les motifs qui conduisent RTE à envisager un renforcement ou si nécessaire une création d'ouvrage, c'est-à-dire les contraintes existantes ou susceptibles d'apparaître sur le réseau électrique et les besoins qui sont à l'origine du projet. On peut citer notamment l'évolution de la production et de la consommation en électricité, les éléments relatifs à la sécurité et à la qualité de l'approvisionnement dans la zone considérée,
- les différentes solutions techniques étudiées qui répondent de manière satisfaisante aux besoins identifiés et, pour chacune, les avantages et inconvénients en termes technique et économique,
- la solution proposée par RTE et les raisons de son choix au regard des avantages qu'elle procure (réponse aux contraintes observées sur le réseau, coûts évités pour la collectivité, intégration des énergies renouvelables, etc.) et de ses éventuels inconvénients (coût du projet, impact environnemental et sociétal),
- les conséquences d'une non-réalisation du projet.

Si la justification est jugée recevable, une concertation placée sous l'égide du préfet ou d'un garant nommé par la Commission nationale du débat public (CNBP) peut alors débuter. La concertation prend la forme de réunions associant les services de l'Etat, les élus, les associations représentatives des populations concernées... Dans le cas général, elle se déroule en deux phases.

- La première phase cherche à définir l'étendue de l'aire d'étude dans laquelle pourra s'inscrire le projet. C'est-à-dire que l'on va préciser les contours de la zone que RTE avait identifiée au stade précédent, ceci en tenant compte des éléments structurants de l'environnement et d'une analyse générale des enjeux du territoire concerné. La délimitation de cette aire d'étude devra être suffisamment large pour n'écarter a priori aucune solution raisonnable et a contrario, elle ne devra pas intégrer des zones sensibles qui, à l'évidence, présentent des aspects rédhibitoires du point de vue de l'environnement.

Des investissements industriels et des emplois indirects

RTE INVESTIT DURABLEMENT DANS LE RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT.

Pour adapter le réseau public de transport d'électricité aux défis de la mutation du paysage énergétique, de nombreux ouvrages sont à réaliser dans les dix prochaines années.

Ainsi plusieurs milliers de kilomètres de nouvelles lignes et plusieurs dizaines de nouveaux postes électriques devront être construits.

D'ici à l'horizon 2030, RTE envisage d'investir plusieurs dizaines de milliards d'euros. À moyen terme, les investissements de RTE s'élèvent à plus de dix milliards d'euros dans les dix ans. Ce montant est important : pour en prendre la mesure, il suffit de le comparer à celui des investissements des sociétés non financières qui représentait 258 milliards d'euros en 2014 selon l'INSEE.

À court terme, ces investissements sont d'autant plus bénéfiques pour l'économie française qu'ils se maintiennent dans un contexte morose. En particulier, l'activité générée par les investissements de RTE dans les travaux a augmenté d'environ 5% par an en moyenne entre 2009 et 2015, tandis que l'activité des travaux publics au niveau national s'est effritée d'environ 2,9% par an depuis 2007.

LES ACHATS DE RTE SOUTIENNENT DE NOMBREUX EMPLOIS SUR L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE

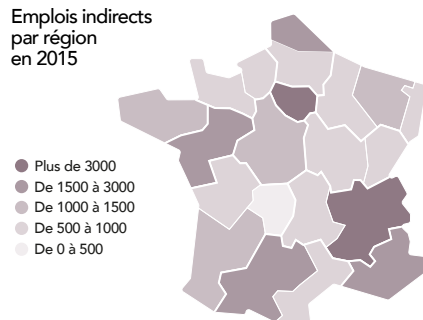
Outre l'importance du service rendu à la collectivité par le réseau public de transport, RTE s'engage à contribuer à la vitalité des territoires. Par ses dépenses, ses salaires et sa fiscalité 74 000 emplois sont soutenus par RTE.

C'est d'ailleurs un des quatre engagements de la Charte Achats Responsables, dans laquelle RTE s'engage à poursuivre et accroître le soutien au développement économique, tout particulièrement à l'égard des PME, et à renforcer son appui au secteur de l'économie sociale et solidaire.

Sur la base d'une étude reposant sur les informations sectorielles de l'INSEE et s'appuyant sur une méthodologie partagée avec d'autres grands comptes, les achats de RTE soutiennent environ 28 000 emplois indirects par an en France auprès de ses fournisseurs et de leurs propres fournisseurs, se répartissant sur différentes régions (cf schéma ci-dessous).

De plus, ces achats se conjuguent à une démarche de relation équilibrée avec les fournisseurs, notamment en privilégiant les contrats pluriannuels qui représentent environ 80 % des achats de RTE. Cette stabilité est indispensable pour procurer aux fournisseurs de RTE les bases économiques permettant de recruter de nouveaux collaborateurs.

Emplois indirects par région en 2015

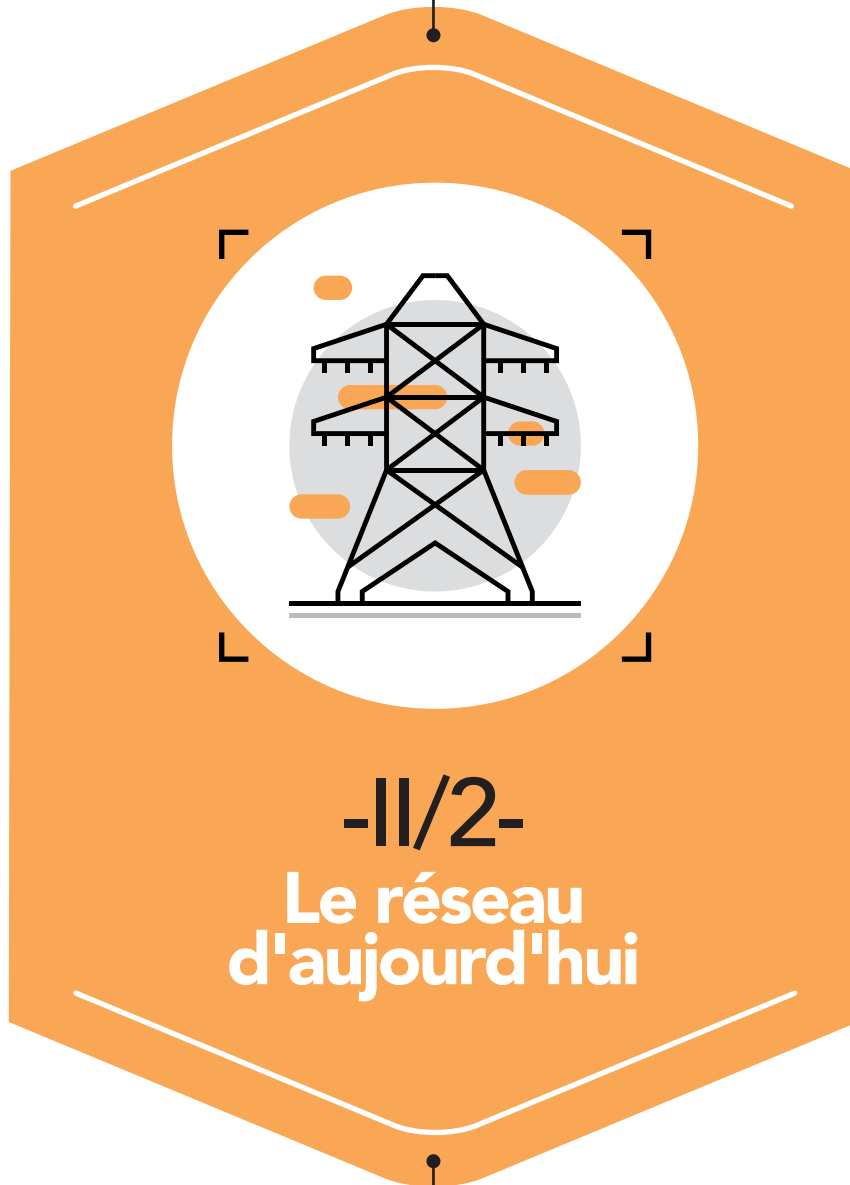


LES ACHATS DE RTE ONT DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES LOCALES

RTE encourage ses fournisseurs à faire appel à l'emploi local aussi souvent que possible, notamment en consultant les entreprises locales pour la sous-traitance. Ainsi, RTE collabore avec les Chambres de Commerce et d'Industrie des régions pour organiser des Forums Inter-entreprises, où les fournisseurs de travaux communiquent sur leurs besoins et rencontrent les entreprises locales susceptibles d'y répondre. C'est également une façon de renforcer l'activité des PME, auprès desquelles RTE réalise déjà près d'un quart du montant de ses achats.

En outre, en partenariat avec des Facilitateurs des clauses sociales et l'association Alliance Villes Emploi, RTE accompagne les populations éloignées de l'emploi. En parallèle, RTE exige de ses fournisseurs de travaux, via des clauses d'insertion dans ses contrats, qu'ils réservent un nombre d'heures à des personnes en difficulté.

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Le réseau de transport au 31 décembre 2015



Les liaisons aériennes et souterraines et les postes d'une tension supérieure ou égale à 50 kV constituent le réseau public de transport d'électricité, propriété de RTE, conformément à la loi du 9 août 2004.

Avec 105 600 km de circuits en exploitation, le développement du réseau RTE se caractérise par une augmentation de la longueur de son réseau souterrain (+300 km environ) et une diminution de celle de son réseau aérien (-200 km environ).

LIAISONS AÉRIENNES ET SOUTERRAINES RTE

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des liaisons aériennes (circuits aériens et files de pylônes) et souterraines.

Un circuit est un ensemble de 3 conducteurs utilisé pour transporter l'électricité entre deux points du réseau. Une file de pylône supporte un ou plusieurs circuits. Les pylônes nommés double terne supportent deux circuits.

POSTES ÉLECTRIQUES RTE

Le tableau ci-dessous dénombre les sites abritant des postes électriques RTE en exploitation, par niveau de tension supérieur. Un poste est considéré « RTE » dès lors qu'il contient au moins une cellule ou un jeu de barres de propriété RTE.

Un jeu de barre permet de répartir l'électricité entre les différentes liaisons ou transformateurs. Il sert d'échangeur électrique. Il est constitué de barres conduisant l'électricité entre les différentes liaisons.

TRANSFORMATEURS RTE

Les transformateurs sont des équipements électriques dont la fonction principale est de transmettre la puissance électrique d'un niveau de tension à un autre en tension alternative. La puissance nominale est la valeur conventionnelle destinée à servir de base à la construction du transformateur, aux garanties du constructeur et aux essais. Elle correspond à des gammes d'appareils (par exemple 170 MVA pour un transformateur 225/90 kV).



Liaisons RTE (en km)

TENSION	CIRCUITS AÉRIENS	FILES DE PYLÔNES	CIRCUITS SOUTERRAINS	COURANT CONTINU
400 kV	21 815	13 569	5	
320 kV				66
270 kV				117
225 kV	25 616	21 676	1 287	
150 kV	1 045	1 114	2	
90 kV	16 480	14 214	850	
63 kV	35 115	30 824	2 808	
≤ 45 kV	341	187	85	
Total	100 412	81 584	5 036	183

Postes électriques RTE

TENSION	PROPRIÉTÉ RTE	TOUS PROPRIÉTAIRES
400 kV	158	190
225 kV	562	758
150 kV	26	36
90 kV	561	802
63 kV	1 395	2 146
≤ 45 kV	7	40
Total	2 709	3 972

Transformateurs RTE

TENSION PRIMAIRE	NOMBRE	PUISSANCE NOMINALE (MVA)
400 kV	307	141 762
225 kV	847	92 462
150 kV	27	1 349
90 kV	26	1 215
63 kV	24	795
Total	1 231	237 583



Le réseau de transport d'électricité au 31 décembre 2015

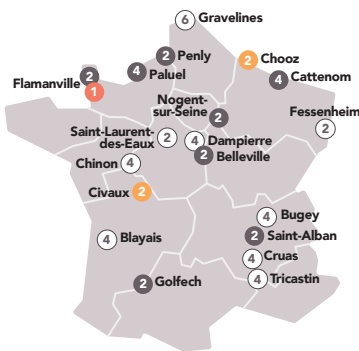
La production et la consommation au 31 décembre 2015

BILAN ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS 2015

La production nucléaire reste très majoritaire dans le mix énergétique français (76% de la production).

Hors hydraulique, les autres énergies renouvelables ont cru de 20% en un an, et représentent en volume près de 7% de la production en 2015.

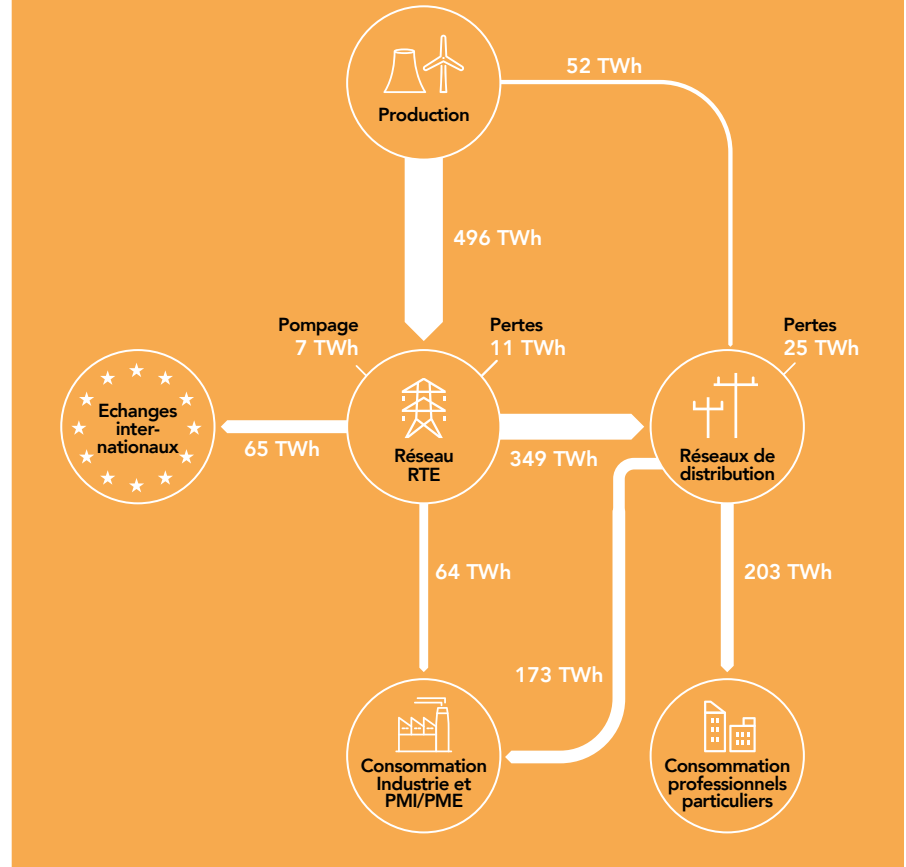
Centrales nucléaires au 1^{er} janvier 2016



- Réacteurs de 900 MW
- Réacteurs de 1300 MW
- Réacteurs de 1450 MW
- Réacteurs de 1650 MW (EPR en construction)

Le chiffre indique le nombre de groupes par site.

Bilan électrique français 2015



Les clients consommateurs

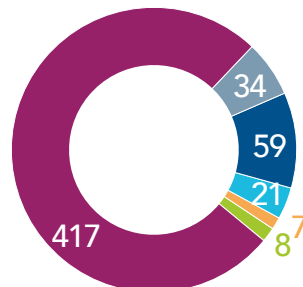


Sur le réseau de transport, trois types de clients soutirent de l'énergie :

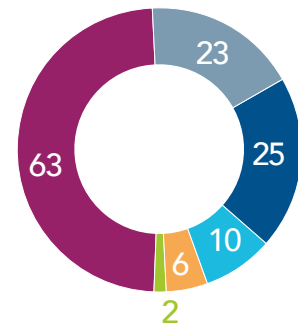
- Les réseaux de distribution, qui assurent ensuite l'alimentation des clients particuliers, tertiaires et petites entreprises,
- Les clients industriels
- Les clients producteurs, quand ils alimentent leurs installations par le réseau.

Production et parc de production installé par filière en 2015

Production par filière en 2015 (TWh)



Parc de production par filière en 2015 (GW)



- NUCLÉAIRE
- THERMIQUE FOSSILE
- HYDRAULIQUE
- ÉOLIEN
- SOLAIRE
- BIOÉNERGIES

Les 6 grands types de production d'électricité



NUCLÉAIRE

Le parc actuellement en exploitation comporte 19 centrales nucléaires composées de 58 réacteurs REP (réacteurs à eau pressurisée) pour une puissance totale installée de 63,1 GW.

Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- le palier « 900 MW » : 34 réacteurs, dont ceux de Fessenheim ;
- le palier « 1300 MW » : 20 réacteurs ;
- le palier « 1450 MW » ou « N4 » : 4 réacteurs.



HYDRAULIQUE

Le parc hydraulique français a été construit en très grande majorité avant les années 1990. Depuis, les travaux portent principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts.



THERMIQUE À FLAMME

Cette catégorie comprend les groupes fonctionnant au gaz, au charbon ou au fioul, de taille unitaire très variable, raccordés sur les réseaux de transport ou de distribution. Les centrales thermiques à flamme sont généralement utilisées en France pour répondre à un besoin de semi-base (centrales charbon et cycles combinés au gaz) ou de pointe (centrales fioul, groupes diesel et turbines à combustion).



ÉOLIEN

Les parcs éoliens sont majoritairement raccordés sur les réseaux de distribution (9725 MW fin 2015) plutôt que sur le réseau de transport (585 MW fin 2015).

Les perspectives de développement restent fortes à moyen terme, de l'ordre de 1000 MW/an.



PHOTOVOLTAÏQUE

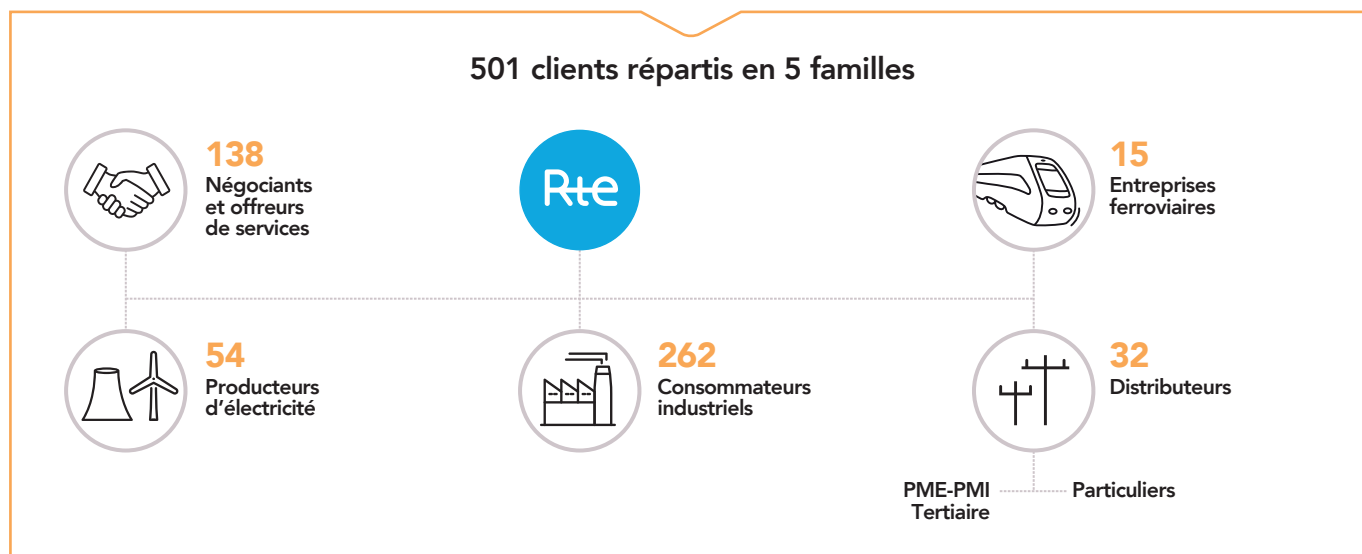
Ce type de production est majoritairement présent sur les réseaux de distribution sous forme de panneaux photovoltaïques en toiture (5626 MW fin 2015) plutôt que sur le réseau de transport (565 MW fin 2015), où l'on retrouvera de grands parcs, tel que celui de Cestas en Gironde (300 MWc grâce à près d'un million de modules photovoltaïques) mis en service fin 2015.



BIOÉNERGIES

Cette filière est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables. Elle comprend des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse (bois, paille, marc de raisin...), de biogaz ou de déchets ménagers ou de papeterie.

RTE partenaire de la performance de ses clients



Si notre mission fondamentale est d'assurer à nos 501 clients l'accès à une alimentation électrique économique, sûre et propre, être partenaire de leur performance nécessite aujourd'hui d'aller au-delà en proposant des solutions adaptées à leurs enjeux d'une manière simple, rapide et transparente.

L'enquête clients menée fin 2015 montre que 84% de nos clients se déclarent satisfaits. De manière plus précise, elle indique que 83% d'entre eux considèrent que nous pouvons les accompagner sur leurs enjeux d'avenir. Ce chiffre révèle des attentes différenciées :

- Les consommateurs industriels raccordés à notre réseau ont des exigences croissantes en termes de qualité de leur alimentation, de coût du transport de l'électricité, mais aussi de nouveaux services qui leur permettent d'améliorer leur compétitivité.

- Les producteurs exigent une plus grande fluidité pour les affaires de raccordement, dès les pré-études, via des interlocuteurs de proximité. Les capacités de raccordement, notamment pour les producteurs d'énergies renouvelables, sont au cœur des échanges avec RTE.

- Pour les distributeurs, l'évolution des capacités du réseau de transport sont aussi un enjeu pour accompagner la croissance des territoires et pour accueillir les productions d'électricité décentralisées. Ils attendent que nous leur reconnaissons davantage le rôle d'opérateurs de systèmes à travers de nouveaux services autour de la qualité de l'onde électrique, du lissage de la courbe de charge, de la gestion de l'intermittence des renouvelables.

- Les négociants et offreurs de services (fournisseurs, agrégateurs...) font le lien entre les échanges qui ont lieu sur les marchés et les flux physiques qui transitent sur le réseau. Ils participent ainsi à l'optimisation économique du système électrique en proposant de nouveaux services tels que l'effacement de consommation.

Le schéma décennal répond à trois attentes majeures de nos clients :

- Continuer à améliorer la qualité de l'électricité
- Accueillir de nouvelles capacités de production
- Permettre aux acteurs du marché d'optimiser le système électrique

Les effacements de consommation

RTE participe activement au développement et à la mise en œuvre des nouvelles solutions de marché contribuant à l'équilibre offre-demande du système, comme les effacements, en tant que gestionnaire du réseau de transport, en déclinaison du cadre législatif et réglementaire.

APPELS D'OFFRES SPÉCIFIQUES AUX EFFACEMENTS, AUX RÉSERVES RAPIDES ET COMPLÉMENTAIRES

RTE a contractualisé en 2015 la mise à disposition de capacités d'effacement activables sur le mécanisme d'ajustement auprès des acteurs d'ajustement pour l'année 2016. Les offres de 7 sociétés ont été retenues pour un volume total qui varie entre 1 500 MW et 2 100 MW au cours de l'année.

Une des missions importantes de RTE est de veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires à l'équilibre offre-demande et au fonctionnement du réseau.

Ainsi, RTE s'assure que des offres d'ajustement portant sur des quantités suffisantes seront quotidiennement soumises sur le mécanisme d'ajustement et que les délais de mise en œuvre associés à ces offres seront compatibles avec les impératifs de sûreté du système électrique. Dans ce contexte, RTE contractualise 1 000 MW de réserve rapide (activable en 13 minutes) et 500 MW de réserve complémentaire (activable en 30 minutes), parmi lesquelles les effacements sont en concurrence avec les offres de production.

CONTRATS D'INTERRUPTIBILITÉ

En cas de menace grave sur le fonctionnement du système électrique, RTE peut être amené à couper très rapidement de la consommation.

Ainsi, RTE a conclu des contrats d'interruptibilité avec certains clients raccordés au réseau public de transport, pour un volume de 1500 MW sur 21 sites industriels.

Ces puissances contractualisées peuvent également être proposées par les acteurs sur des dispositifs tels que le mécanisme d'ajustement ou les réserves rapides.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité permet de valoriser les actions de maîtrise de la consommation à la pointe, qu'elles soient mises en œuvre par des fournisseurs ou par des opérateurs d'effacement. Le mécanisme autorise, en effet, deux types de valorisation pour les actions de maîtrise de la courbe de charge :

- une valorisation explicite par l'émission de certificats de capacité, pour les effacements de consommation comme pour les moyens de production ;
- une valorisation implicite par la réduction de l'obligation de capacité pour les fournisseurs qui permettront les actions de modération de la consommation.

MÉCANISME NEBEF

Ce dispositif ouvre la possibilité aux opérateurs d'effacement, indépendamment des fournisseurs d'énergie, de valoriser l'énergie effacée sur les marchés, que ce soit sur le mécanisme d'ajustement ou bien sur les marchés de l'énergie.

La participation des effacements aux marchés spot et infra-journalier fait l'objet de règles de marché dédiées, dans le cadre d'un mécanisme dénommé « NEBEF » (notification d'échange de blocs d'effacement).

GESTES CITOYENS : LES EFFACEMENTS ET LES DISPOSITIFS ECOWATT

Dans les régions déficitaires en moyens de production (Bretagne, Est-PACA), l'allègement des contraintes sur le réseau de transport peut aussi intégrer une action volontaire des consommateurs, incités de façon préventive à réduire leur consommation d'électricité en période de tension.

C'est pourquoi RTE poursuit le développement des dispositifs ÉcoWatt Bretagne¹ et ÉcoWatt PACA² en partenariat avec les collectivités territoriales. Ces dispositifs invitent les consommateurs, particuliers, collectivités et entreprises, de Bretagne et de la région PACA, à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité en hiver, aux heures où sont constatés des pics de consommation. Ces dispositifs ont démontré leur efficacité lors d'hivers rigoureux avec un impact sur la pointe de consommation régionale de l'ordre de 3 %.



ECO2MIX «LIVE»

Une application pédagogique pour suivre en temps réel :

- Les évolutions de l'électricité consommée et produite
- En France et dans les Régions
- Les émissions de CO₂ et les prix de marché de l'électricité
- ... et comprendre les enjeux du système électrique

Une horloge énergétique est disponible également sur tablette et smartphone.

1 <http://www.ecowatt-bretagne.fr/>
2 <http://www.ecowatt-paca.fr/>

La qualité de l'électricité

DÉFINITION DE LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

La Qualité de l'Électricité (QdE) est une des caractéristiques essentielles du service d'accès au réseau public de transport que RTE doit assurer à ses clients et plus généralement à la collectivité.

Elle porte à la fois sur la continuité du service (limitation des coupures) et sur la qualité de l'onde de tension, qui peut être perturbée de façon continue (variations de fréquence, variations lentes et fluctuations rapides de l'amplitude de tension, déséquilibre, harmoniques...) ou de façon ponctuelle (creux de tension...).

Ainsi, RTE propose, dans les contrats d'accès au réseau de ses clients, des engagements en matière de qualité de l'électricité.

De manière générale, l'obtention d'un bon niveau de performance résulte de l'ensemble des dispositions prises au sein de tous les métiers opérationnels de RTE : politiques et règles de développement de réseau et de conception des ouvrages, politiques de maintenance et de gestion du patrimoine, règles d'exploitation, gestion de la relation clients...

Ces dispositions relèvent de 3 grands types de finalités :

- **Robustesse** : faire en sorte que notre réseau résiste mieux aux causes de perturbations internes ou externes ou que celles-ci ne se traduisent pas par des perturbations des clients (coupures ou problèmes de qualité de l'onde),
- **Résilience** : favoriser le retour rapide à un fonctionnement normal du réseau.
- **Réassurance** : écouter nos clients et les parties prenantes pour identifier les réponses possibles à leurs besoins et mettre en œuvre les meilleurs efforts pour garantir un bon niveau de qualité.

MAÎTRISE DE LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Différents facteurs permettent de maîtriser et d'améliorer la qualité de l'électricité :

- Les raccordements de nouvelles installations, en nombre significatif en ce qui concerne la production d'électricité notamment, qui doivent être réalisés en garantissant un niveau de qualité satisfaisant pour les nouveaux Clients et pour ceux qui étaient raccordés précédemment.
- Les investissements sur le réseau, particulièrement importants actuellement, avec notamment des renforcements de la structure du réseau et des renouvellements d'ouvrages, qui améliorent la fiabilité et réduisent la vulnérabilité aux incidents.
- Une maintenance adaptée des ouvrages, qui assure un bon niveau de fiabilité, associée à une planification des interventions permettant de minimiser les risques pour l'alimentation des Clients.
- L'exploitation et la conduite du réseau qui permettent de minimiser les risques de perturbations et de rétablir rapidement l'alimentation des Clients suite à un incident.
- La surveillance du niveau de qualité et, le cas échéant, la résorption des situations où le niveau de qualité est insuffisant.

Les solutions techniques permettant de remédier à un problème de QdE ou d'apporter une amélioration sont extrêmement variées. En complément des dispositions mises en œuvre au sein de tous les métiers opérationnels de RTE (politiques et règles de développement de réseau et de conception des ouvrages, politiques de maintenance et de gestion du patrimoine, règles d'exploitation...), on peut identifier notamment :

- les adaptations de la structure du réseau, afin de limiter les conséquences des défauts grâce à une topologie et des schémas d'exploitation plus adaptés : installation de disjoncteur, suppression de piquage...



- les actions de fiabilisation des ouvrages, notamment des lignes aériennes, afin de diminuer le risque de défauts : amélioration des mises à la terre, installation de parafoudres ou de dispositifs avifaunes, pose de câble de garde, sur-isollement, traitements anti-pollution...
- les améliorations de performance du contrôle-commande, afin d'éliminer les défauts plus rapidement ou de façon plus sélective, ou de permettre une réalimentation plus rapide : installation de protections (différentielles de barres...), d'accélération de stade, d'automates (RTR...), de dispositifs de maintien du réenclenchement sur les liaisons aéro-souterraines (PMC...)...
- voire l'installation de dispositifs permettant d'atténuer les perturbations de la qualité de l'onde (profondeur des creux de tension, niveau de déséquilibre, de flicker, d'harmoniques...)...

Quelques exemples de réalisations techniques sont présentés dans les fiches régionales du Schéma décennal.

En résumé, la conception et l'exploitation du réseau de Transport, ainsi que le mode de raccordement sont des éléments qui participent aux bons résultats en termes de qualité de l'électricité. En effet, le caractère « maillé » du réseau ou la présence d'une 2ème alimentation permettent de minimiser le risque de coupure pour un client. Par ailleurs, la mise en œuvre et le bon fonctionnement d'automatismes de reprise permettent, en limitant la durée des coupures, de minimiser le risque de coupures longues.

MESURE DE LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Deux indicateurs permettent de vérifier le bon niveau global de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport français, confirmant que RTE figure parmi les tous meilleurs gestionnaires de réseau européen en la matière :

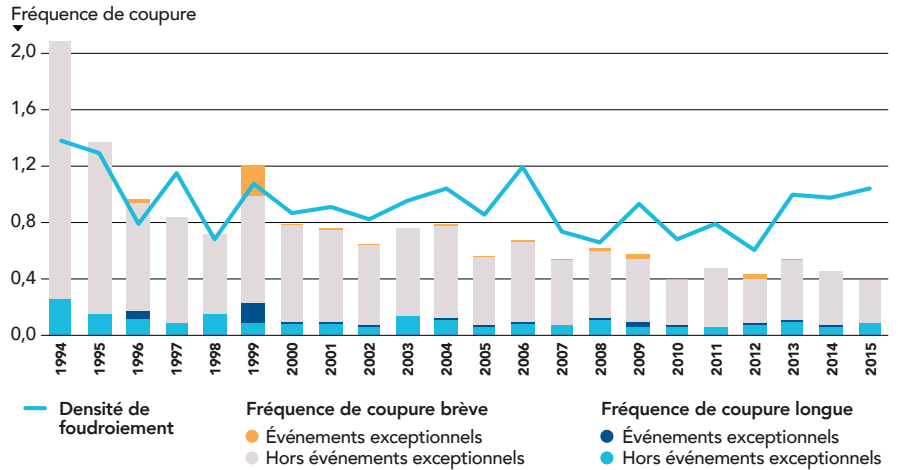
- la fréquence de coupure, qui représente le nombre moyen de coupures fortuites par site dans l'année ;
- le temps de coupure équivalent, exprimé en minutes/secondes, qui caractérise l'ampleur des coupures en considérant le volume d'énergie non distribuée (END) associé aux coupures longues survenues dans l'année, ramené à la puissance moyenne distribuée au cours d'une année.

La fréquence de coupure est quasiment au meilleur niveau jamais atteint (0,38 en 2010). Cet excellent résultat est principalement lié à la fréquence de coupures brèves qui atteint un résultat historique malgré une activité orageuse élevée (la 2ème plus forte de ces 15 dernières années), alors que la fréquence de coupures longues est en grande partie affectée par une série d'avaries sur les transformateurs de mesures, notamment lors de l'épisode caniculaire du début de l'été (30 juin – 4 juillet). Ces avaries ont occasionné des coupures importantes et des délestages dans plusieurs régions, principalement sur la façade ouest de la France (Pays de Loire, Bretagne, Normandie...).

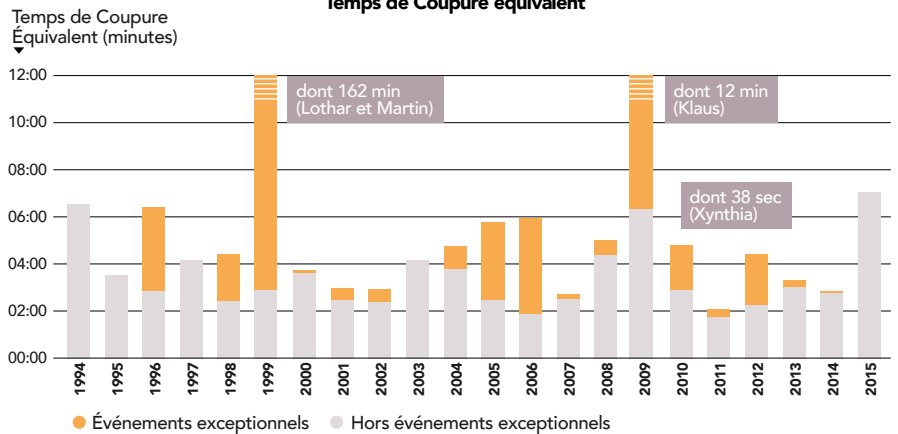
En 2015, le Temps de Coupure Equivalent (TCE), toutes causes confondues, s'élève à 7 minutes et 1 seconde. Ce temps de coupure correspond à une énergie non distribuée de 5540 MWh. Ce résultat médiocre est expliqué en grande partie pour la série d'avaries ayant affecté les transformateurs de mesures durant l'épisode caniculaire de l'été dernier. Ces événements participent à hauteur de 5 minutes 44 secondes au résultat 2015 du TCE.

En moyenne, depuis 2010, le TCE est de l'ordre de 3 minutes.

Fréquence de coupure



Temps de Coupure équivalent

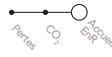
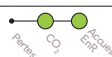
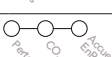

















RTE poursuit ses efforts pour consolider les très bons résultats sur la fréquence moyenne de coupure par client et pour ramener le TCE à un meilleur niveau. Un des meilleurs exemples est la mobilisation maximale des équipes de RTE lors des incidents survenus pendant la vague de chaleur dont l'analyse s'est traduite par la suite par la définition d'une politique de remplacements accélérés des appareils pouvant faire défaut à l'avenir.

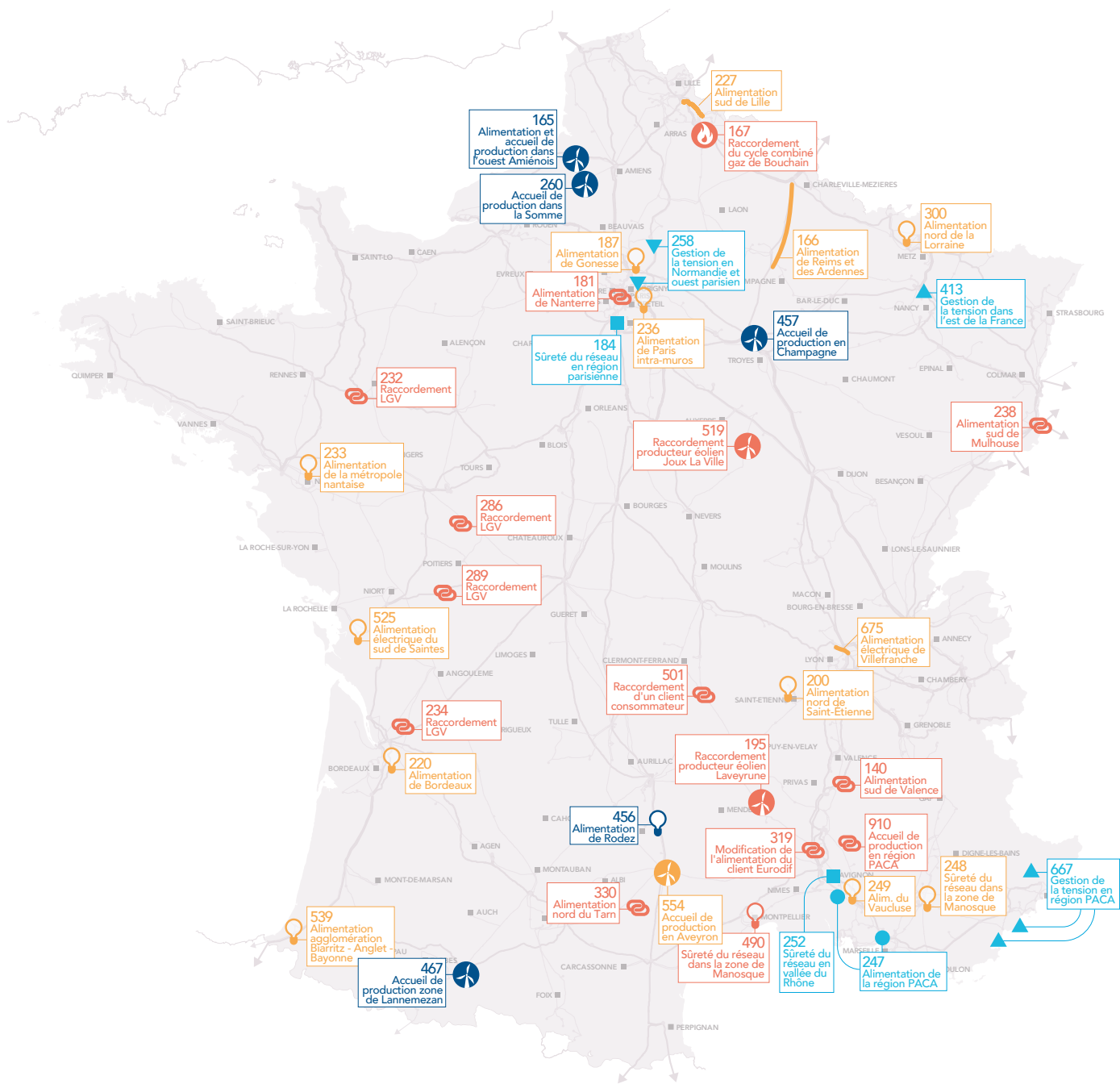
L'année 2015 a également été marquée par l'approbation d'un nouveau contrat d'accès au réseau public de transport (CART) à destination des consommateurs et plus adapté à leurs besoins. Dès 2016, les clients consommateurs bénéficieront de meilleurs engagements sur la continuité d'alimentation électrique.

Pour en savoir plus, vous pouvez consulter le rapport annuel sur la qualité de l'électricité 2015 de RTE : http://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_annuel_qde_2015.pdf

Le réseau de transport d'électricité et les nouvelles infrastructures en 2016

	N°	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE
2016					
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	140	RACCORDEMENT DU POSTE DE ETOILE-SUR-RHÔNE 225 KV	Raccordement d'un client distributeur	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 1,6 km en piquage sur Valence- Logis Neuf jusqu'au nouveau poste-source	
	195	RACCORDEMENT DU POSTE DE LAVEYRUNE 225 KV	Raccordement d'un client producteur éolien	Création du poste 225 kV de Laveyrune en coupure sur la ligne 225 kV Pratclaux - Pied de Borne	
	200	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE VOLVON 225/63 KV	Sécurisation de l'alimentation électrique du nord de Saint-Etienne	Installation d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 170 MVA, et exploitation en 225 kV du second terre de la liaison Soleil-Volvon	
	319	MODIFICATION DU RACCORDEMENT DU CLIENT EURODIF	Réaménagement du raccordement de l'usine Georges Besse 1 - Eurodif à Tricastin.	Construction de 2 liaisons souterraines de 350 m environ et extension du poste 225 kV de Tricastin.	
	501	RACCORDEMENT DU POSTE DE CONSTELLIUM PAR UNE LIAISON SUR ISSOIRE 225 KV	Amélioration de la sécurité d'alimentation	Création de 2 liaisons souterraines 225kV de 700 m.	
	675	RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA LIAISON BOISSE MEUNIÈRE 225 KV	Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche	Augmentation de capacité de transit des conducteurs par retente.	
	910	RACCORDEMENT DU CLIENT EDF À TRICASTIN	Raccordement du client EDF	Raccordement du client EDF au poste de Tricastin	
BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ	519	RACCORDEMENT DU POSTE 225KV DE JOUX LA VILLE	Raccordement d'un parc éolien	Création du poste 225 kV de Joux la Ville en coupure sur la ligne 225 kV Avallon - Serein - Tonnerre	
GRAND-EST	166	CHARLEVILLE - REIMS	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	Reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV Lonny-Seuil-Vesle existante - voir zoom dédié	
	238	RACCORDEMENT DU POSTE DE HARDT 225/20 KV	Raccordement poste distributeur	Raccordement poste source	
	300	AUGMENTATION DE LA TENUE AUX COURTS-CIRCUITS DU POSTE DE AMNEVILLE 225KV	Sécurité d'alimentation de l'industrie nord-lorraine	Augmentation d'IMACC du poste d'Amnéville 225 kV	
	310	ADAPTATION DU RÉSEAU ALSACIEN À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace pour accompagner la transition énergétique	Les équipements de compensation et les transformateurs déphaseurs sont mis en service en 2016. La 2 ^{ème} entrée en coupure de Scheer est décalée de 2 ans, le besoin étant moins urgent (cf. fiche projet dédiée).	
	457	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DE MERY-SUR-SEINE (S3REN)	Accueil EnR - S3REN	Ajout d'un transformateur 400/90 kV et d'un couplage 90 kV au poste de Mery sur Seine	
HAUTS-DE-FRANCE	165	CRÉATION D'UN POSTE 400/225 KV OUEST AMIÉNOIS	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de l'ouest Amiénois et accueil des énergies renouvelables	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 d'environ 30 km entre Blocaux et le nouveau poste	
	167	RACCORDEMENT DU CYCLE COMBINÉ GAZ DE BOUCHAIN	Raccordement d'un cycle combiné gaz sur le poste de Mastaing 400 kV	Création d'une liaison souterraine 400 kV d'environ 2,4 km	
	227	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE AVELIN 225KV ET RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DU POSTE DE ORCHIES 90KV	Renforcement de l'alimentation de Lille	Ajout d'un transformateur 225/90 kV à Avelin et création d'une liaison souterraine 90 kV Avelin-Orchies	
	260	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DES POSTES DE BLOCAUX ET GAUVILLE	Accueil éolien	Ajout d'un transformateur 225/90 kV et d'un TR 225 kV/HTA - poste source de Gauville-	
ÎLE-DE-FRANCE	181	RACCORDEMENT DU POSTE DE BOULE 225 KV	Raccordement d'un poste source pour répondre à l'évolution de la consommation du nord ouest francilien	Raccordement d'un poste source ENEDIS raccordé à la nouvelle ligne Nanterre Puteaux 3	
	184	RECONSTRUCTION DU POSTE DE 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 aux courts-circuits de 40 kA	
	187	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION ET DE L'ALIMENTATION DU POSTE DE VILLIERS LE BEL 225 KV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de Gonesse	Ajout d'un 4ème transformateur de 2x40 MVA, reconstruction en PSEM du poste à 225 kV avec création d'une troisième alimentation 225 kV	

● Très positif ● Positif ● Faiblement positif ○ Négligeable ● Faiblement négatif ● Négatif ● Fortement négatif



Les principales mises en service en 2016

TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES



- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Interconnexions
- Raccordement client
- Sécurité d'alimentation
- Accueil de production

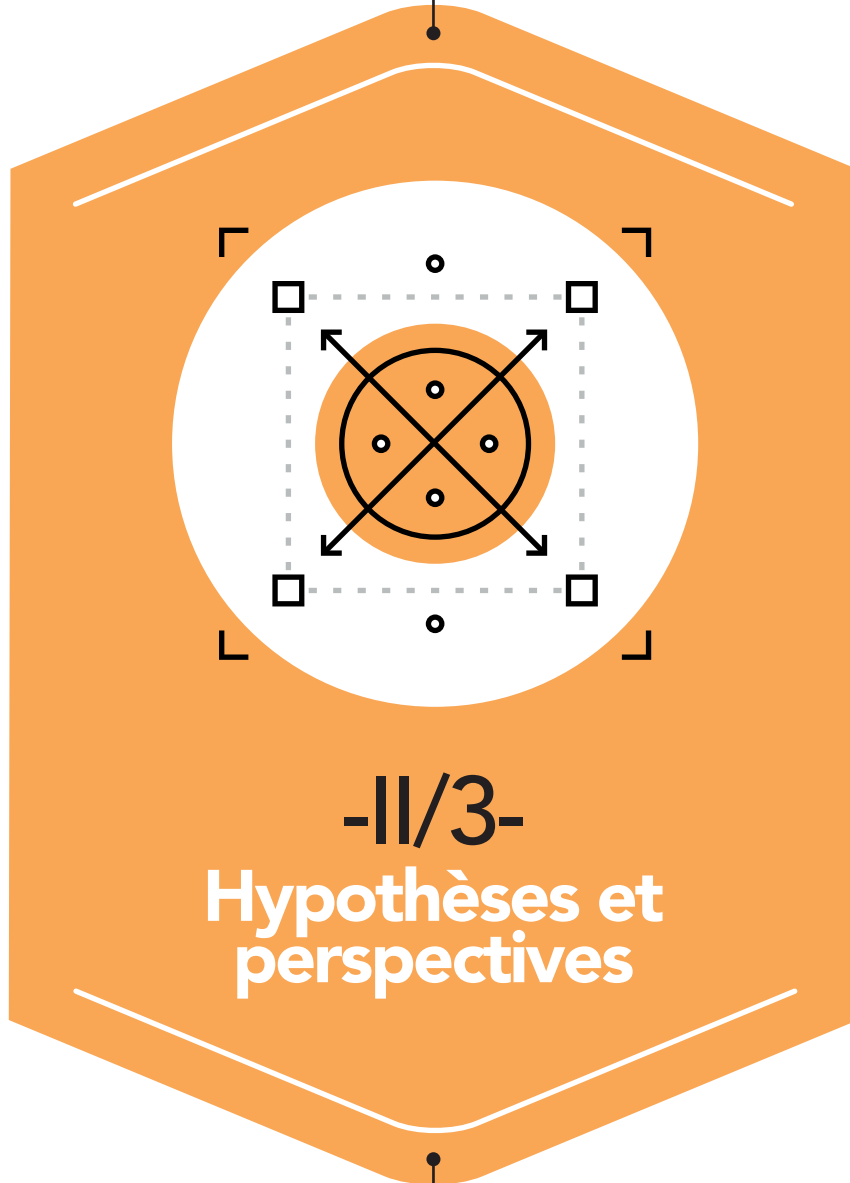
FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

	N°	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE
2016					
ÎLE-DE-FRANCE (SUITE)	236	EXTENSION DU POSTE DE TEMPLE 225KV	Sécurisation de l'alimentation électrique de Paris	Extension du poste 225 kV	
	258	GESTION DES TENSIONS BASSES EN NORMANDIE ET OUEST PARISIEN - PHASE 2	Amélioration de la tenue de la tension	Installation de batteries de condensateurs 400 kV (2x150 Mvar) au poste de Sausset et de batteries filtrées 225 kV (1x80 Mvar) au poste de Moru	
NOUVELLE AQUITAINE	220	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE FLOIRAC 225 KV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un transformateur de 70 MVA par un appareil de 170 MVA	
	234	RACCORDEMENT DU POSTE SNCF DE CLÉRAC 400KV	Raccorder une nouvelle station pour la liaison ferroviaire sud Europe Atlantique	Construction d'un JdB 400 kV équipé de 2 cellules lignes et d'une liaison aérienne double terne 400 kV en coupure sur Cubnezais-Plaud	
	286	RACCORDEMENT DU POSTE SNCF DE MONDION 225KV	Raccorder une nouvelle station pour la liaison ferroviaire sud Europe Atlantique	Construction du poste 225kV de Mondion en coupure sur la ligne 225 kV Distr-Orangerie	
	289	RACCORDEMENT DU POSTE SNCF DE ROM 400KV	Raccorder une nouvelle station pour la liaison ferroviaire sud Europe Atlantique	Construction du poste 400 kV de Rom, en coupure sur la ligne 400kV Granzay-Valdivienne 1	
	525	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE FARRADIÈRE 225 KV	Renforcement de l'alimentation de la zone de Rochefort	installation d'un troisième transformateur 225/90kV au poste de Farradière	
	220	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE FLOIRAC 225 KV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Bordeaux	Renforcement de la transformation par le remplacement d'un transformateur de 70 MVA par un appareil de 170 MVA	
	539	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE ARGIA 225KV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz - Anglet - Bayonne	Ajout d'un 2nd transformateur 225/63 kV de 170 MVA	
OCCITANIE	252	AUGMENTATION DE LA TENUE À L'ICC (INTENSITÉ DE COURT-CIRCUIT) DU POSTE DE 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	
	330	RACCORDEMENT DU POSTE ENEDIS DE MIOLLES 225 KV (EX VAL DE RANCE)	Raccordement d'un nouveau poste distributeur	Raccordement d'un poste source Enedis depuis la liaison Gourjade - St Victor 225 kV	
	456	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION D'ONET-LE-CHATEAU 225 KV	Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un deuxième transformateur 225/63 kV de 100 MVA	
	467	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE LANNEMEZAN 225 KV	Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un transformateur 225/63 kV de 170 MVA	
	490	RACCORDEMENT DU POSTE DE LA CASTELLE 225 KV	Raccordement d'un nouveau poste client consommateur	Raccordement d'un poste consommateur depuis la ligne aérienne Saumade-Tamareau 225 kV.	
	554	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE SAINT VICTOR 225KV	Accueil EnR - S3REnR	Ajout d'un deuxième transformateur de 170 MVA	
OCCITANIE & PAYS DE LA LOIRE	247	SÉCURISATION DE L'AXE TAVEL-RÉALTOR 400 KV (TRAVAUX AUX EXTRÉMITÉS)	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la région PACA	Fiabilisation des postes de Réaltor par remplacement de disjoncteurs et de Tavel par remplacement de sectionneurs	
PAYS DE LA LOIRE	232	RACCORDEMENT DU POSTE SNCF DE LE PERTRE 225KV	Raccordement de la nouvelle sous station de Le Pertre pour la LGV Bretagne Pays de Loire	Au poste de Oudon 225 kV, création de 2 jeux de barres avec couplage et création de 2 liaisons souterraines 225 kV de 6 kms entre Oudon et Le Pertre	
	233	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV D'ORVAULT	Sécurisation de l'alimentation électrique de la métropole nantaise	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 ENEDIS de Conraie et à la ligne Gesvres-Blain	
	248	PASSAGE EN 400 KV DU DEUXIÈME TERNE DE LA LIGNE BOUTRE-TAVEL	Augmentation de la puissance de court-circuit de l'axe Boutre - Tavel nécessaire au raccordement du client ITER	Passage en 400 kV du terne actuellement exploité en 225 kV de la ligne double Boutre - Tavel	
	249	CRÉATION DU POSTE 400/225KV DE PLAN D'ORGON	Amélioration de la sécurité d'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	
	667	GESTION DES TENSIONS HAUTES EN RÉGION PACA	Amélioration de la gestion de la tension en PACA	Installation de selfs dans les postes de Réaltor, La Bocca, Fréjus et Broc Carros	

● Très positif ● Positif ● Faiblement positif ○ Négligeable ● Faiblement négatif ● Négatif ● Fortement négatif

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Évolution de la consommation d'électricité en France

Décroissance de la consommation d'électricité en France d'ici 2021.

Depuis quelques années, la consommation se stabilise en France. Les perspectives évoluent désormais à la baisse, en dépit d'une démographie soutenue, d'une reprise de l'activité économique et d'un contexte favorable aux nouveaux usages électriques. En effet, les mesures d'efficacité énergétique vont s'amplifier au cours des prochaines années.

La pointe de consommation s'inscrit dans la même tendance ; son rythme d'évolution est désormais équivalent à celui de la consommation en énergie.

Cette tendance est imputable en grande partie :

- à la diffusion des effets de maîtrise de la demande, et en particulier au développement croissant de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements ;
- au ralentissement tendanciel de la croissance économique depuis plusieurs décennies ;
- à l'évolution de la structure de la consommation (voir encadré).

Une structure de consommation qui évolue

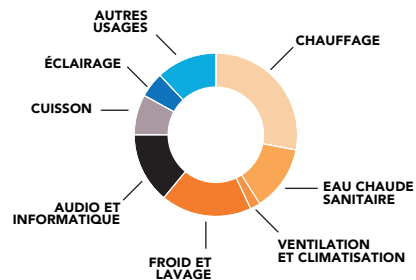
- **TERTIARISATION DE L'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE** : les Services sont moins consommateurs d'électricité que l'Industrie
- **MODIFICATION DU TISSU INDUSTRIEL FRANÇAIS** : délocalisation, recentrage sur une industrie de haute technologie...



La consommation résidentielle (34 %)

La croissance de la consommation résidentielle s'infléchit. Les progrès d'efficacité énergétique enregistrés sur les appareils électriques des usages domestiques conduisent, depuis 2012, à une baisse de la consommation de ces usages. Par ailleurs, la consommation des usages du bâti se stabilise grâce au développement de solutions électriques performantes comme les pompes à chaleur et les chauffe-eau thermodynamiques.

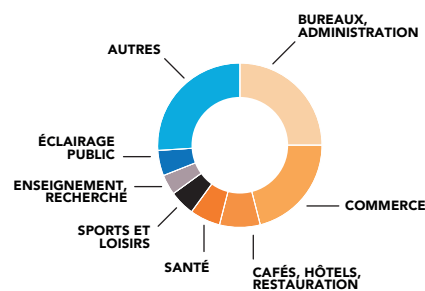
Répartition par usage de la demande électrique résidentielle en 2015



Le secteur tertiaire (29 %)

Le secteur tertiaire est le principal vecteur de la croissance économique, et un facteur important de la dynamique de la consommation d'électricité française. La demande électrique de ce secteur est longtemps restée particulièrement soutenue entre les années 2005 et 2011. Cependant, les chiffres de consommation se sont stabilisés sur la période de 2011 à 2015, et laissent ainsi entrevoir une inflexion de cette tendance.

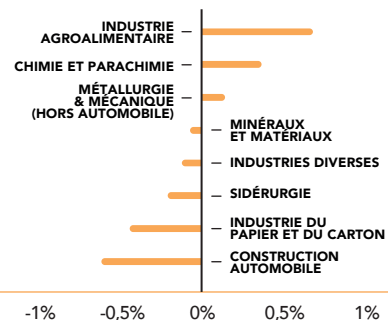
Répartition par branches de la demande électrique tertiaire en 2015



Le secteur industriel (24 %)

La consommation d'électricité dans le secteur industriel est en baisse quasi-continue depuis le début de la décennie précédente. Cette baisse s'explique par les effets conjugués d'une dynamique de la production industrielle en volume relativement atone, du déplacement de l'activité des industries lourdes fortement consommatrices d'énergie vers des industries plus légères à forte valeur ajoutée et des actions d'efficacité énergétique qui ont contribué à faire décroître l'intensité électrique de l'industrie.

Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2015 et 2021 dans le scénario « Référence »



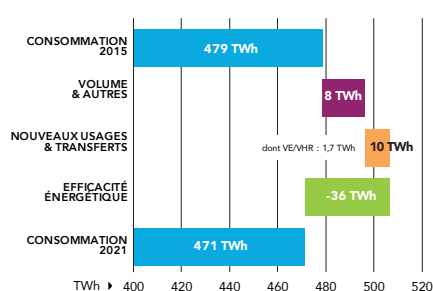
Les secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture (13 %)

La consommation d'électricité des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture, hors pertes et hors enrichissement de l'uranium, est légèrement décroissante depuis dix ans. Cette légère baisse masque des tendances différenciées selon les trois secteurs : hausse du secteur transport tirée par les transports ferroviaires urbains et interurbains de passagers ; stabilité du secteur agriculture ; et baisse du secteur énergie sous l'effet notamment de fermetures de raffineries.



Les mesures d'efficacité énergétique se diffusent à rythme soutenu. A horizon 2020, les prévisions en énergie de la demande d'électricité sont donc revues à la baisse par rapport au Bilan prévisionnel 2015.

Scénario « référence » du Bilan prévisionnel 2016



À long terme

Pour nos études à long terme, la consommation a moins d'impact que l'incertitude sur l'évolution du mix de production.

Localement, les dynamiques d'évolution de la consommation seront de plus en plus différenciées, avec des territoires actifs dans la maîtrise de leurs politiques énergétiques (nouveaux modes de consommation, développement de zones d'activités, du transport électrique, ...).

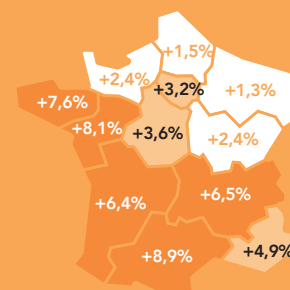
Une dizaine de projets d'infrastructure sont d'ores et déjà présentés dans le volet long terme du Schéma décennal (à partir de 2020) pour répondre aux besoins de sécurisation de l'alimentation électrique.

Il s'agit souvent de travaux réalisables en quelques années seulement (exemple : ajout d'un appareil de transformation dans un poste électrique). RTE pilote ces projets en adoptant une démarche par jalons qui consiste à s'assurer - avant d'engager les travaux - que le niveau de consommation d'électricité prévue sera bien au rendez-vous. D'autre part, avec les opportunités offertes par la transition numérique, RTE étudie des solutions progressives et flexibles permettant de répondre au plus juste à l'évolution de la consommation.

Des territoires différents

Dans certains territoires, comme le littoral ouest et méditerranéen, l'évolution de la consommation électrique reste encore dynamique, en lien direct avec celle de leur démographie.

Garantir la sécurité d'alimentation de ces territoires peut nécessiter des projets de renforcement du réseau électrique.



Évolution démographique prévue dans les 10 ans par région
(source INSEE)

Évolution de la production d'électricité en France

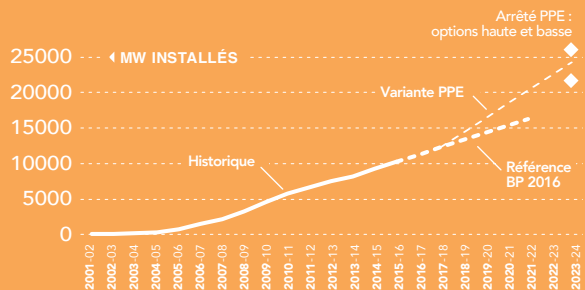
Une progression continue des énergies renouvelables

À la maille des anciennes régions administratives, des objectifs ont été fixés à l'horizon 2020 dans les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE).

Au niveau national, dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), de nouveaux objectifs de croissance des capacités de production d'énergies renouvelables ont été prescrits par les pouvoirs publics. Ils fixent les valeurs cibles des capacités renouvelables à horizon 2018 et leur fourchette d'évolution à horizon 2023.

Éolien terrestre

Dans la continuité de l'exercice 2015, la croissance de l'éolien terrestre est estimée à 1000 MW par an. Une variante visant à doubler la capacité annuelle raccordée à partir de 2018 est également étudiée.



24%

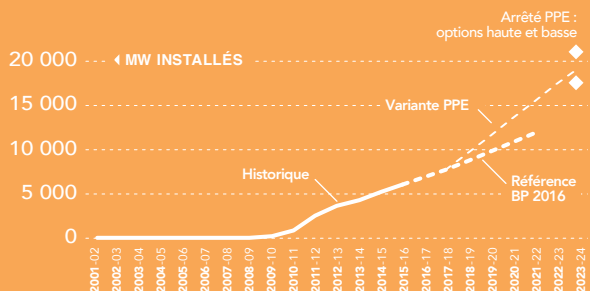
Pour l'éolien terrestre, le facteur de charge annuel est de l'ordre de 24%. Cette caractéristique est importante pour prévoir la production effective. Elle représente l'énergie fournie par rapport à sa capacité maximum. Ce facteur de charge varie de 15 à 20% les mois d'été, et dépasse souvent 30% les mois d'hiver.

Pour le solaire, ce facteur de charge est de l'ordre de 15%, variant de 6 à 20% selon les saisons.



Solaire photovoltaïque

Le développement de la filière solaire photovoltaïque est estimé à 1000 MW par an, chiffre légèrement supérieur à l'exercice 2015. Une variante visant à doubler la capacité annuelle raccordée à partir de 2018 est également étudiée.



83,5%

La production à un instant t peut être très importante ; ainsi, pour le solaire photovoltaïque, un pic horaire, à 83,5% de la production totale installée, a été atteint en avril 2015.



Éolien en mer et énergies marines

L'hypothèse retenue est celle d'une mise en service des projets retenus dans le cadre du premier appel d'offres d'éolienne en mer, avec 1000 MW en 2019, et 1000 MW supplémentaires en 2020. Le 2ème appel d'offres et les énergies marines sont prévus après 2022.

Bioénergies

Les hypothèses de rythme d'installation retenues sont de 50 MW par an dès 2017 pour la filière biomasse et 40 MW par an pour la filière biogaz.

Hydraulique

La puissance du parc hydraulique devrait évoluer très légèrement à la hausse (+200 MW en 2023).

Une phase charnière pour le thermique à flamme

Un avenir dépendant :

- Des débouchés des moyens de production de semi-base,
- Du niveau de prix des combustibles,
- Des conditions de mise en œuvre d'un mécanisme de capacité en France
- Du débat engagé sur le prix du CO₂

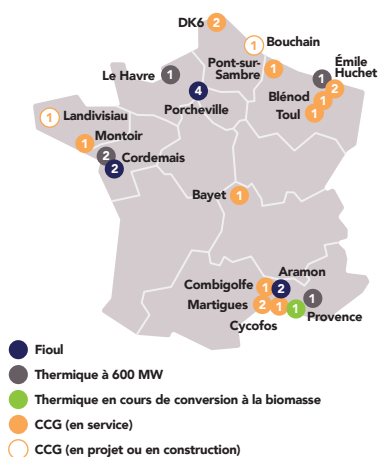
L'atonie de la demande électrique et le développement des énergies renouvelables ont réduit les débouchés pour les moyens de production de type semi-base. La durée d'appel de ces moyens a très nettement diminué, de même que les prix de marché, ce qui a remis en cause la rentabilité de ces moyens de production sur les marchés de l'énergie.

Si le principe d'instauration d'un prix plancher du CO₂ en France était retenu, il pourrait entraîner des retraits de groupes thermique et favoriser les technologies les moins polluantes.

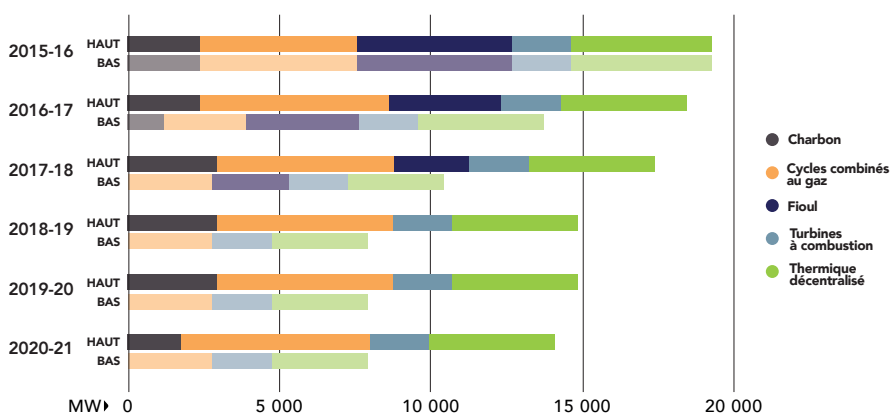
Un faisceau de trajectoires d'évolutions possibles est exploré dans le Bilan prévisionnel 2016. Il est encadré par deux scénarios contrastés :

- « **thermique haut** » : maintien des installations thermiques ;
- « **thermique bas** » : érosion significative et rapide du parc thermique à flamme.

Centrales thermiques fioul, charbon et CCG au 1^{er} janvier 2016



Hypothèses de capacités disponibles du parc thermique à flamme dans les scénarios « thermique haut » et « thermique bas »



La capacité nucléaire se maintient à moyen terme

A long terme, la localisation et la date des arrêts de centrales sont incertaines. Elles dépendent de plusieurs paramètres qui seront connus au fur et à mesure des visites décennales et des décisions de l'Autorité de Sécurité Nucléaire.

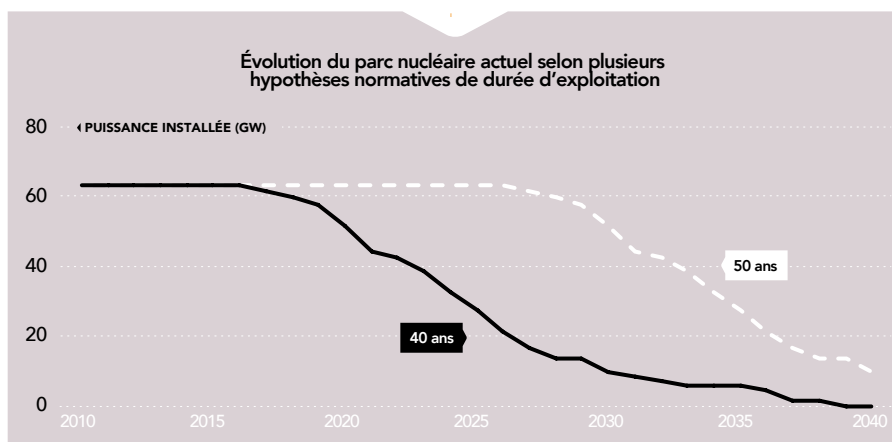
Le parc sera complété d'un réacteur de type EPR (European Pressurised Water Reactor) d'une puissance nominale de 1650 MW, sur le site de Flamanville. La date de mise en service de l'EPR est annoncée par EDF à fin 2018. Dans le même temps, l'arrêt d'une capacité nucléaire historique intervient afin de respecter le plafonnement du parc à 63,2 GW.

A l'horizon 2025, la loi de transition énergétique a pour objectif d'abaisser à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité.

La durée d'exploitation du parc nucléaire est un paramètre clé de l'évolution de l'offre de production française. Son impact sur le système électrique français est renforcé par le nombre très important de groupes construits sur une courte période dans les années 80.

L'hypothèse d'une durée de vie identique pour l'ensemble des groupes provoquerait de façon mécanique une réduction tout aussi importante du parc nucléaire français, sur une période similaire. Il est en tout état de cause souhaitable d'anticiper la problématique du renouvellement ou du remplacement de ces réacteurs afin d'étaler dans le temps les investissements nécessaires, que ce soit pour le renouveler ou lui substituer d'autres moyens de production.

Ainsi, d'ici 2030, un éventuel arrêt des centrales à l'issue d'une durée d'exploitation de 40 ans concernerait 51 des 58 groupes actuellement en service, soit 85 % de la puissance actuellement en exploitation.



Sur ces 51 groupes, et à cet horizon, 14 auront plus de 50 ans (soit moins de 20 % de la puissance installée).

Au-delà du volume global, RTE ne dispose pas à ce jour de calendrier et n'a pas connaissance des critères fondant les choix de déclassement des réacteurs nucléaires existants. Les perspectives de construction éventuelle de nouveaux réacteurs ne sont pas non plus précisées. Or, la localisation effective des capacités de production envisagées est déterminante pour le réseau et cette incertitude structure les analyses de flux long-terme.

L'impact sur les flux sera bien sûr d'autant moins important :

- que les arrêts ne seront pas concentrés sur une partie du territoire,
- que sur les sites relativement isolés (au sens du réseau électrique) des moyens de production pilotables seront maintenus et disponibles
- et que les interconnexions permettant de recourir aux moyens de productions situés au-delà de nos frontières seront renforcées.

Le scénario « nouveau mix », déjà décrit dans l'édition 2015 du Schéma Décennal de Développement de réseau, est conforme à la loi de transition énergétique. Ses caractéristiques, décrites de manière synthétique à la maille nationale, recouvrent une très grande diversité de déclinaisons locales.

Les perspectives d'évolution d'infrastructures présentées dans cette édition, résultant de nombreuses études de sensibilité, prennent en compte des variations d'hypothèses conséquentes en matière de localisation des moyens de production.

Les fortes incertitudes accompagnant cette période de profonde mutation ont amené RTE à adapter la manière dont il anticipe les évolutions de l'infrastructure de réseau.

De nombreuses analyses de sensibilité aux hypothèses structurantes sont menées. Les projets sont conduits en adoptant une démarche par jalons, consistant à s'assurer à chaque étape structurante que les déterminants clés requis sont bien atteints (volume d'ENR sur la zone, déclassements de groupes de production, ...) avant de passer à l'étape suivante. Ceci permet de décider des projets robustes aux évolutions possibles et de limiter le risque de coûts échoués pour des ouvrages dont l'utilité serait remise en cause.



Synthèse des hypothèses d'évolution du parc de production français à moyen terme

Pour en savoir plus :
«Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande»

www.rte-france.com/bp2016

Synthèse des hypothèses d'évolution du parc de production français à moyen terme

VALEURS AU 1 ^{ER} JANVIER (en GW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	63,1	63,0	63,0
Charbon*	2,4	2,4/1,2	2,9/0	2,9/0	2,9/0	1,7/0
Cycles combinés au gaz*	5,2	6,2/2,8	5,8/2,8	5,8/2,8	5,8/2,8	6,2/2,8
Fioul	5,1	3,7	2,5	0,0	0,0	0,0
Turbines à combustion	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Thermique décentralisé non EnR*	4,7	4,2	4,2/3,2	4,2/3,2	4,2/3,2	4,2/3,2
Thermique décentralisé EnR	1,7	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Hydroélectricité (turbinage)	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Éolien	10,3	11,3	12,3	13,3	15,3	17,3
Photovoltaïque	6,1	6,9	7,8	8,8	9,8	10,8
Effacements de consommation	3,5	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3

* Lorsque deux valeurs sont indiquées, la première correspond au scénario « thermique haut » et la seconde au scénario « thermique bas »

Les Schémas régionaux Climat-Air-Energie (SRCAE)

Les Schémas régionaux Climat-Air-Energie (SRCAE) définissent les ambitions des régions en matière d'énergies renouvelables pour 2020

Les Schémas régionaux Climat-Air-Energie (SRCAE) ont été initiés par le décret du 16 juin 2011. Ils définissent en particulier, pour chaque région administrative, les objectifs qualitatifs et quantitatifs de développement de la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020. Ces grandes ambitions sont arrêtées par le préfet de la région après l'approbation du conseil régional.

Pour la partie « Énergie », chaque région s'est fixée des ambitions concernant les potentiels de maîtrise de la demande (élaboration de scénarios de consommations toutes énergies à 2020) et les potentiels de développement des énergies renouvelables terrestres (production de chaleur et d'électricité). Pour la plupart des énergies renouvelables, ces objectifs ont été traduits en puissance installée, avec une localisation plus ou moins affinée suivant les régions. Ainsi l'optimisation du potentiel éolien (qualitatif et quantitatif) est recherchée au travers de l'identification de zones favorables à son développement réalisée dans le Schéma régional éolien (SRE), annexé au SRCAE.

En tant qu'acteur privilégié du système électrique français, RTE a pour objectif d'accompagner le développement des énergies renouvelables et joue un rôle d'expertise auprès des régions afin de confronter leurs objectifs avec les conséquences en termes de raccordement et de renforcement du réseau public de transport. RTE met à disposition sa vision du paysage électrique actuel et son évolution à l'horizon 2020.

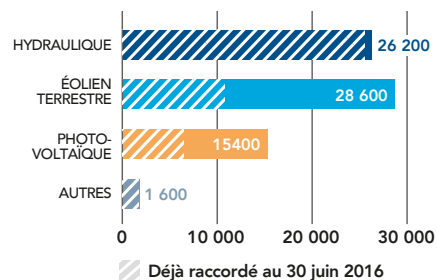
Depuis mi 2014, tous les SRCAE ont été validés et publiés.

On dispose ainsi aujourd'hui d'une bonne visibilité des objectifs que se sont fixés les régions qui ont construit leur vision partagée de leur futur énergétique à travers les acteurs territoriaux. Au-delà du parc hydraulique déjà installé qui a un fort poids historique, ce sont près de 47 GW de potentiel qui ont été identifiés sur l'ensemble de la France, dont 29 GW d'éolien terrestre et 15 GW de photovoltaïque (dépassant l'objectif national fixé pour 2020 de 19 GW pour l'éolien, et 5,4 GW pour le photovoltaïque).

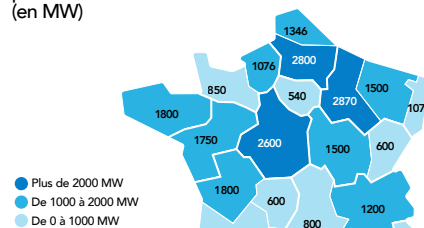
La Loi n°2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi NOTRE, a créé un nouveau schéma de planification le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) dont l'élaboration est confiée aux régions. Les SRCAE seront ainsi amenés à être intégrés au sein des SRADDET d'ici 2019.

Ambitions des Schémas régionaux Climat-air-énergie

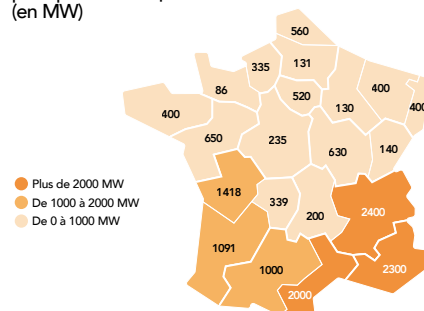
Estimation des ambitions EnR 2020 sur l'ensemble France métropolitaine (en MW, hors Corse)



Ambitions des SRCAE pour l'éolien terrestre à 2020 (en MW)



Ambitions des SRCAE pour photovoltaïque à 2020 (en MW)





Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) planifient l'évolution du réseau électrique en phase avec le développement des projets de production renouvelable

Le code de l'Energie confie à RTE la responsabilité d'élaborer les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), puis de les réviser dans les conditions prévues.

Les SRCAE définissent des objectifs chiffrés de développement des énergies renouvelables. A partir de ces orientations, les S3REnR déterminent les conditions de développement et de renforcement du réseau pour accueillir de façon coordonnée les nouvelles capacités de production des installations d'énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque, méthanisation...). Pour chaque région, ils comportent :

- les travaux de développement, de création de nouveaux ouvrages ou de renforcements d'ouvrages existants à réaliser pour atteindre les objectifs de développements des énergies renouvelables fixés au niveau régional,
- les critères de déclenchement des travaux,
- la capacité d'accueil globale et celle réservée par poste électrique,
- le coût détaillé des ouvrages à créer ou à renforcer ainsi que le financement par chacune des parties (RTE, gestionnaires de réseau de distribution, producteurs d'énergies renouvelables), le calendrier prévisionnel des études à conduire et les procédures à suivre pour la réalisation des travaux.

Les S3REnR permettent aux installations productrices d'énergie renouvelable de plus de 100 kVA de bénéficier pendant dix ans d'une réservation des capacités d'accueil.

L'élaboration des S3REnR est le fruit d'une concertation avec les parties prenantes régionales et elle intègre les enjeux de préservation de l'environnement.

Concrètement, à partir des objectifs de développements fixés au niveau régional et d'une identification fine des gisements réalisée avec les parties concernées (organisation de producteurs, gestionnaires de réseau de distribution), RTE étudie et propose les meilleures solutions technico-économiques, compatibles avec les enjeux de préservation de l'environnement. Les S3REnR proposés par RTE, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution, sont mis en consultation des parties prenantes régionales désignées par le code de l'Energie (les organisations de producteurs, les Chambres de Commerces et d'Industries, les services déconcentrés de l'Etat et du Conseil régional, entre autres) afin de se concerter sur le choix de la stratégie à retenir.

Les S3REnR sont soumis à évaluation environnementale et, à cette fin, accompagnés d'un rapport d'évaluation des incidences qui permet de décrire et d'apprécier de manière appropriée, les incidences notables directes et indirectes du schéma sur l'environnement.

Dès leur approbation par le Préfet de région, les études et procédures nécessaires à l'autorisation des ouvrages peuvent être engagées par les gestionnaires de réseau.

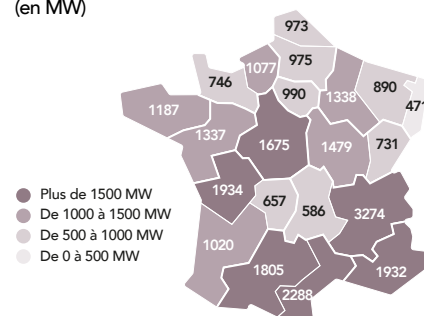
Les coûts de création des nouveaux ouvrages du réseau sont mutualisés entre les différents producteurs d'électricité d'origine renouvelable. Ceux-ci doivent prendre en charge le coût financier de leur raccordement et contribuer, par une quote-part (en k€/MW) et au prorata de leur puissance maximale, au coût des travaux de création permettant les nouvelles capacités d'accueil définies au schéma. Cette mutualisation des coûts vise à favoriser l'émergence de projets EnR dans des zones où les coûts de raccordement seraient trop importants pour un seul porteur de projet.

Lorsque la capacité d'accueil a été atteinte dans le cadre d'un schéma, un nouvel objectif global doit être fixé, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution et en concertation avec les parties prenantes régionales désignées par le code de l'Energie.

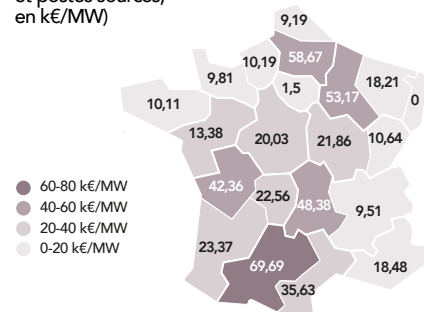
Dans ce cas, cet objectif tient compte du volume de puissance des installations déjà entrées en file d'attente en vue de leur raccordement ainsi que du volume de projets à raccorder d'ici l'adoption du futur SRADDET par le Conseil régional. Cet objectif est notifié au Préfet de région, avant le lancement de la révision du S3REnR par RTE.

Chiffres clés des S3REnR au 31 mai 2016

Capacités réservées aux énergies renouvelables (en MW)



Quotes-parts régionales (réseau public de transport et postes sources, en k€/MW)



Rappel du cumul des ambitions des SRCAE (hors hydraulique historique) **48,3 GW**

Cumul des capacités réservées à l'ensemble des EnR **24,1 GW**

Moyenne des quote-parts au titre de la mutualisation (réseau public de transport et postes sources) **24 k€/MW**

¹ Au-delà de 100 kVA depuis le 2 juillet 2014 cf infra

Point d'avancement des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

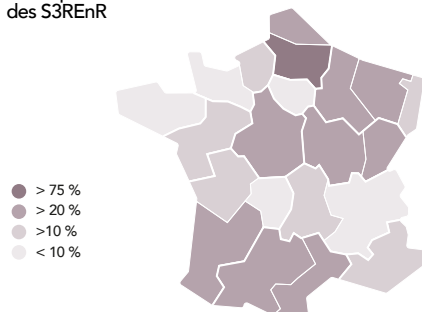
À fin 2016, les vingt-et-un S3REnR ont été approuvés.

Les disparités régionales peuvent être importantes en fonction des ambitions quantitatives et qualitatives validées par le préfet pour le schéma d'une part, et de la capacité d'accueil initiale du réseau électrique d'autre part.

Il arrive que dans certaines régions, pour des zones spécifiques éloignées du réseau ou disposant d'un réseau insuffisant au regard des ambitions validées pour le schéma, le raccordement des nouveaux sites de production d'énergies renouvelables induisent des besoins importants de création de réseaux, susceptibles de provoquer une forte augmentation de la quote-part.

Pour optimiser le traitement de ces zones, RTE a proposé, lors des phases de concertation, des variantes. La mise en débat de ces variantes lors des phases de concertation a permis aux parties prenantes de valider ou d'infirmer l'intérêt économique de créations d'ouvrages du réseaux destinés à évacuer la production d'énergie renouvelable de ces zones. In fine, le préfet a validé les schémas retenus et les quote-parts qui en découlaient.

Taux de remplissage des capacités réservées des S3REnR



La modification du volet S3REnR du code de l'énergie apporte de nouvelles souplesses et définit les modalités de révision des schémas.

Après consultation des parties prenantes, le décret 2016-434 11 avril 2016 modifie la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables :

Il définit les critères suivant lesquels RTE, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution, doit engager la révision d'un S3REnR en vigueur et les modalités de cette révision. Il précise les modalités de traitement des demandes de raccordement dans un schéma saturé et définit.

En complément des possibilités de transfert de capacité déjà offertes par la réglementation, il donne à RTE, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution, la possibilité d'adapter à la marge les schémas. Les projets d'adaptation sont soumis à des parties prenantes, identifiées dans le code de l'énergie, pour avis, avant d'être notifiées au préfet. Les adaptations peuvent avoir un impact limité sur la capacité d'accueil globale, la quote-part ou le volume des renforcements de réseau.

Enfin, le décret introduit l'élaboration d'un bilan technique et financier au moment de la révision d'un schéma et complète l'état technique annuel élaboré conjointement par RTE et les gestionnaires de réseau de distribution par un volet financier.

Les bilans techniques régionaux à fin 2015, disponibles sur le site RTE, confirment les dynamiques contrastées de développement des énergies renouvelables entre les régions.

● Fin 2015, le schéma révisé de la région Champagne-Ardenne a été approuvé par le préfet. Cette région reste très dynamique, avec un taux de remplissage du schéma dépassant déjà 20%.

● Le schéma Picardie est arrivé à saturation fin 2015, et on observe une dynamique importante sur le schéma Nord-Pas de Calais, sur lequel plus des deux tiers de la capacité réservée a déjà été attribuée à des projets en file d'attente et qui pourrait atteindre la saturation avant fin 2016. Conformément aux dispositions du décret du 11 avril 2016, RTE a indiqué au préfet des Hauts de France sa décision d'engager la révision conjointe des schémas Picardie et Nord-Pas de Calais. Le préfet a donc demandé à RTE d'engager le processus de révision.

Les différentes parties prenantes vont tout d'abord travailler sur les nouveaux objectifs du schéma à faire valider par le préfet, avant d'identifier et de localiser les potentiels de développement des énergies renouvelables, permettant à RTE, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution, de proposer un nouveau projet de schéma à la consultation, les modalités de calcul des nouvelles capacités réservées et la nouvelle quote-part..

● La dynamique des autres régions reste assez contrastée, avec cinq régions ayant un taux de remplissage inférieur à 5% et neuf d'entre-elles un taux compris entre 20 et 30%.

Potentiers de raccordement pour l'accueil de la production

Le réseau 400 kV offre globalement une forte capacité d'accueil de production mais significativement différenciée territorialement

Un potentiel de raccordement représente une **capacité de production** (en MW) qu'il est possible de **raccorder** dans une portion du territoire **sans dépassement** de la capacité du réseau.

Sur la carte ci-contre sont présentés ces potentiels de raccordement à l'horizon de 5 ans.

Les zones favorables au raccordement de production sont celles à potentiel élevé. Une zone à potentiel nul indique que le réseau ne peut plus accepter de puissance supplémentaire sans être renforcé.

Les évolutions par rapport aux années passées sont dues aux nouvelles prévisions de consommation et de production, aux évolutions du réseau qui ont pu avoir lieu et à l'évolution des scénarios d'échanges.

L'analyse des risques de congestion sur le réseau a permis de découper le territoire national en 26 zones.

Celles-ci sont définies de telle manière que les lignes qui les composent soient robustes à l'arrivée de production, alors que les lignes entre zones, au contraire, constituent les premiers goulets d'étranglement.

Pour chacune des zones, sont précisés (en MW) le potentiel de raccordement et le volume des projets en file d'attente.

Enfin, les données affichées tiennent compte du cadre d'élaboration et de mise en œuvre des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). Cet affichage des capacités d'accueils des schémas est disponible sur le site www.capareseau.fr pour les régions dont le S3REnR est approuvé.

RTE affiche sur son site internet, dans l'espace dédié aux producteurs, la carte des « potentiels de raccordement » de production sur le réseau, présentée ci-après.



Le potentiel de raccordement



Le potentiel de raccordement est calculé en supposant que les installations de production existantes (sauf celles dont l'arrêt est programmé) sont en service. Il tient compte également des projets déclarés de futures installations de production (projets dits « en file d'attente »).

Compte tenu de la multiplicité des situations qui peuvent être rencontrées (hiver ou été, heures pleines ou creuses, ventées ou non, etc.), le potentiel de raccordement est un ordre de grandeur. Il est établi à destination des industriels investisseurs, sans préjudice de résultats que livrerait l'étude de raccordement d'une nouvelle installation de production précisément définie.

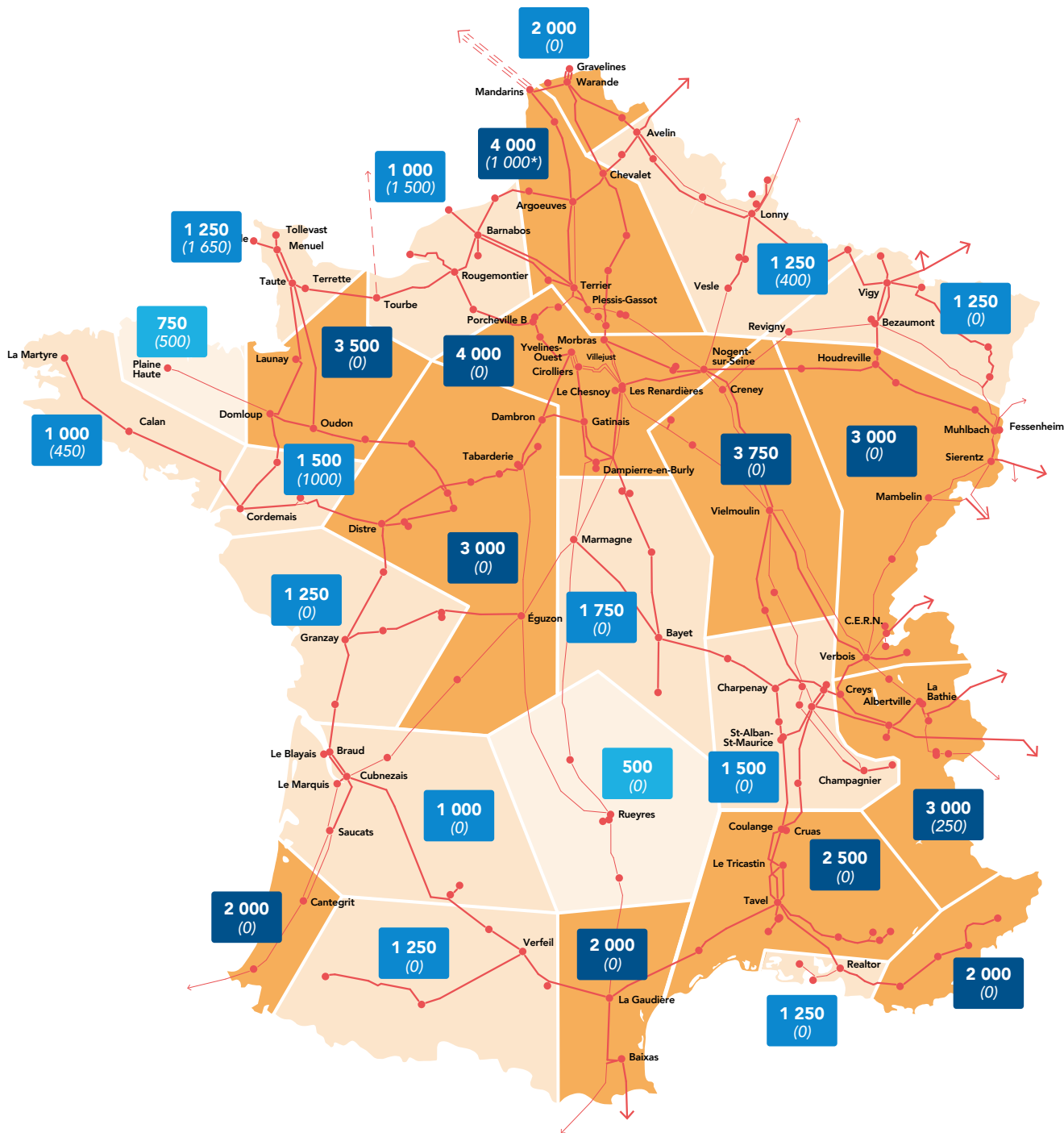
Une file d'attente des productions ?



Le volume des projets en file d'attente donne une idée du dynamisme de chaque zone en termes de futures installations de production. Celles-ci entrent en file d'attente après la contractualisation de leur raccordement.

Il leur faut ensuite obtenir toutes les autorisations administratives nécessaires. Dans l'attente, les éoliennes par exemple ne sont pas encore construites. La file d'attente leur permet de réserver leur place pour injecter sur le réseau. RTE les considère donc comme si elles étaient raccordées. RTE se mobilise ensuite pleinement pour raccorder dans les délais ces productions, une fois qu'elles ont le droit d'être construites.

Les données relatives aux files d'attentes sont établies en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution, RTE étant responsable du calcul et de l'information sur les potentiels de raccordement.



Les potentiels de raccordement à l'horizon 2020 sur le réseau 400 kV
(calculés en septembre 2016)

ZONES AVEC POTENTIEL DE RACCORDEMENT



* Les 1000 MW de la file d'attente correspondent à une nouvelle interconnexion

(1800) Volume réservé en file d'attente raccordé en THT (unités supérieures à 250 MW)

2000 Potentiel de raccordement additionnel (en MW)

RÉSEAU ACTUEL À 400 KV

- Poste 400 kV
- Ligne à 1 circuit
- Ligne à 2 circuits et plus avec au moins 1 circuit en 400 kV
- ≡≡≡ Interconnexion France-Angleterre en courant continu

Une augmentation des capacités d'interconnexion pour permettre la transition énergétique en Europe



Les besoins de développement du réseau européen sont étudiés au sein d'ENTSO-E, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens instituée par le règlement CE/714/2009. ENTSO-E réalise notamment le schéma décennal de développement du réseau européen (en anglais : Ten-Year Network Development Plan, TYNDP, disponible sur www.entsoe.eu) dont la dernière mise à jour a été publiée pour consultation sur le site d'ENTSOE en juin 2016.

Le développement des réseaux européens apparaît en effet comme essentiel pour atteindre les objectifs de la politique énergétique européenne :

- La sécurité d'approvisionnement,
- L'intégration des énergies renouvelables,
- La lutte contre le réchauffement climatique,
- ainsi qu'un marché de l'électricité compétitif et intégré.

« L'intégration des énergies renouvelables entraîne des flux nord-sud plus amples, plus volatils sur de plus grandes distances en Europe d'ici 2030 » (ENTSO-E, TYNDP 2016)

L'orientation nord-sud de ces nouveaux flux sur le réseau européen est dictée par la géographie.

Du nord au sud, l'Europe est un millefeuille où alternent :

- **Les centres de consommation : l'arc de Manchester à Milan, englobant le Benelux, la Ruhr et le sud de l'Allemagne ; la région parisienne ; le littoral méditerranéen ;**
- **De grandes concentrations d'énergies renouvelables : de l'Irlande à la Baltique, de la Manche à la Champagne et au Centre, du Portugal à la Grèce ;**
- **Et les massifs montagneux et leurs barrages.**

Selon la météo, la production éolienne dans le nord de l'Espagne ou dans le nord de l'Allemagne peut varier de l'ordre de 10 GW simultanément. La consommation française peut aussi varier dans cette proportion aujourd'hui au cours d'une vague de froid. Les flux sur les réseaux sont affectés sur une distance de 1000 à 2000 km par des aléas.

Les capacités de stockage des barrages (des Alpes pour l'essentiel) peuvent permettre de lisser les écarts pour l'équilibre offre-demande mais ne limitent pas ces flux.

Par contraste, il y a quelques années, le parc de production était majoritairement constitué de centrales thermiques réparties de façon relativement homogène sur

l'ensemble du territoire européen, avec, pour fixer les idées, des puissances et des distances aux zones de consommation caractéristiques de l'ordre respectivement de 1 GW et de 100 à 300 km.

Ce double changement d'échelle, en volume et spatial, est le principal moteur du développement du réseau européen.

Un développement du réseau de 1% par an pour permettre au parc de production de croître de 3% par an.

Au total, ENTSO-E identifie près de 150 milliards d'euros d'investissements à réaliser sur les réseaux, en vue de fluidifier les échanges d'énergie en Europe.

Ces investissements permettent de faire face aux besoins d'échanges d'énergie essentiels entre les différents pays du continent. Ils permettent le développement des énergies renouvelables de sorte qu'elles couvrent 45 à 60% de la consommation européenne selon les scénarios envisagés.

ENTSO-E revoit tous les deux ans les scénarios du TYNDP afin d'en conserver la pertinence au vu des évolutions les plus récentes du système électrique. Les noms des différentes visions 2030 du TYNDP2016 sont voisins de ceux de l'édition 2014, ils masquent en réalité les évolutions suivantes :

- **la demande se maintient à un niveau inférieur, surtout pour les visions 2 et 3 ; l'effet de certains transferts vers l'électricité sur la demande est compensé par une meilleure efficacité énergétique.**
- **les coûts des combustibles fossiles et du CO₂ pour la production d'électricité ont été revus à la baisse suivant les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie d'il y a deux ans, de l'ordre de -30%. Les valorisations des projets diminuent quasiment d'autant. (Les prévisions de l'AIE retrouvent aujourd'hui le niveau retenu dans le TYNDP 2014.)**
- **les objectifs européens pour 2030 se traduisent par une plus forte pénétration des énergies renouvelables dans les Visions 1 et 2. Les Visions 3 et 4 considèrent des volumes plus faibles d'éolien et de solaire, à la fois en puissance installée et en énergie produite ; cependant, le pourcentage de la demande alimentée par de l'énergie renouvelable pour ces scénarios se maintient à un niveau élevé (55 à 59%) en raison de la baisse de la demande.**

Ces différentes évolutions conduisent à revoir en général à la baisse les bénéfices des nouvelles interconnexions de la France vers l'Espagne et les îles britanniques pour les Visions 3 et 4, alors que les niveaux se maintiennent pour la vision 1, voire augmentent pour la Vision 2. Cependant, une répartition géographiquement plus équilibrée du développement des énergies renouvelables dans le TYNDP 2016 sollicite également relativement moins le réseau et diminue d'autant le besoin de renforcement au centre de l'Europe.

Sur sa frontière Nord et Est, RTE avait d'ores et déjà adopté une stratégie de renforcements modulaire, dont l'ambition est d'autant plus facilement adaptable qu'il s'agit d'intervenir sur des ouvrages existants. Vers la Belgique et l'Allemagne, la levée des goulots d'étranglement sur les lignes existantes Avelin Avelgem (par changement de conducteurs), Vigy Uchtelfangen (par optimisation dynamique de la capacité), et autour de Muhlbach (par pilotage des flux) reste pertinente. En revanche la justification des renforcements complémentaires envisagés est à confirmer. Il en va de même du projet Sud-Léman.

À la frontière espagnole, les projets étudiés par ENTSO-E en 2016 permettent d'atteindre 5 GW, voire 8 GW, en réponse à la demande des chefs d'état français, espagnol, portugais et de la Commission européenne du 4 mars 2015. Si l'intérêt économique est au rendez-vous, ce niveau permettra à l'Espagne de s'approcher de l'objectif européen d'un taux d'interconnexion de 10%, sauf dans les scénarios où son parc renouvelable se développe à un rythme soutenu dans la durée.

Entre les îles britanniques et le continent, des flux très importants sont prévus par ENTSO-E dans les dix ans à venir. 10GW d'interconnexions voire plus sont considérés comme bénéfiques pour la collectivité dans le TYNDP 2016. Parmi ces liaisons sous-marines, le projet IFA2 – 1 GW – entre la France et l'Angleterre, est prévu pour 2020.



Vision prospective à long terme de l'équilibre offre-demande

Un scénario « Nouveau mix » conforme à la loi de transition énergétique

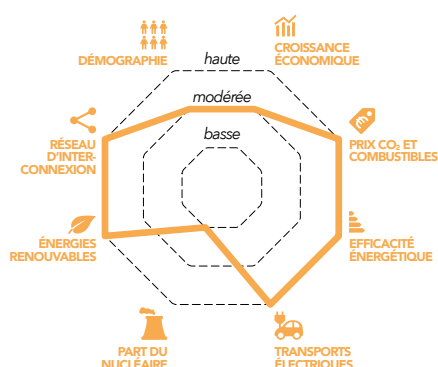
Le Ministère en charge de l'énergie vient de publier la nouvelle **Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)**. Les orientations de la politique énergétique française y sont déclinées, conformément à la loi de transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV) adoptée en 2015.

Le scénario « Nouveau mix » repose sur une sobriété énergétique réduisant la consommation, et sur le développement des énergies renouvelables ramenant la part du nucléaire à 50 % du mix de production.

Il présente une rupture importante avec la situation actuelle et permet de mettre en évidence l'enveloppe des besoins d'adaptation du réseau. L'ensemble des renforcements nécessaires pour y faire face sont identifiés et présentés dans ce Schéma décennal.



Scénario Nouveau mix



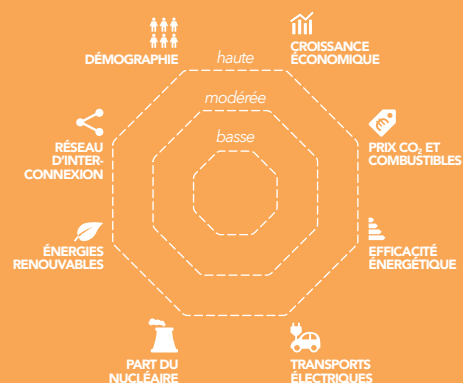
Construction d'un scénario prospectif de l'équilibre offre demande

HUIT GRANDS PARAMÈTRES PEUVENT CARACTÉRISER L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE DE LA FRANCE À LONG TERME.

Quatre concernent la demande : la démographie, la croissance économique, l'amélioration de l'efficacité énergétique, le développement des transports électriques.

Les autres facteurs sont :

- le prix du CO₂,
- le devenir du parc nucléaire,
- le développement des énergies renouvelables,
- le niveau d'interconnexion de la France avec ses voisins.



Ce dernier facteur reflète les besoins d'optimisation de l'équilibre offre-demande par foisonnement des aléas, mutualisation des moyens et solidarités internationales. Les développements de capacité de production gaz, d'effacement ou de stockage lui sont globalement corrélés.

Scénario Nouveau mix

PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES	Démographie	68,3 millions d'habitants 31,9 millions de ménages
	Croissance économique 2015-2030	+1,5% /an
	Prix des énergies primaires	Prix du CO ₂ : 95 €/t Centrales charbon plus chères que centrales gaz
CONSOMMATION ET SOLDE EXPORTATEUR ANNUELS	Consommation annuelle hors pompage	481,1 TWh La consommation reste globalement stable d'ici 2030 par rapport à aujourd'hui, avec un effort de plus de 105 TWh d'efficacité énergétique compensant des transferts d'usages.
	Pompage annuel	9,0 TWh
	Solde exportateur annuel	26,3 TWh
	TOTAL CONSOMMATION	516,4 TWh
POINTE « À UNE CHANCE SUR 10 »¹	Pointe « à une chance sur 10 »	100 GW La pointe « à une chance sur 10 » décroît de -1 GW par rapport à 2015.
CAPACITÉS INSTALLÉES DE PRODUCTION	Nucléaire	37,6 GW La part du nucléaire est de 50 % du mix de production pour une capacité.
	Charbon	1,7 GW
	Cycles combinés au gaz	9,4 GW
	Thermique décentralisé non renouvelable	5,4 GW 4 GW de nouvelles capacités de semi base sont nécessaires à l'équilibre du système en 2030.
	Moyens de pointe (production ou effacements)	11,4 GW
	Thermique renouvelable	1,8 GW
	Hydroélectricité (dont STEP) ²	27,2 GW
	Éolien terrestre	27,6 GW
	Éolien en mer	9,0 GW
	Photovoltaïque	24,1 GW
	Hydroliennes	3,0 GW En 2030, les énergies renouvelables couvrent 40 % de la consommation finale (hors pompage).
	TOTAL PUISSANCE INSTALLÉE	158,2 GW
	CAPACITÉS D'INTER-CONNEXIONS	Capacité d'import hiver
Capacité d'export hiver		29 GW

¹ Pointe de consommation à 1 chance sur 10 : La pointe à une chance sur 10 est le niveau de puissance qui a une chance sur 10 d'être dépassé au moins 1 heure au cours de l'hiver. À titre de comparaison, le 8 février 2012, la consommation française a atteint 102 GW.

² STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe les grands objectifs

Ci-dessous sont présentées les conclusions de la PPE sur le volet de l'offre d'électricité

Quelles que soient les évolutions de la consommation et du solde exportateur, un développement très ambitieux des énergies renouvelables est nécessaire pour atteindre les objectifs de la loi à l'horizon 2030. Compte-tenu des potentiels techniques, économiques ainsi que des enjeux environnementaux et d'acceptabilité, un objectif de 150 à 167 TWh de production d'origine renouvelable en 2023 apparaît un minimum. [...].

Dans cette hypothèse, la réduction de la production annuelle d'électricité d'origine nucléaire réalisée en 2023 se situe entre 10 TWh et 65 TWh. Cette réduction sera le résultat de la fermeture de la centrale de Fessenheim et de plusieurs paramètres qui seront connus au fur et à mesure des visites décennales et des décisions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire :

- la baisse de la disponibilité des réacteurs nucléaires, en raison des travaux de maintenance et des investissements de sûreté ;
- les fermetures et les prolongations de réacteurs.

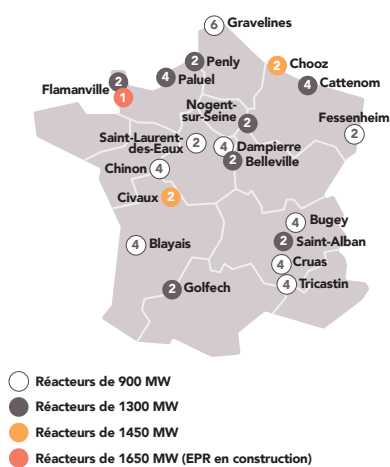
Le développement de la flexibilité du système électrique, pour faire face aux variations de consommation électrique aux différents horizons, apparaît également une orientation sans regret, qui permettra de mieux intégrer les énergies renouvelables et d'éviter la construction de nouvelles centrales à combustible fossile. La PPE fixe donc des orientations concernant le stockage, l'autoconsommation et l'effacement.

Diminution de la production nucléaire

Les évolutions de réseau identifiées dans le Schéma Décennal tiennent compte de la baisse de la part du nucléaire dans le mix énergétique. Les résultats mettent en évidence que **des déclassements concentrés géographiquement produisent des déséquilibres aux interfaces des zones concernées et engendrent des contraintes sur les axes les plus faibles du réseau 400 kV, notamment dans le Massif central et sur la façade atlantique.**

Sans présager des décisions prises pour satisfaire les objectifs de la PPE, RTE recommande d'éviter les effets de concentration, de maintenir des moyens de production pilotables sur des sites relativement isolés (du point de vue du réseau électrique) et de renforcer les interconnexions.

Centrales nucléaires au 1^{er} janvier 2016



Le chiffre indique le nombre de groupes par site.



Incertitudes entourant la production thermique à flamme

Avec la stabilisation de la consommation d'électricité, la demande actuelle est largement inférieure à celle anticipée par les acteurs. A ceci s'ajoute le développement des énergies renouvelables qui entraîne un moindre recours à la production thermique classique - plutôt utilisée en production de semi-base -, et grève sa rentabilité.

De nombreux acteurs ont fait part de leur inquiétude et ont indiqué qu'une absence de rémunération capacitaire conduirait à des retraits de groupes.

Ce mouvement pourrait également être associé aux mesures à venir sur le prix du CO₂. En effet, lors de la COP21 et de la quatrième conférence environnementale, dans le but de favoriser les technologies les moins polluantes, la France a lancé l'idée d'un prix plancher du carbone, destiné à donner plus de visibilité à tous les investisseurs et à privilégier, pour le secteur spécifique de l'électricité, l'utilisation du gaz plutôt que celle du charbon. La France entend ainsi créer à terme un effet d'entraînement des autres pays.

Signal prix du CO₂ européen



L'accord de Paris signé fin décembre 2015 par 195 pays dans le cadre de la COP21 définit de nouvelles bases pour une collaboration efficace des pays dans la lutte contre le dérèglement climatique. Or le secteur électrique met en œuvre des technologies dont l'impact sur le changement climatique est très variable et dont les investissements, en dehors des soutiens publics aux énergies renouvelables, sont pour l'instant majoritairement guidés par les prix.

Afin d'éclairer la problématique des émissions de gaz à effet de serre, RTE et l'ADEME ont analysé l'impact du signal prix du CO₂ sur les émissions du système électrique en Europe, sur ses coûts de production, et sur l'évolution de sa structure à moyen terme.

Les points suivants ressortent de l'analyse :

- avec le parc de production actuel, les simulations réalisées montrent qu'il faudrait retenir un prix autour de 30 € par tonne de CO₂ au niveau européen pour diminuer de façon significative (de l'ordre de 100 millions de tonnes par an, soit 15 %) les émissions du secteur électrique européen. Un signal prix plus élevé, de l'ordre de 100 € par tonne, permettrait d'atteindre une réduction des émissions de l'ordre de 30 %.
- à moyen et long termes, la mise en place d'un prix élevé du CO₂ donnerait un signal favorable à l'investissement dans les énergies renouvelables et pourrait faciliter le développement de la flexibilité et du stock.

Conjointement au développement des énergies renouvelables, il permettrait notamment d'assurer la rentabilité des centrales gaz.

L'étude apporte également les enseignements suivants :

- la mise en place d'un prix de CO₂ élevé induit une utilisation du gaz accrue au détriment du charbon comme combustible pour le système électrique européen. La part de la production issue des centrales à gaz passe alors de près de 15 % actuellement, à plus de 40 % dans le mix électrique ;
- il conviendrait d'être attentif aux modalités de redistribution des recettes issues de la régulation du CO₂, afin de limiter le surcoût qui pourrait peser sur les différents acteurs économiques.

Étude disponible sur : http://www.rte-france.com/sites/default/files/etude_signal_prix_co2.pdf

Les nombreuses incertitudes sur la localisation des productions présentes à terme sur le réseau électrique mettent en lumière la nécessité de revisiter régulièrement les projets identifiés.

Vers une évolution des équilibres régionaux à long terme ?

Une des occurrences possibles du mix énergétique français...

Le scénario « Nouveau mix » suppose une grande transformation du système électrique, avec notamment une production nucléaire réduite à 50% du mix énergétique. Cette réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique français impactera le réseau électrique différemment selon le choix qui sera retenu pour les arrêts de groupes.

- Les 34 tranches nucléaires les plus anciennes sont essentiellement situées au sud de Paris et les plus récentes sont plutôt situées au nord
- Les tranches de bord de mer disposent d'une meilleure opportunité de refroidissement, notamment dans une perspective de réchauffement climatique.
- Certains sites sont relativement isolés (au sens du réseau électrique) et structurants pour l'économie locale.

Si l'on juge ces trois facteurs pertinents pour guider les hypothèses à retenir pour l'évolution du parc nucléaire, on est amené à envisager une baisse non homogène de la production d'électricité sur le territoire : plus forte au sud, dans les régions où la production nucléaire est à la fois la plus ancienne et la plus concentrée, dans la vallée du Rhône et le val de Loire en tête.

... peut sensiblement bouleverser les bilans électriques régionaux d'ici 2030

Pour fixer les idées, on peut distinguer les cinq grandes zones, que présente la figure ci-dessous: nord-est, Ile-de-France, ouest, sud-ouest et sud-est. Cette caractérisation simplifiée masque des disparités importantes à l'intérieur de chaque zone, mais elle permet d'apprécier les enjeux les plus importants.

Pour une situation représentative du scénario « Nouveau mix », le graphe ci-après compare la consommation et la production électrique annuelles de ces cinq zones. Le disque coloré figure la production de la zone (en TWh/an, avec la ventilation par type de production), et le disque pointillé représente le niveau de consommation de cette même zone (en TWh/an).

Le graphe montre à horizon 2030 :

- Une France équilibrée du point de vue de son mix électrique, avec une production intérieure annuelle très légèrement supérieure à sa consommation avec un solde exportateur de 26 TWh.
- L'Île-de-France qui importe la quasi-intégralité de sa consommation (comme aujourd'hui).

- Le sud-est est importateur, d'un peu plus de 20 TWh, alors qu'il est aujourd'hui exportateur : cette région est très peuplée et dans le cas de figure étudié, le développement des énergies renouvelables ne compense pas la diminution importante de la production nucléaire installée dans la vallée du Rhône (-70 TWh).

- À l'inverse, l'ouest, aujourd'hui importateur devient exportateur, en dépit de la diminution de la puissance nucléaire installée le long de la Loire envisagée ici, et ce, grâce notamment au développement de production en mer, éolienne et hydrolienne. Les régions Centre et Bretagne, aujourd'hui respectivement exportatrice et importatrice, présentent chacune dans cette étude un solde annuel plus équilibré.

- Le sud-ouest avec un solde annuel équilibré, plus de la moitié de sa production étant assurée par des énergies renouvelables : hydraulique, éolien et solaire. Si en moyenne annuelle le sud-ouest apparaît ainsi équilibré, cela cache une très grande variabilité des bilans production-consommation selon la saison, le jour et l'heure observés.

- Le nord-est ressort dans ce scénario encore plus exportateur qu'il ne l'est aujourd'hui. Ses excédents alimentent pour l'essentiel la région parisienne, et le sud-est.

Par rapport à la situation actuelle, on observe ici des équilibres territoriaux nouveaux, avec une redistribution nord-sud assez marquée.

Avec le développement de l'éolien à 75% dans la moitié nord du pays, et un potentiel de 15 GW offshore essentiellement le long des côtes de la Manche, la production augmente à l'ouest, au nord et à l'est de Paris ; une diminution de la part du nucléaire qui affecterait les régions où la production nucléaire est aujourd'hui la plus importante conduit un grand quart sud-est à devenir importateur.

De toutes celles étudiées, cette évolution du système électrique français est celle qui se révèle la plus exigeante en termes de renforcements du réseau français.

Bien que plausible, elle n'est cependant qu'une traduction possible du scénario « Nouveau mix » en termes de localisation de production parmi de multiples autres.

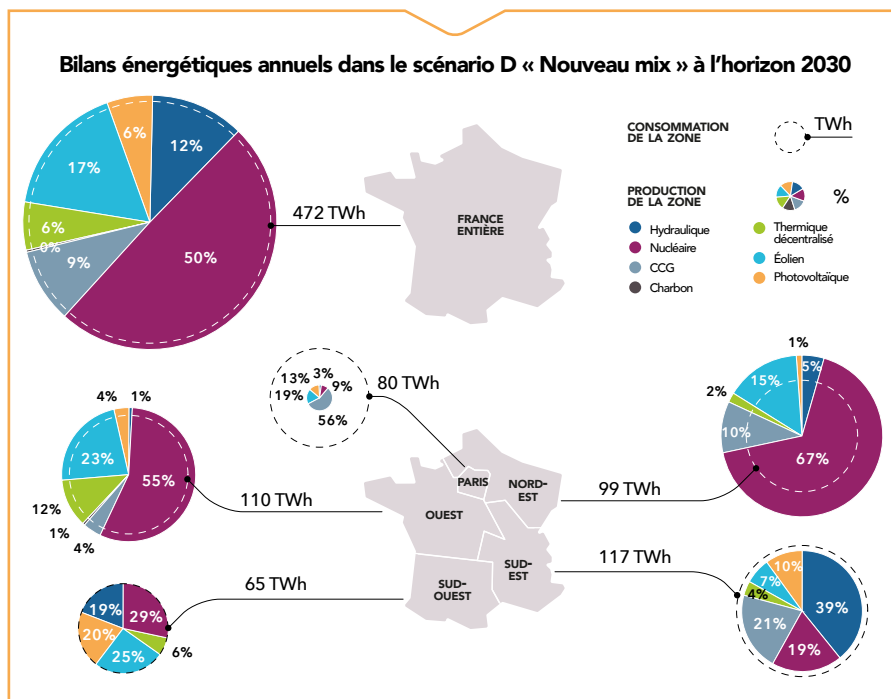


Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Renouvellement des composants du réseau

La gestion des actifs couvre un large panel de solutions techniques.

Les projets sont classés « renouvellement » quand on reste à fonctionnalités équivalentes et « développement » quand, au vu des contraintes, sont ajoutées des fonctionnalités et/ou des capacités nouvelles.

Ainsi, si l'on détaille les investissements de RTE sur le réseau, 66% du montant des investissements de RTE sur le réseau concernent des ouvrages existants, dont – pour moitié environ – une part « renouvellement ».

Le renouvellement fait donc partie intégrante de la gestion des actifs de RTE qui s'appuie sur la connaissance et de l'état du réseau et se base sur une analyse des écarts et la recherche de solutions adaptées et au moindre coût. Il comprend toutes les opérations de **réhabilitation** d'ouvrages ou de sous-ensembles d'ouvrages pour en rajeunir l'état, le **remplacement** d'éléments d'actifs – sous-ensembles des ouvrages, et la **reconstruction** complète des ouvrages – y compris démolition.

Le principal enjeu est de mettre en œuvre la solution optimale :

- permettant le maintien de la qualité de service attendue,
- sur la durée restante estimée d'utilisation de l'ouvrage.

Pour y parvenir, RTE pèse les différentes solutions possibles au vu du service rendu associé, et, s'efforce de prendre en compte, au cas par cas, l'évolution prévisible des éléments de contexte et les conditions d'insertion des ouvrages dans leur environnement.

Le renouvellement s'appuie sur des règles qui prescrivent les critères à prendre en compte pour les opérations de réhabilitation, remplacement et reconstruction des actifs des différents domaines concernés : liaisons aériennes, liaisons souterraines, infrastructures de postes, matériels de postes et contrôle commande local.

Rte s'inscrit à ce sujet dans une logique de partenariats de recherche. RTE a signé un contrat avec **The CoSMo Company** pour développer la référence mondiale de la gestion d'actifs de réseaux (projet MONA).

L'une des données d'entrée déterminante du renouvellement est l'espérance de vie repère.

Le terme de l'espérance de vie d'un ouvrage est atteint lorsqu'il devient indispensable de réaliser une action technique pour rétablir une exploitation acceptable au regard du service rendu au système électrique en qualité et sûreté, de la maintenabilité et l'exploitabilité, de la sécurité interne / externe, de l'impact sur l'environnement, de l'image de RTE, de la conformité légale.

L'acquisition de connaissance des modes de vieillissement génériques permet de déterminer l'espérance de vie repère de certains éléments d'actifs, comme dans le cas par exemple des conducteurs aériens. La prise en compte de fourchettes dans les durées de vie s'explique par le fait que l'expertise RTE ne dispose pas toujours de durées d'observation longues et/ou considères, pour un même élément, les différentes technologies en présence.

L'espérance de vie globale d'un ouvrage est celle de l'élément d'actif qui joue le rôle principal dans l'ouvrage considéré et dont la durée de vie est la plus faible.

Espérance de vie des matériels

LIAISONS AÉRIENNES ET SOUTERRAINES	ESPÉRANCE DE VIE
Conducteurs et câbles	Très longue Plusieurs dizaines d'années
POSTES	ESPÉRANCE DE VIE
Matériels haute tension	Longue Plusieurs dizaines d'années
Matériels de contrôle commande	Moins longue Quelques dizaines d'années

Par exemple, dans le cas d'une ligne aérienne, l'élément « principal » est le conducteur électrique. Son reconditionnement est impossible du fait de l'état actuel de l'offre technique, à l'inverse des autres éléments comme les pylônes. La solution est donc de le remplacer par un câble neuf.

Dans le cas d'un poste, l'espérance de vie de l'ouvrage est en grande partie liée à celle du jeu de barres dont le remplacement implique la reconstruction. Le remplacement des autres éléments ne requiert pas de tout reconstruire.



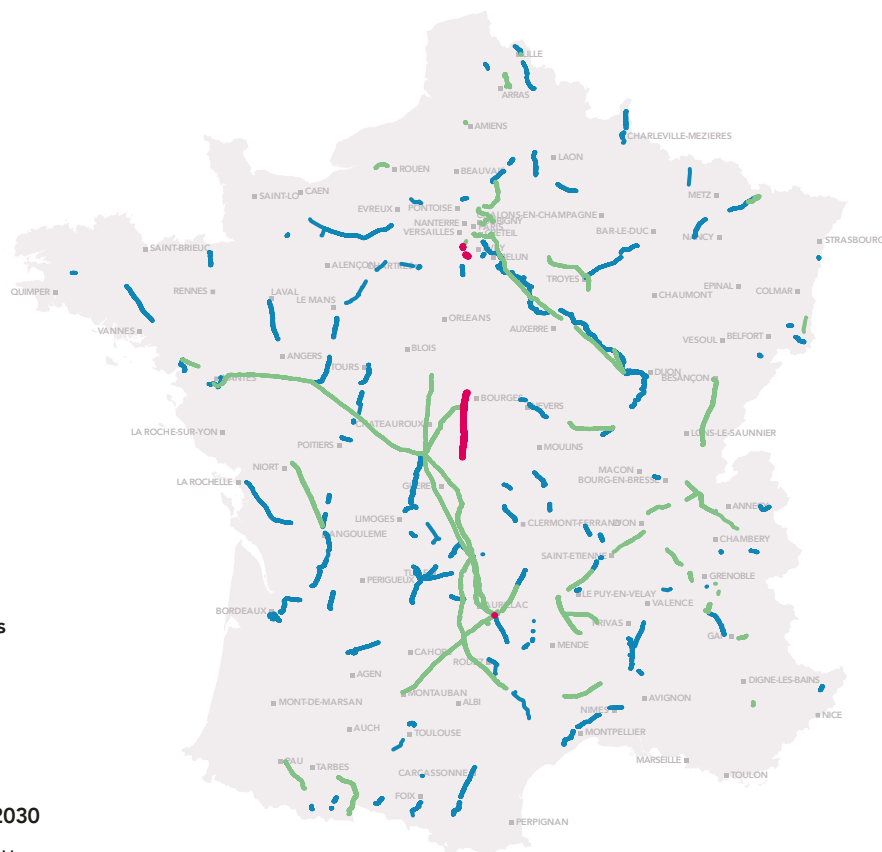
Le remplacement des câbles aériens aluminium-acier fait partie des priorités du renouvellement



D'ici 2030, ce sont environ 6 000 km de câbles aériens qui arrivent en fin de vie. De 2030 à 2040, les volumes à traiter en 10 ans atteignent 10 000 km et augmentent encore au-delà, sur la période de 2040 à 2050.

Conducteurs aériens alu-acier à traiter d'ici 2030

— En 400 kV — En 225 kV — En 150 kV

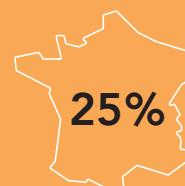


Le besoin de renouvellement annuel estimé représente 1 % environ de la valeur à neuf du réseau



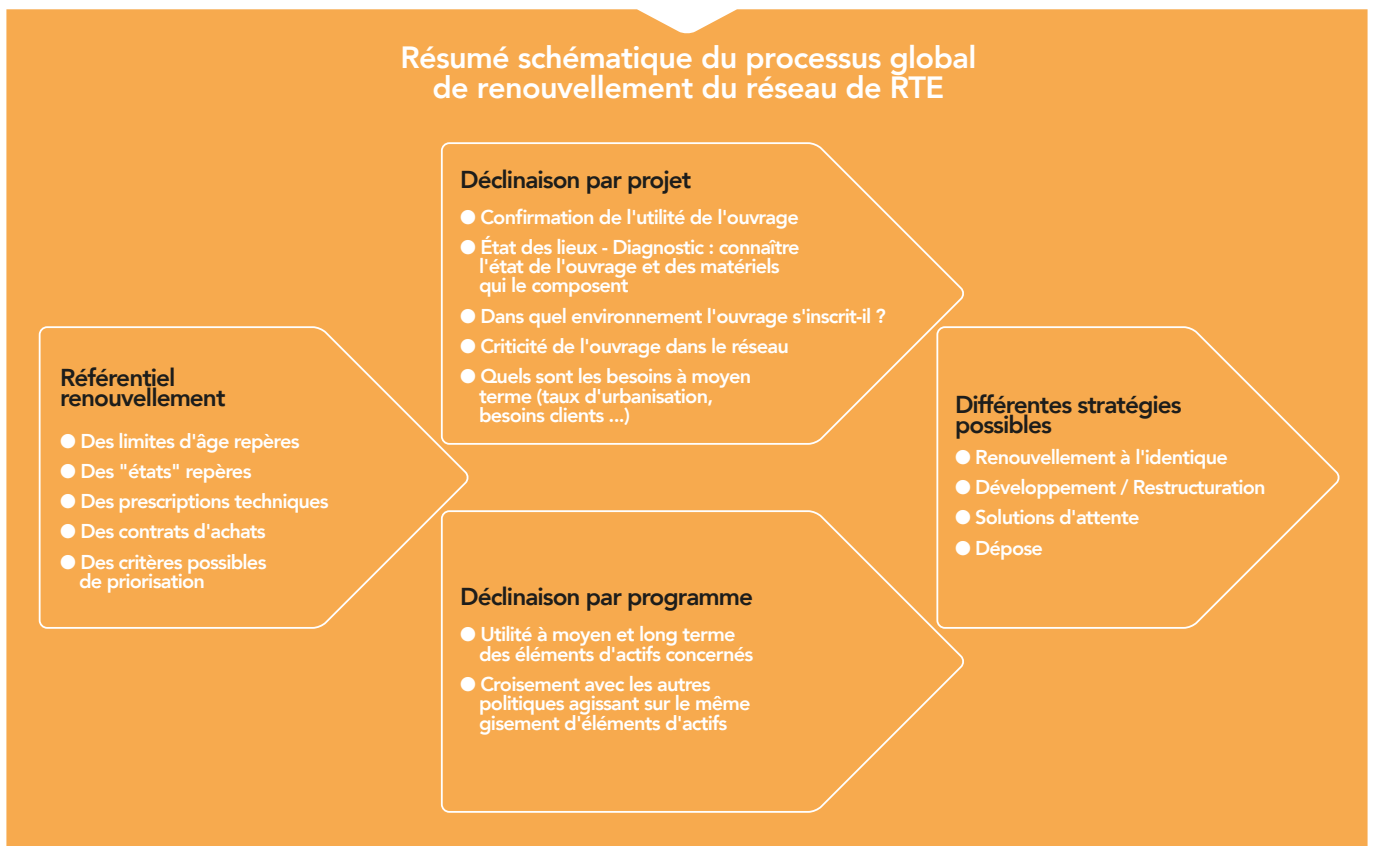
Sur les 10 prochaines années, plus de 35 % des investissements sur le réseau devraient être consacrés au renouvellement. Au-delà de 2030, ces chiffres devraient augmenter compte tenu de la forte croissance du nombre de liaisons aériennes et matériels de postes à traiter, en lien avec l'âge des actifs.

La numérisation du contrôle commande



Depuis les années 2000, la numérisation du contrôle commande a concerné près de 25 % des sites RTE du réseau. L'effort de numérisation va encore progresser, avec pour objectif, le déploiement du contrôle numérique dans tous les postes RTE à horizon 2030.

Résumé schématique du processus global de renouvellement du réseau de RTE



L'état des actifs est une autre des données importantes de déclenchement du renouvellement

Des solutions de réhabilitation vont s'appliquer, différentes selon les états de dégradation constatés. Dans ce cas, les réhabilitations sont déclenchées sur la base d'états des lieux et de diagnostics. En fonction de la connaissance des modes de dégradation des matériels, des états des lieux peuvent être déclenchés à partir d'un certain âge pour certains éléments d'actifs.

D'autres critères d'obsolescence peuvent impliquer le renouvellement d'éléments d'actifs, indépendamment de la durée de vie physique et/ou de leur état.

Des remplacements et/ou des réhabilitations peuvent s'avérer nécessaires dans les cas suivants :

- l'obsolescence fonctionnelle : l'élément d'actif fonctionne à un niveau de performance inférieur au standard requis ;
- l'obsolescence technologique : le dépannage ou la réparation deviennent quasi impossibles compte tenu de l'évolution des technologies à disposition ;
- l'obsolescence environnementale,
- l'obsolescence réglementaire.

Dans le domaine du contrôle commande local, c'est le critère « obsolescence technologique » qui est pris en compte pour décider des actions à mener sur les éléments d'actifs considérés.

Du bon fonctionnement du contrôle-commande dépend l'observabilité, la protection et la sûreté des ouvrages et plus globalement du réseau.

Le remplacement du contrôle-commande tient compte des signaux de faiblesse observés par palier technologique et de l'offre fournisseur disponible. Sur le réseau de RTE cohabitent différentes générations de ces équipements basse tension :

- **électromécanique**
- **statique**
- **numérique raccordé en filaire (palier dit « hybride »)**
- **numérique raccordé en réseau numérique**



Anticiper les transformations du réseau électrique, une activité « cœur de métier » de RTE

Les lignes et postes qui constituent le réseau public de transport sont des ouvrages dont la durée de vie est de plusieurs décennies et le coût important. Il est donc indispensable de les inscrire dans des tendances de très long terme pour garantir leur utilité dans la durée.

Le réseau public de transport d'électricité est aussi au service de la transition énergétique qui est en cours. Il s'adapte au rythme rapide des évolutions de ce nouvel environnement énergétique.

Les renforcements et adaptations du réseau font l'objet de phases d'études, de concertations, de procédures administratives et de réalisation longues et complexes : entre le moment de la décision et la mise en service, la réalisation de nouvelles infrastructures dure environ sept ans, parfois plus. C'est pour cela que RTE cherche à anticiper les évolutions du système électrique et mène des études permettant d'avoir à la fois

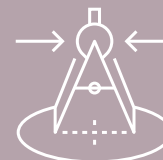
- une vision à (très) long terme qui tient compte des incertitudes croissantes,
- une vision actualisée, à plus court terme. Elle intègre les évolutions du contexte et l'émergence de nouvelles technologies.

Au fur et à mesure que se rapproche l'horizon pour lequel des fragilités sont détectées, les études sont affinées.

Elles bénéficient ainsi d'hypothèses plus robustes mais aussi d'évolutions du panel de solutions disponibles. RTE étudie alors différentes solutions techniques et, pour chacune, analyse les avantages et inconvénients en termes technique, économique et environnemental. Les solutions qui répondent de manière satisfaisante aux besoins sont alors comparées. Dans la plupart des cas, une seule solution émerge comme l'optimum socio-économique, c'est la solution que RTE va proposer. Dès ce stade, l'environnement est pris en compte de manière à parfaire la faisabilité de la solution privilégiée et pour s'assurer que le projet est compatible avec les enjeux de préservation de l'environnement.

Au final, le processus d'étude permet d'anticiper les infrastructures nécessaires pour acheminer les flux électriques prévus à très long terme. Les investissements sont précisés au fur et à mesure, tout en minimisant leur coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, la sécurité d'alimentation et à la préservation de l'environnement.

Les études de réseau consistent à se projeter dans l'avenir



- Elles sont notamment basées sur des hypothèses relatives à l'évolution de la production et de la consommation en électricité ainsi qu'à l'état technique des ouvrages.
- Les zones dans lesquelles la sécurité, la sûreté ou l'efficacité du réseau risquent de se dégrader sont repérées.
- Puis les actions à mettre en œuvre sont identifiées pour lever ces fragilités et permettre une exploitation en sûreté du réseau.

Ces actions peuvent relever de modifications dans la manière de répartir les flux, de remplacements d'équipements, de création de nouveaux ouvrages ou bien de l'insertion de nouveaux dispositifs.

Interaction avec les réseaux de distribution

Des échanges fréquents avec les gestionnaires de réseau de distribution permettent de discuter ensemble des hypothèses. Les perspectives mutuelles à moyen et long terme sont partagées au niveau des régions. Les développements de réseau sont ainsi optimisés. Des projets se concrétisent dès que la rentabilité économique est avérée.

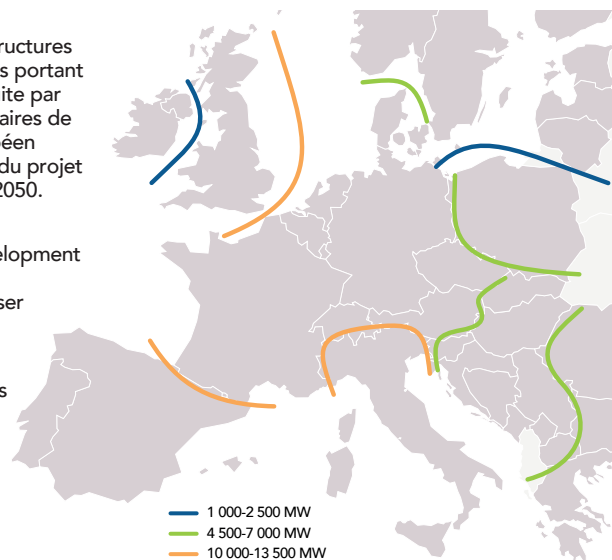
En particulier certaines études de sécurisation des grandes agglomérations ont été menées conjointement par RTE et ENEDIS.

Besoins de développement en infrastructures

Une vision des besoins de développement en infrastructures d'importance européennes portant jusqu'à 2050 a été construite par l'Association des gestionnaires de réseau de transport européen (ENTSO-E), dans le cadre du projet de recherche eHighways 2050.

À un horizon plus proche, le Ten Year Network Development Plan (TYNDP) identifie les investissements clé à réaliser jusque dans les 20 ans à venir.

Ce schéma est publié tous les deux ans et fait l'objet de large diffusion auprès des parties prenantes.



Les études de réseau : un processus dynamique, ouvert et robuste

Les études « remontent » le temps : elles débutent par l'horizon lointain pour se rapprocher temporellement. Elles deviennent de plus en plus détaillées sur le plan technique et géographique au fur et à mesure que les incertitudes se réduisent.

Le processus d'études se décompose ainsi en plusieurs phases, répondant à des finalités complémentaires :

- Une vision à très long terme (40 ans environ) vise à établir les grands flux et les grandes structures de réseaux permettant de les acheminer.
- Une vision cible/structure à 15-20 ans permet de fixer une architecture plus détaillée, cohérente et robuste aux différents futurs envisagés. Cette vision conçue à partir de différents scénarios à long terme est mise à jour environ tous les 5 ans.
- Des études de court-terme, dites « décisionnelles » intègrent les dernières hypothèses. Elles confirment les travaux envisagés dans les études très long terme et cibles ainsi que leur échéance.

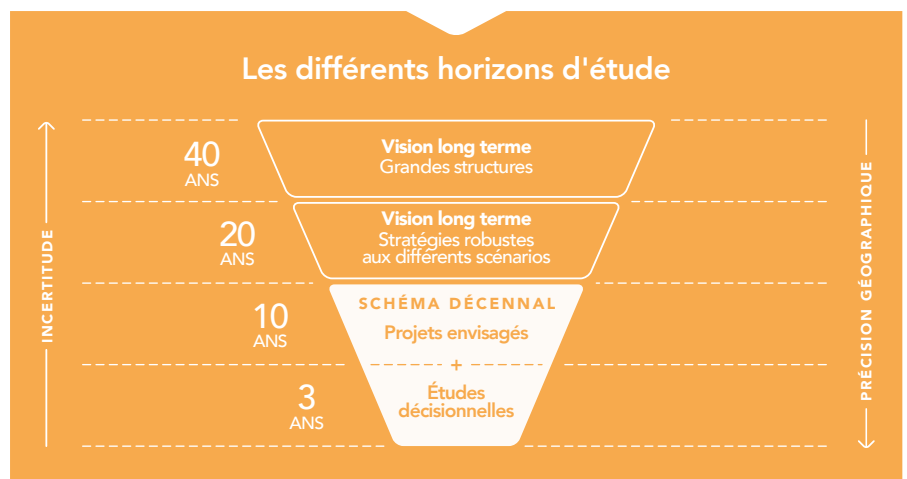
Les études sont réactualisées régulièrement par projet, jusqu'à la date à laquelle il ne peut plus être retardé ou modifié.

Ces réactualisations sont indispensables pour tenir compte :

- des évolutions externes effectives, du mix de production, du développement économique voire de l'essor de nouveaux usages,
- du niveau d'interconnexion des pays voisins et l'évolution de leur mix énergétique,
- de l'émergence de nouvelles technologies.

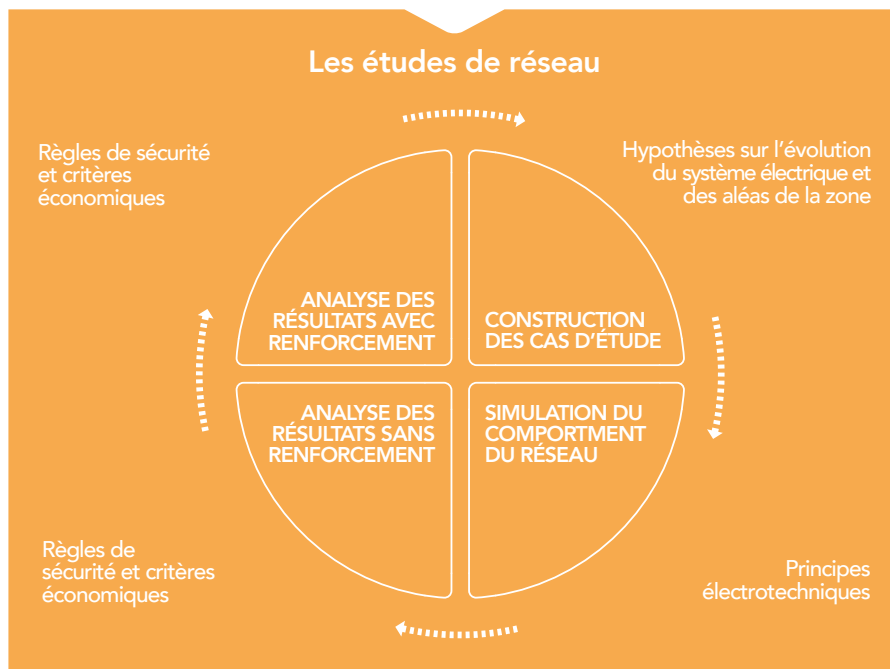
Le Schéma Décennal de Développement de Réseau, objet du présent document, recense donc à partir des études cibles et décisionnelles, les projets augmentant la capacité du réseau :

- ceux structurants envisagés pour les dix prochaines années,
- tout ceux dont la mise en service est envisagée dans les trois prochaines années.



Il donne également des informations concernant les perspectives à long terme d'évolution des infrastructures.

Les étapes des études de réseau



LA DÉTERMINATION DES HYPOTHÈSES

Cette étape est fondamentale mais est élaborée différemment suivant le type d'étude à conduire, et donc son horizon. Les hypothèses des études regroupent plusieurs éléments :

- **Les prévisions de consommation**, qu'il s'agisse de prévision en puissance (MW), ou en énergie (MWh), et leur localisation. Leur évolution peut être liée à plusieurs facteurs, jouant des rôles parfois antagonistes : croissance économique, efficacité énergétique, développement de nouveaux usages de l'électricité.
- Les prévisions de parcs de production installés, par filière. Ces parcs sont susceptibles d'évoluer en fonction de politiques énergétiques (ambitions par filières) mais aussi de conditions économiques (prix de l'énergie, prix du CO₂). La localisation est aussi un paramètre important des études de réseau.

- **Les niveaux d'interconnexions**, liés aux points précédents mais aussi aux données similaires sur les autres pays étrangers.

L'influence du climat et de la saison doit être également prise en compte. Selon la complexité des études, deux types de jeu d'hypothèses sont possible :

- l'étude de certains points représentatifs du comportement du système à des moments clés (pointe hiver, périodes de fort ensoleillement ou de vent fort, ...)
- l'approche type Monte-Carlo, simulant plusieurs centaines d'occurrences d'une année et basées sur des modèles météorologiques. Cette approche permet d'exploiter les corrélations spatiales, temporelles et d'autres paramètres climatiques.

A partir des scénarios d'équilibre offre-demande considérés aux différents horizons d'étude, de multiples variantes doivent être réalisées. Elles évaluent l'impact de paramètres tels que le volume de production à base d'énergies renouvelables, la localisation d'arrêts de centrale ou le développement de nouveaux usages de l'électricité.

Le cahier des charges du Réseau Public de Transport électrique 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, sont partagées au niveau d'ENTSO-E pour le réseau de grand transport européen et déclinées par RTE pour les réseaux d'importance nationale et régionale.

Quel que soit l'horizon temporel de l'étude, et donc sa finalité, les grands principes et étapes sont les mêmes :

- Tout d'abord, il s'agit de **fixer les hypothèses** suivant lesquelles les études seront menées, suivant l'horizon considéré,
- Dans un second temps, d'**analyser le comportement du réseau** sous ces hypothèses, en situation normale (N) ou suite à la perte fortuite systématique d'un ouvrage (N-1), pour identifier les éventuelles **contraintes** qu'il pourrait rencontrer,

- Puis, en fonction de la profondeur, et de l'occurrence des contraintes, de proposer différentes stratégies pour les lever, en combinant un **panel de solution** le plus large possible

- Enfin, de **déterminer la stratégie préférentielle** qui sera ensuite déployée, ainsi que sa date de réalisation.

En phase d'étude décisionnelle d'un projet, donc à un horizon où le champ des possibles se restreint, le niveau de contraintes est revu. Le but est de confirmer le besoin et sa date effective afin de ne pas sur-investir, ni investir trop tôt.

Les critères de sécurité et d'économie du système permettent de détecter des situations de faiblesse du réseau. Afin d'y remédier, des solutions de renforcement sont testées du point de vue de leur efficacité technique, puis évalués sur la base d'une grille multicritère, incluant notamment les préoccupations environnementales et sociétales. Ces analyses sont reprises en cas de modification des hypothèses.

Plus concrètement, le réseau doit être dimensionné pour faire face à un certain nombre d'aléas affectant la production ou la consommation. Les échanges d'électricité 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. Des cas encore plus contraints mais de plus faible occurrence permettent d'évaluer le comportement du réseau face à des combinaisons d'aléas possibles.

L'influence des conditions météorologiques sur la demande, la production et les capacités de transport



En hiver, les capacités de transport du réseau sont plus élevées du fait des conditions de refroidissement des conducteurs, mais la consommation est d'autant plus élevée que les températures sont basses.

Lorsqu'il fait très chaud, la consommation augmente du fait de la climatisation. La production des centrales thermiques baisse du fait des possibilités limitées de refroidissement.

En mi-saison, 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.



LA DÉTECTION DES FRAGILITÉS

Le comportement du réseau est simulé pour identifier les éventuelles fragilités du réseau.

On cible tout d'abord, les contraintes liées aux capacités des ouvrages. L'intensité que l'on prévoit de transiter dans les ouvrages doit respecter les limites d'intensité admissible dans les câbles conducteurs. Le cas échéant, non seulement les câbles conducteurs pourraient être détériorés mais leur échauffement pourrait causer leur élongation, se rapprocher du sol et mettre en danger des personnes ou installations à proximité.

La maîtrise de la valeur de la tension électrique en tout point du réseau est également un enjeu essentiel pour assurer un fonctionnement correct des composants électriques du réseau y compris ceux des installations des clients de RTE. Cette maîtrise des tensions est également nécessaire pour garantir le fonctionnement global du système électrique. L'apparition d'« écroulements de tension » conduisant à des « black-out » sur des zones géographiques plus ou moins étendues sont ainsi évités.

Le réseau en situation Normale (N) et la perte de chaque ouvrage (N-1) sont analysés. En effet, certains incidents (en particulier les orages) peuvent conduire à mettre hors tension temporairement une ligne. Le réseau doit toujours être capable de fonctionner dans ces conditions.

Dans le cas où des fragilités seraient détectées, les ouvrages en contrainte associés au critère technique non respecté est établie à l'horizon étudié.

En parallèle, un diagnostic sur l'état technique des ouvrages est réalisé, établissant leur pérennité sans actions lourdes.

A partir de ces deux informations, la phase d'étude de stratégies d'évolution commence.



Le réglage de la tension : tout au long de l'année, de la pointe de l'hiver au creux de l'été

La tension est une grandeur locale. Très schématiquement, elle est faible quand :

- la consommation est localement forte et que
- les flux sont importants sur les ouvrages du réseau.

La tension est donc souvent faible pendant l'hiver, durant les périodes froides.

A contrario, des situations de « tensions hautes » peuvent apparaître lorsque les soutirages sur le réseau sont plutôt faibles, cela arrive quand :

- la consommation est basse en été ou
- la production à base d'énergies renouvelables raccordées sur les réseaux de distribution est importante.

ANALYSE DES FLUX DANS LE SCÉNARIO NOUVEAU MIX¹

L'est de la France est le siège de forts flux nord-sud en raison notamment

- des exports des pays situés au nord de l'Europe,
- du niveau important de production éolienne et nucléaire en Champagne-Ardenne et en Lorraine,
- de l'arrêt du nucléaire dans la vallée du Rhône,
- des exports vers la Suisse et l'Italie.

On observe une baisse modérée des flux nord-sud par rapport au Schéma décennal 2015. En effet, des évolutions structurelles assez fortes sont envisagées en Allemagne et en Autriche, elles semblent déporter quelque peu les flux vers l'est.

Dans le **quart sud-est**, le déficit déjà existant de production par rapport à la consommation est aggravé par l'arrêt de groupes nucléaires dans la vallée du Rhône.

L'alimentation de la **région parisienne** se fait principalement par le nord-ouest en raison :

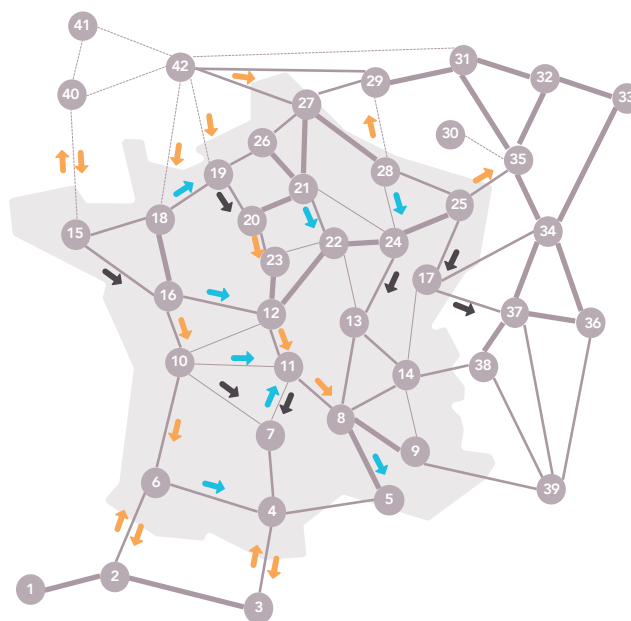
- d'un fort développement de l'éolien offshore en Grande-Bretagne, dans la Manche et du potentiel hydrolien du Cotentin,
- ainsi que par l'arrêt de groupes nucléaires dans la vallée de la Loire.

La capacité de l'axe situé entre les régions **Aquitaine et Midi-Pyrénées** est le siège de flux ouest-est importants en raison :

- de la prise en compte du déséquilibre offre-demande entre l'ouest et l'est de l'Espagne,
- du déficit de production dans le quart sud-est.

Les flux à travers le territoire français dans un scénario Nouveau mix

La carte ci-dessous présente de façon très schématique les flux d'électricité susceptibles de survenir dans une déclinaison du scénario Nouveau mix.



Capacités entre zones

- Inférieures à 2000 MW
- Entre 2000 et 4000 MW
- Supérieures à 4000 MW

Charge relative des ouvrages de l'interzone (décile supérieur)

- ➡ > 70% de la capacité de la section
- ➡ > 90% de la capacité de la région
- ➡ > 100% de la capacité de la région

La **façade atlantique** est un carrefour des échanges entre la production éolienne et hydrolienne au nord et la production éolienne et photovoltaïque au sud. Ses flux nord-sud sont aggravés par l'arrêt de groupes nucléaires au sud.

Des flux importants apparaissent au **nord du Massif central** du fait principalement de l'arrivée plus au sud de STEP (Station de transfert de l'électricité par pompage).

¹ La méthodologie de cette analyse est expliquée en annexe.

Une large palette de solutions pour répondre aux fragilités identifiées

De la flexibilité dans les solutions



COÛT D'INVESTISSEMENT RÉDUIT

Rapidité de mise en œuvre

- Adaptation dynamique
 - de schémas d'exploitation (automate, réglage TD, CSPR)
 - de capacités de transits (dynamique par capteur)
 - de puissance réactive (par activation de contrat producteur...)
- Gestion active de la demande (par automate)
- Installation de système de contrôle commande et de protections

ORGANISATION/MARCHÉ

Mise en œuvre contractuelle

- Commandabilité de la production ENR
- Gestion active de la demande (appel d'offre et mécanisme de marché)
- Calculs coordonnés des capacités d'interconnexion et flow-based

INFRASTRUCTURES RÉSEAU

Mise en œuvre sur plusieurs années

- Composants de lignes renforcés
- Conducteurs supplémentaires ou remplacés
- Transformateur déphaseur installé
- Compensation réactive ajoutée
- Contrôle-commande en poste remplacé
- Transformateur supplémentaire ou muté
- Liaison créée

LE PANEL DE SOLUTIONS

Lorsque l'étude fait apparaître une faiblesse du réseau, plusieurs stratégies d'évolution sont étudiées à partir d'un éventail assez large de solutions. Elles peuvent être déployées seules ou bien être combinées.

Les différentes combinaisons possibles et réalistes sont établies. Elles constituent des stratégies permettant de lever les contraintes. Leurs performances relatives, techniques ou économiques sont évaluées.

RTE recherche avant tout à utiliser au mieux le réseau existant et ainsi à éviter la création d'ouvrage. Par ailleurs, dès l'élaboration des stratégies, RTE prend en compte leur faisabilité, tant technique qu'en termes d'environnement.

Différentes options, relevant du domaine des réseaux numériques, sont considérées, tels que la gestion et les effacements volontaires de la demande, 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 pan-européens du réseau.

L'évaluation des différentes stratégies d'évolution du réseau vise alors à mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune d'entre elles.

LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DES STRATÉGIES

Les stratégies sont évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux. Ils permettent d'évaluer l'intérêt du projet pour la collectivité, en étudiant leur sensibilité à des variations d'hypothèses dimensionnantes.

L'approche mise en œuvre par RTE consiste à combiner trois axes d'analyse :

- L'analyse coût-bénéfice permet de sélectionner les projets présentant le meilleur bilan « socio-économique » au sens large. L'analyse de risque évalue 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 (par exemple : devenir de certains groupes de productions et coût de l'énergie à long terme);

- L'analyse qualitative prend en compte des paramètres complémentaires plus difficilement quantifiables, tels que la performance environnementale et le potentiel d'acceptabilité de la stratégie et des travaux envisagés.

Les indicateurs utilisés permettent d'évaluer la performance des projets au regard de leur utilité sur le réseau.

ANALYSE COÛT-BÉNÉFICE

L'analyse coût-bénéfice consiste tout d'abord à identifier l'ensemble des gains procurés par les solutions. Ceux-ci sont estimés en comparant la situation initiale en contrainte avec le réseau renforcé, et ce pour chaque stratégie envisagée. Ces gains reposent principalement sur :

- Le coût de congestion. Afin de limiter le transit des lignes en surcharge, le fonctionnement « naturel » des groupes de production est modifié. Des moyens de production à coût plus élevés sont démarrés

- Le coût de l'Énergie Non Distribuée. Chaque incident sur le réseau est simulé, le volume théorique d'énergie dépassant les contraintes techniques des ouvrages est quantifié. Il correspond donc à une énergie non distribuée aux consommateurs. Ces « ruptures d'alimentations » ont des conséquences sociales, économiques et industrielles, telles que les pertes de production chez les industriels, la perte de vente pour le secteur tertiaire et la perte de confort pour les ménages. La solution proposée permet d'alimenter toutes les consommations. Le coût de l'électricité non distribuée est évité. Il représente le gain apporté en termes de sécurité d'alimentation pour la collectivité. C'est un inducteur pour décider d'un investissement public.

- Le coût des pertes, mesurant l'efficacité énergétique du réseau.

L'ensemble de ces gains, calculés annuellement sur l'horizon d'étude, est alors comparé au coût associé à l'investissement. L'analyse coût-bénéfice permet ainsi de retenir les projets ayant un bilan socio-économique positif pour la collectivité. Cette analyse doit être complétée par une analyse de multicritères et une analyse de risque.

ANALYSE QUALITATIVE

L'analyse qualitative complète l'analyse coût-bénéfice et permet d'intégrer à l'évaluation des éléments difficilement quantifiables ou valorisables tels que :

- la préservation de la biodiversité, du patrimoine et des paysages,

- la limitation de l'utilisation des sols et des ressources naturelles,

- le potentiel d'acceptabilité du projet par les parties prenantes et les populations concernées,

- la compatibilité avec les projets des acteurs des territoires concernés et les synergies avec les autres projets d'aménagement,

- la faisabilité des travaux envisagés, en termes de transport des matériaux, de place au sein des postes, de consignation de l'ouvrage, de relation avec le voisinage...

L'étude préalable du contexte local permet de mieux connaître les enjeux du territoire concerné et d'appréhender ainsi l'ensemble de ces éléments de manière à les intégrer à la solution qui sera retenue en faisant une priorité de l'évitement (et de la réduction) de ses impacts sur l'environnement.

En outre, 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. En effet, la gêne due aux perturbations électriques de type flicker, harmoniques, déséquilibres n'a pu être quantifiée monétairement par les consommateurs.

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

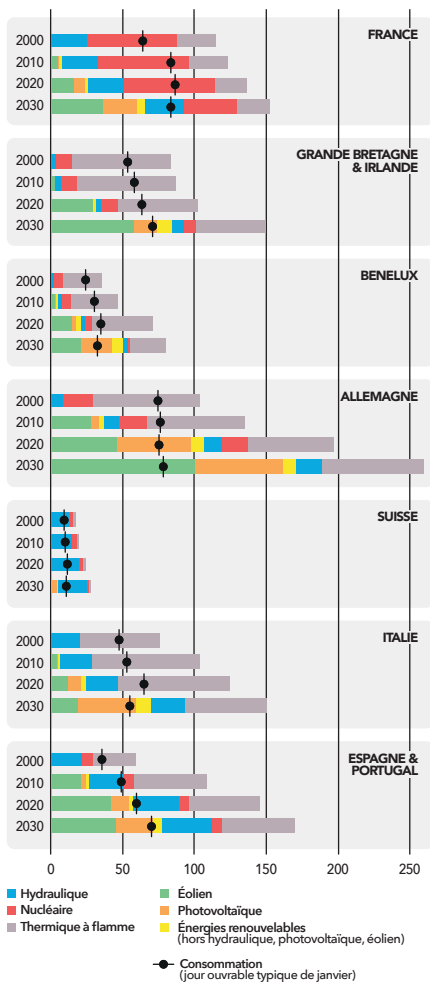
Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

La France est au carrefour des échanges d'électricité en Europe de l'ouest

Consommation de pointe typique de janvier et puissances installées par filière de production



Source ENTSO-E. Graphique basé sur les données du TYNDP 2016.



Dans son schéma décennal de développement du réseau européen¹ ENTSO-E² montre que le développement des énergies renouvelables conduit à une forte augmentation de la taille du parc de production installé en Europe.

Dans le même temps, la consommation croît faiblement en Europe occidentale.

C'est le développement des énergies renouvelables qui appelle les projets de développement du réseau de transport d'électricité.

80% des projets d'importance européenne permettent de raccorder les énergies renouvelables ou lever les congestions entre zones où se concentrent les productions renouvelables et zones de consommation (ou de stockage hydraulique en montagne).

Dans les dix prochaines années, ENTSO-E prévoit des flux particulièrement importants :

- Entre les îles britanniques et le continent et les pays nordiques, du fait d'un fort développement d'éoliennes en Irlande, Ecosse, et au large de l'Angleterre, requérant une capacité d'interconnexion totale de plus de 10 GW d'où l'importance des projets à l'étude, dont IFA2, l'un des projets les plus avancés ;
- Entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe, là encore du fait du fort développement des énergies renouvelables requérant une capacité d'interconnexion totale d'au moins 5 GW ; l'atteinte par l'Espagne de l'objectif de taux d'interconnexion européen de 10% nécessiterait au moins 8 GW.

● Au cœur de l'Europe occidentale : l'alternance du nord au sud de concentrations éoliennes (de la mer du Nord à la Mer baltique, de la Manche à la Champagne et au Centre), d'aires urbaines denses (région parisienne, l'arc de Manchester à Milan), et des capacités de stockage hydrauliques (Alpes, et dans une moindre mesure Scandinavie) en fait le siège de flux importants et variables, requérant selon les endroits des capacités de transport entre 5 et plus de 10 GW.

Ces tendances sont confirmées par le projet e-Highway 2050³ (soutenu par l'Union européenne) et d'autres études récentes : le développement des énergies renouvelables, même très décentralisées, va entraîner un besoin de solidarité accru entre pays européens.

Les capacités d'interconnexion actuelles n'apparaissent pas suffisantes et des projets de renforcements sont en construction ou à l'étude sur l'ensemble des frontières.

La France est en effet à un véritable carrefour des échanges d'électricité en Europe.

Les projets d'interconnexion entre la France et ses voisins doivent permettre de mieux utiliser les nouvelles productions renouvelables, et donc d'accompagner la transformation du « mix énergétique européen ». On estime ainsi que ces interconnexions permettront une économie de 8 millions de tonnes de CO₂ émis par an.

Des capacités à l'import et à l'export parfois différentes

Les capacités d'échange pour chaque frontière dépendent :

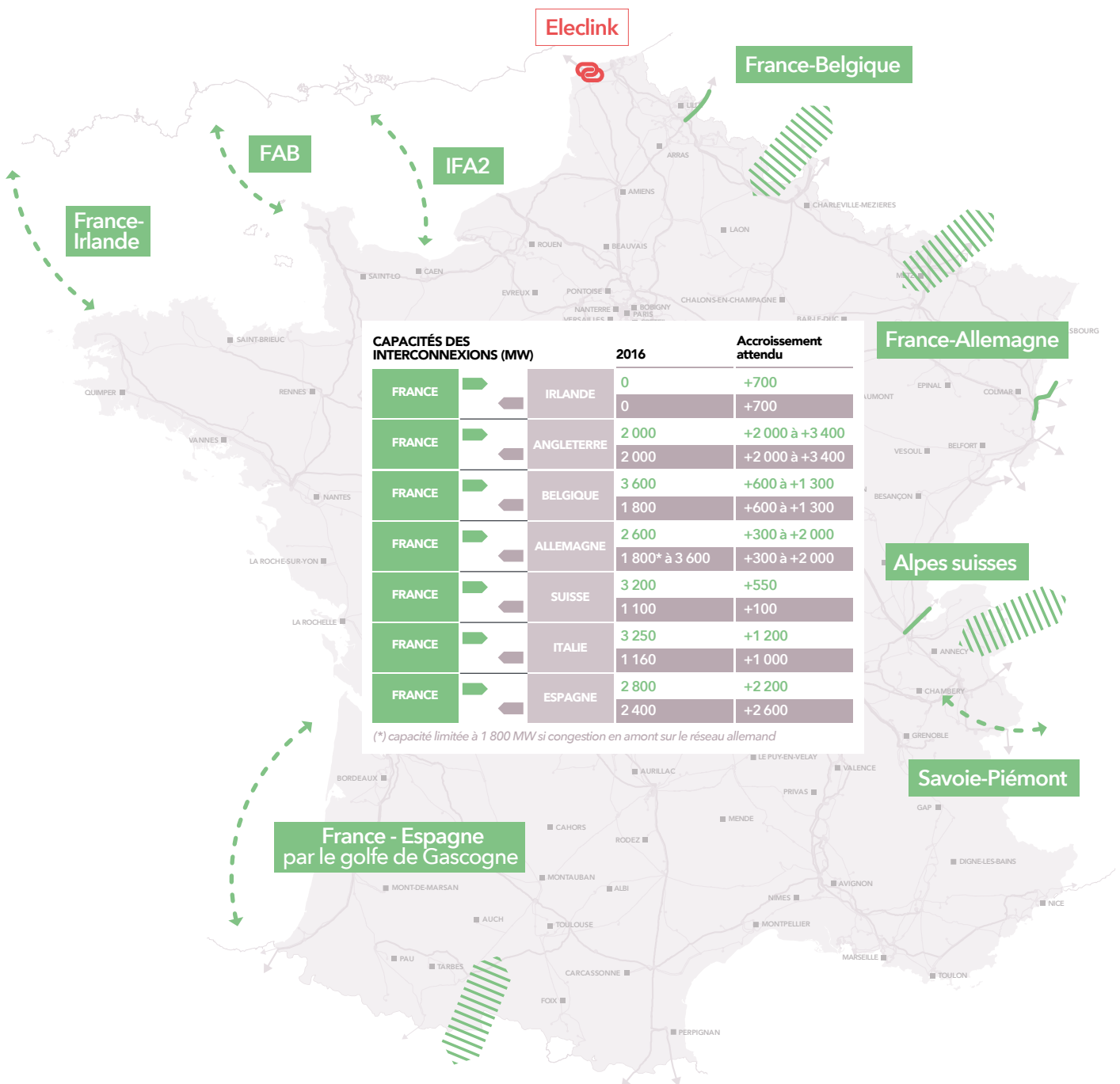
- des ouvrages constituant l'interconnexion
- des ouvrages de part et d'autre de la frontière
- de la localisation des productions et zones de consommation

Les capacités peuvent donc être différentes à l'import et à l'export, car les flux empruntent des chemins différents.

¹ En anglais : Ten-Year Network Development Plan, TYNDP. Il est disponible sur www.entsoe.eu

² European Network of Transmission System Operators for Electricity, association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens.

³ Site internet : <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>



Développer les capacités d'échanges avec les pays voisins

TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Interconnexions
- Raccordement client
- Sécurité d'alimentation
- Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

Les énergies renouvelables introduisent un double changement d'échelle pour les réseaux

Un premier changement d'échelle, en puissance : une plus grande capacité installée

Recourir à l'éolien ou au photovoltaïque pour produire de l'électricité implique un parc de production d'une puissance installée totale plus grande qu'en recourant à des centrales thermiques pilotables.

La production effective dépend en effet de deux facteurs :

- au premier chef, de la disponibilité des ressources primaires pour les énergies renouvelables (précipitations, ensoleillement, vent) ;
- des contraintes opérationnelles pour les centrales pilotables (temps de démarrage, maintenance éventuelle, pannes possibles).

Or les ratios entre la production installée et la production annuelle moyenne disponible sont très différents pour chaque filière de production (cf graphique ci-dessous).

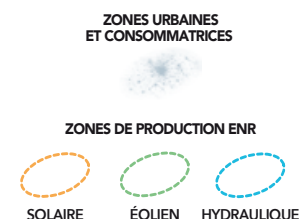
Ainsi, pour une même production moyenne, il faut disposer de plus grandes capacités installées en énergies intermittentes (solaire, éolien), qu'en centrales thermiques (nucléaire, énergies fossiles ou biomasse).

Du fait de la transformation du mix, ENTSO-E prévoit ainsi au moins un doublement de la capacité de production installée en Europe d'ici 2030 par rapport à 2005.

De plus, la production renouvelable est sujette à des très forts mouvements d'ensemble : à deux heures près, l'Europe connaît la lumière du jour aux mêmes heures et ses panneaux solaires produisent de concert. La production éolienne est aussi fortement corrélée dans toute l'Europe du nord.

La production simultanée de milliers d'installations de petite taille conduit ainsi à des variations de production totale simultanées de plusieurs GW aujourd'hui et dizaines de GW demain. Elles seront prévisibles mais elles représentent un défi pour l'équilibre temps réel entre offre et demande d'électricité.

Fluidifier les transits inter-régionaux et faciliter les secours entre les territoires



Un second changement d'échelle, spatial : des variations de production sensibles sur les réseaux à plus de 1000 km de distance.

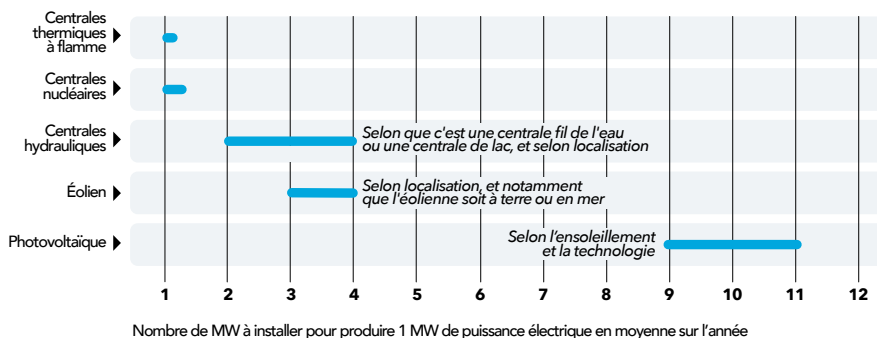
On peut illustrer le second changement d'échelle, spatial, avec une carte d'Europe, montrant les foyers de population (illuminés de nuit) ; et les zones favorables au développement des énergies renouvelables. Les grands bassins de développement d'éoliennes s'intercalent entre les centres de consommation.

L'image montre une distance caractéristique d'environ 1000 km entre les régions où se concentrent des zones de développement de l'éolien et du solaire, de un à plusieurs dizaines de gigawatts.

Ainsi, suivant que le vent souffle plus ou moins fort sur la finistère ibérique ou la mer du Nord ou que le soleil illumine l'Europe ou non, une importante part de l'alimentation des bassins de population vient plutôt du nord ou du sud.

Avec de telles concentrations d'énergies renouvelables, les flux d'électricité peuvent être ainsi modifiés sur plus de 1000 km. Par comparaison, la panne d'une centrale de forte puissance ne se ressent que dans un rayon trois à dix fois plus faible.

Ratios indicatifs puissance installée / puissance produite en moyenne sur l'année (source ENTSO-E)



La transition énergétique, un changement de paradigme pour le système électrique européen

Les analyses du TYNDP 2016 montrent la nécessité de développer des infrastructures de réseau européennes pour assurer la viabilité d'un système électrique avec une très forte proportion d'énergies renouvelables. Pour autant, ce réseau plus fort, absolument nécessaire, n'est pas suffisant à lui seul.



La production renouvelable en Europe est déjà et sera de plus en plus sujette à de forts mouvements d'ensemble. Les variations simultanées de ces productions de petite taille mais nombreuses exigeront la mobilisation de nombreux leviers de flexibilité, qu'il s'agisse de moyens de production pilotables, d'effacements de consommation, de stockage.

Les études en régime statique menées dans le cadre du TYNDP ne permettent pas de quantifier ces besoins en flexibilité. Elles ne permettent pas non plus de simuler le comportement en fréquence du réseau, mais considèrent que les moyens de production solaires et éoliens disposeront de moyens de contrôle de fréquence et de tension en lieu et place des moyens de production pilotables. Des études complémentaires doivent être menées sur ces sujets.

D'autre part, les simulations de marché réalisées représentent le modèle de marché européen actuel, « energy only », dans lequel tous les moyens de production sont censés être rémunérés au prix marginal. Avec des scénarios allant jusqu'à des taux de pénétration des énergies renouvelables au-delà de 50%, les actifs de production ne peuvent pas être rémunérés avec cette seule composante énergie. Pour que de telles visions soient réalisables, des mécanismes complémentaires doivent prendre le relais pour financer les investissements de production (subventions ou mécanismes de rémunération des capacités).

En conséquence, les analyses socio-économiques des projets de réseau actuellement réalisées peuvent être considérées comme conservatrices, ne prenant pas en compte l'ensemble de la valeur économique du système électrique. Et les bénéfices liés à l'optimisation des capacités de production apportés par les projets d'interconnexions ne sont pas intégrés. Autant de travaux complémentaires à poursuivre dans le cadre d'ENTSOE¹, pour être au rendez-vous de la transition énergétique européenne.

¹ Cf rapport ENTSO-E « Viability of the energy mix » : <http://tyndp.entsoe.eu/insight-reports/energy-mix/>

Ce double changement d'échelle demande de nouvelles capacités de transport d'électricité et conforte la coopération opérationnelle mise en place entre les gestionnaires de réseau.

Les deux changements d'échelle, en puissance et spatial, sont directement motivés par le développement massif de technologies éolienne et photovoltaïque, qui tendent à devenir les aléas dominants (c'est déjà le cas en Allemagne aujourd'hui).

Eolien et photovoltaïque sont aussi susceptibles d'induire un troisième changement d'échelle (mais moins pour le dimensionnement des réseaux que pour la gestion du système électrique) : quand aujourd'hui il faut mobiliser les leviers de flexibilité du système (production pilotable, effacements,...) à une vitesse de l'ordre de 10 GW/heure, ce sera peut-être à 1 GW/minute qu'il faudra le faire les jours d'été d'ici quelques années.

Les variations de production et de flux plus amples sur de grandes distances qui résultent du développement des énergies

renouvelables, sont mesurables, prévisibles, et les gestionnaires de réseau se donnent les moyens d'anticiper et gérer ces situations.

CORES0 a ainsi été créé pour anticiper les flux sur le réseau à l'échelle de l'Europe de l'ouest et proposer à RTE et ses homologues des solutions pour les gérer.

L'hydraulique – qui présente lui-aussi un aléa spécifique, selon que les précipitations sont abondantes ou non dans l'année, mais dont la production reste programmable – aidera à lisser les tensions nouvelles sur l'équilibre offre-demande.

Les nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage dans les Alpes et en Norvège en seront un outil privilégié, sous réserve de permettre l'acheminement des excédents de production éolienne des côtes vers les massifs montagneux.

Il faut cependant que les capacités d'interconnexion permettent effectivement de distribuer aux territoires voisins des surplus de production renouvelable, peu, pas ou moins carbonée et meilleur marché.

● L'Espagne et l'Allemagne connaissent d'ores et déjà des situations où des éo-

liennes doivent être déconnectées et de l'énergie « gratuite » est ainsi perdue faute de capacité d'export suffisante ou de contraintes internes.

● Les îles britanniques risquent de connaître demain ces mêmes difficultés si leurs capacités d'échange ne sont pas augmentées.

Plus le mix est composé d'énergies renouvelables, plus le besoin de capacités d'interconnexion est important. Elles favorisent le recours aux productions les moins chères en Europe. Les interconnexions servent également à faire face aux mouvements d'ensemble d'un parc de production plus grand.

On peut comparer la production de milliers d'installations renouvelables dispersées à la pluie, variable d'un endroit à un autre et dans le temps. Cette dernière résulte cependant en un réseau de rivières et de fleuves puissants alimentés tout au long de l'année. À son instar, les surplus de production d'électricité renouvelable ont besoin d'un réseau haute tension pour se canaliser sur de longues distances vers les centres de consommation.

Renforcer l'interconnexion avec le Royaume Uni et l'Irlande



L'EXPLOITATION D'UN FORT POTENTIEL EOLIEN APPELLE DES ÉCHANGES PLUS IMPORTANTS AVEC LE CONTINENT

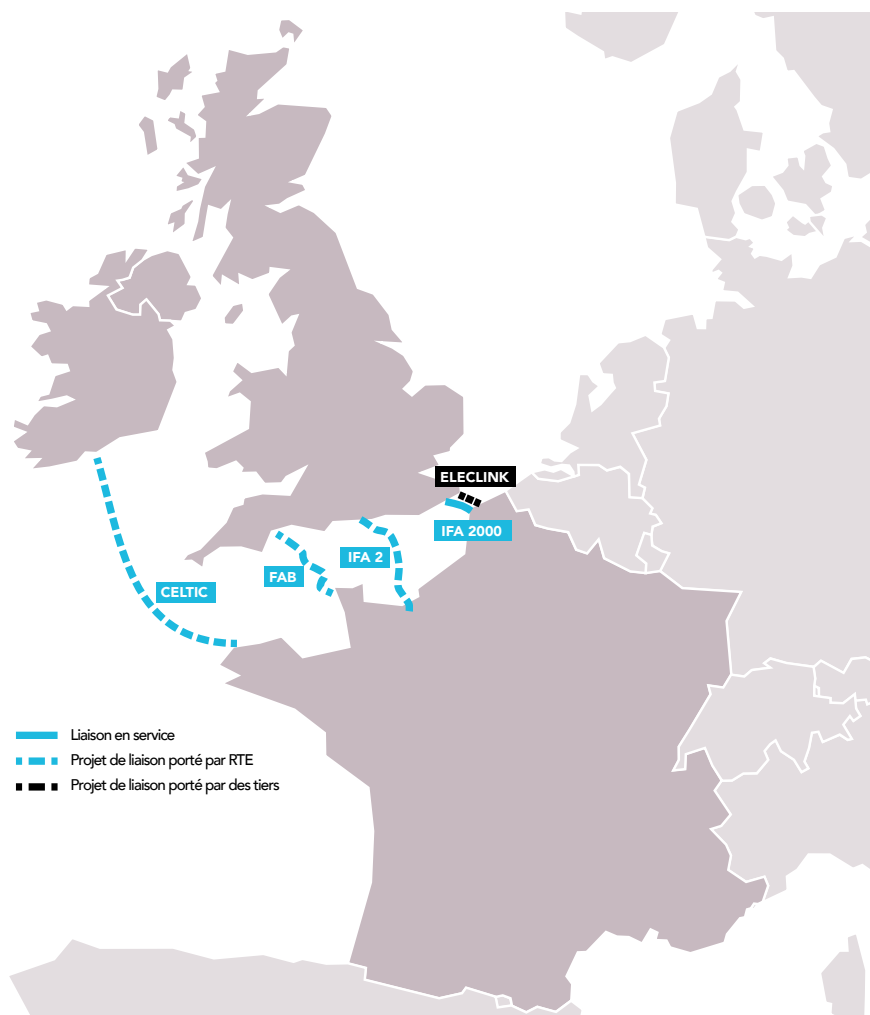
Le mix énergétique du Royaume-Uni et de l'Irlande est principalement constitué de centrales thermiques au gaz.

Pour la décennie à venir, les deux pays 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. Des groupes nucléaires de forte puissance sont également envisagés en Angleterre et au Pays de Galles. La construction des nouvelles capacités de production d'ici 2020 compensera seulement en partie la fermeture des centrales les plus anciennes au Royaume-Uni à cet

horizon. Les Iles britanniques devraient alors être importatrices.

- Selon les projections d'ENTSO-E, à l'horizon 2030, Irlande et Royaume-Uni seront soit d'importants exportateurs d'électricité (s'ils développent leur parc selon leurs objectifs initiaux) soit présenteront un solde global d'échanges plus équilibré voire importateur (dans le cas contraire).

- Dès l'horizon 2020 cependant, et a fortiori en 2030, la variabilité de la production éolienne en Grande-Bretagne rendra plus délicate la gestion de l'équilibre offre-demande. Au-delà des échanges d'électricité, le développement des interconnexions vise aussi à donner les leviers d'action nécessaires dans ce domaine et à sécuriser le fonctionnement de ces systèmes insulaires.



Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2016

CAPACITÉS D'EXPORTATION		CAPACITÉS D'IMPORTATION	
FRANCE ▶ GB	2000 MW	GB ▶ FRANCE	2000 MW
FRANCE ▶ IRLANDE	0 MW	IRLANDE ▶ FRANCE	0 MW

Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

PROJET	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
IFA2	France - Royaume-Uni	+1000 MW	2020
FRANCE-ALDERNEY-BRITAIN (FAB)	France - Royaume-Uni	+1400 MW	2022
CELTIC INTERCONNECTOR	France - Irlande	+700 MW	2025
ELECLINK	France - Royaume-Uni	+1000 MW	2019

QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES ÎLES BRITANNIQUES ?

Dans les dix prochaines années, ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit des flux particulièrement importants entre les îles britanniques et le continent. Un fort développement d'éoliennes en Irlande, Ecosse, et au large de l'Angleterre, requiert une capacité d'interconnexion totale de 7 à plus de 10 GW avec le continent à l'horizon 2030.

Les nouvelles capacités d'interconnexion permettront de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part 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 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.

Enfin, le potentiel d'énergies marines au large du Cotentin, dans les eaux françaises ou au large des îles anglo-normandes est important. Il devra être aiguillé pour partie vers la France et pour partie vers le Royaume-Uni : il apparaît d'emblée plus pertinent de favoriser le développement de cette ressource en organisant une coopération internationale.

ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et les îles britanniques à environ 100 M€/an pour le scénario Vision 3 du TYNDP 2016 d'ENTSO-E. Cela correspond à un moindre recours (de l'ordre de 1 TWh/an) aux centrales charbon, gaz, fioul des pays concernés pour mieux tirer parti des énergies renouvelable et du nucléaire.

10 GW d'interconnexion voire plus entre les îles britanniques et leurs voisins continentaux (Scandinavie comprise) ressortent bénéfiques pour la collectivité dans le TYNDP 2016.

LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-GB/IRLANDE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

Les îles britanniques constituent aujourd'hui une « péninsule électrique » en Europe.

L'Angleterre est reliée au continent par une liaison à courant continu avec la France de 2000 MW depuis 1986 (IFA) et par une liaison (Britned) avec les Pays-Bas de 1000 MW depuis le 1er avril 2011.

RTE conduit plusieurs études avec ses partenaires, pour conduire les projets de lignes sous-marines à courant continu IFA2, FAB, et France-Irlande. Les trois projets ont été retenus comme « projets d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures d'électricité. La mise en service du projet IFA2, rentable pour la société, est prévue pour 2020. Le projet France-Irlande fait l'objet, quant à lui, d'évaluations socio-économiques.

Par ailleurs, la société ELECLINK a obtenu une dérogation des régulateurs français et anglais pour réaliser et exploiter une interconnexion en courant continu entre la France et l'Angleterre. Le projet a été retenu comme « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne. Une proposition technique et financière pour le raccordement de l'interconnexion a été signée entre RTE et ELECLINK.

D'autres sociétés d'ingénierie envisagent des projets de renforcements d'interconnexion entre la Grande Bretagne et la France, mais à un stade moins avancé.

Le Schéma décennal considère jusqu'à 6 GW de capacité totale d'interconnexion entre la France et les îles britanniques.

Renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne et le Bénélux



LE CONTEXTE EN ALLEMAGNE

L'Allemagne a d'ores et déjà engagé une transition énergétique d'envergure avec la fermeture de ses centrales nucléaires, le recours aux énergies éoliennes et solaires.

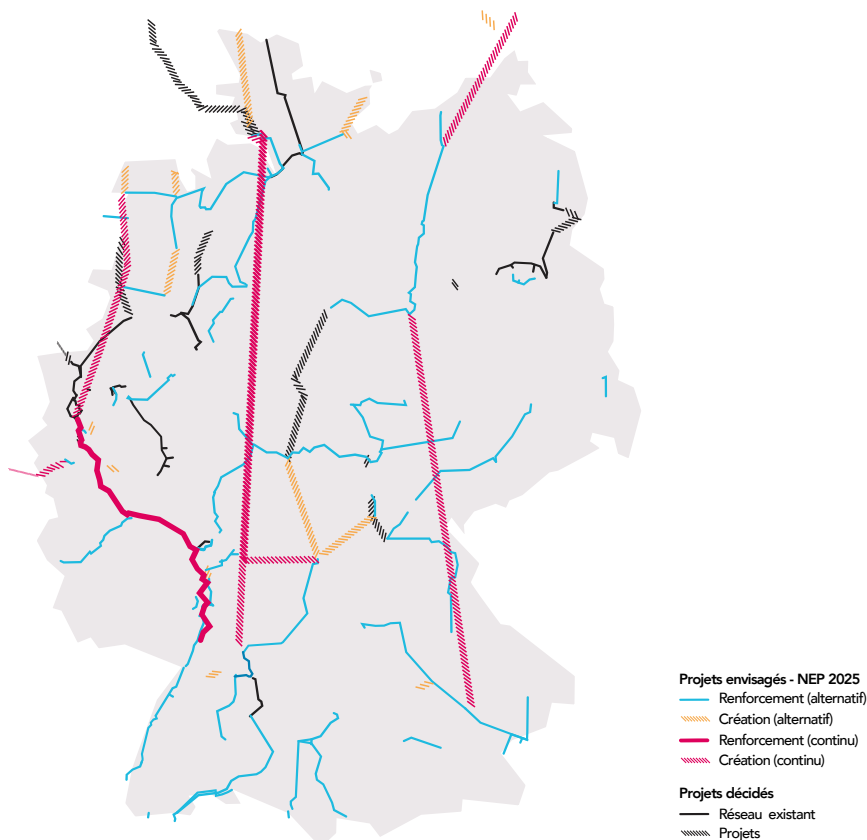
Plus de 40 GW de panneaux photovoltaïques et autant d'éolien sont installés à ce jour. Ce sont des volumes très importants au regard de la taille du pays (sa consommation en hiver est de l'ordre de 90 GW).

De fait, l'Allemagne tantôt exporte ses surplus à ses voisins, tantôt importe de l'électricité. Et bien que les installations, notamment photovoltaïques, soient chacune plutôt petites, on remarque aux frontières du pays des flux d'exports/imports directement liés à la disponibilité instantanée des ressources éoliennes et solaires.

● Les centrales nucléaires, ainsi que les centrales au charbon les plus anciennes, qui sont fermées ou vont bientôt l'être, sont situées surtout au sud et à l'ouest du pays, proches des centres de consommation.

● A contrario, le gisement éolien est situé principalement au nord, et en mer ; et de nouvelles capacités de stockage hydraulique sont développées dans les Alpes.

Projets du schéma décennal allemand à l'horizon 2025 (scénario B1-NEP 2025)



Le barycentre de la production se déplace ainsi vers les côtes de la mer du Nord quand la consommation et les moyens de régulation sont pour l'essentiel au sud. Il en résulte des flux nord sud importants à travers toute l'Allemagne et chez ses voisins.

L'Allemagne ambitionne de porter ses capacités renouvelables à l'horizon 2025 à environ 74 GW pour l'éolien et 55 pour le photovoltaïque (respectivement 107 et 60 GW à l'horizon 2035) :

– Les capacités du réseau allemand doivent ainsi être doublées d'ici dix ans, avec un renforcement d'environ 5000 km de réseau existant et la création de plus de 4000 km de nouveaux ouvrages à travers tout le pays.

– En particulier, la création d'ici 2025 de 3 corridors nord-sud à courant continu, pour une puissance totale de 10 GW et une longueur de plus de 3000 km, rapprochera électriquement les régions consommatrices du sud de l'Allemagne aux zones de production éolienne du nord.

LE CONTEXTE DU BENELUX

Le Benelux présente un bassin de consommation dynamique et un recours croissant à l'éolien de la mer du Nord. Avec la planification de la fermeture des centrales nucléaires belges d'ici 2025, la production d'électricité du Benelux dépendra principalement du gaz, de plus en plus importé, et de l'énergie éolienne développée le long de ses côtes.

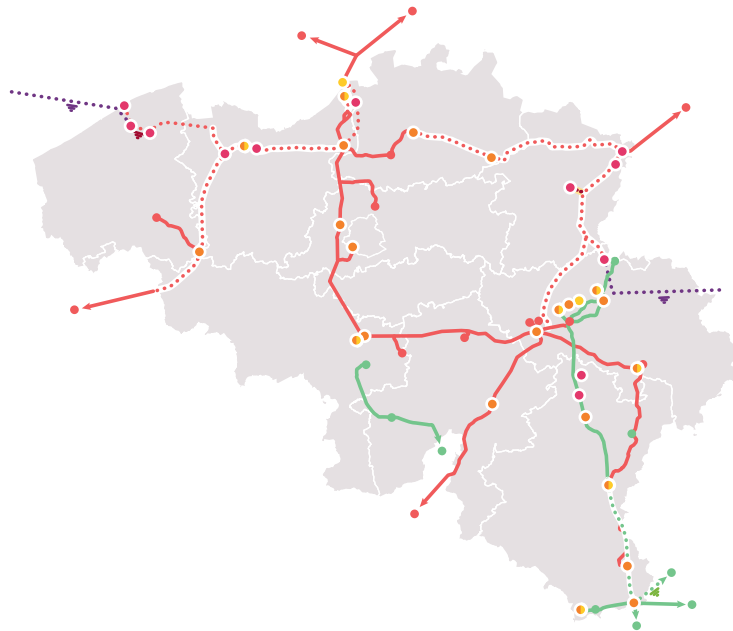
Pays-Bas, Belgique et Luxembourg cherchent donc à développer leurs interconnexions avec les pays voisins, pour réguler leur approvisionnement électrique : sécuriser leur alimentation ou exporter leur surplus. Ces tendances sont sensibles tant à l'horizon 2020 que 2030.

Les enjeux de développement des interconnexions seront d'autant plus aigus que les capacités de production éolienne en mer seront importantes. Compte tenu de la taille du territoire, toutes les éoliennes installées seront soumises simultanément aux mêmes conditions de vent et produiront ou non sensiblement en même temps.

LES CAPACITÉS D'INTERCONNECTION DANS LA ZONE CWE ET LA MÉTHODE FLOWBASED

Depuis le 21 mai 2015, les capacités d'échanges transfrontaliers au sein de la zone CWE (Central West Europe) ne sont plus calculées sur la base des capacités disponibles sur chaque frontière (NTC – Net Transfert Capacity), mais via une nouvelle méthode dite « flowbased ». Cette méthode permet d'accroître significativement les capacités d'échange au sein de la zone CWE, par une meilleure prise en compte

Développement des interconnexions et de l'épine dorsale du réseau interne belge (extrait du Plan de développement fédéral du réseau de transport 2015-2025 - Elia)



des contraintes réelles du réseau dans l'ensemble de la zone, tout en garantissant le même niveau de sécurité.

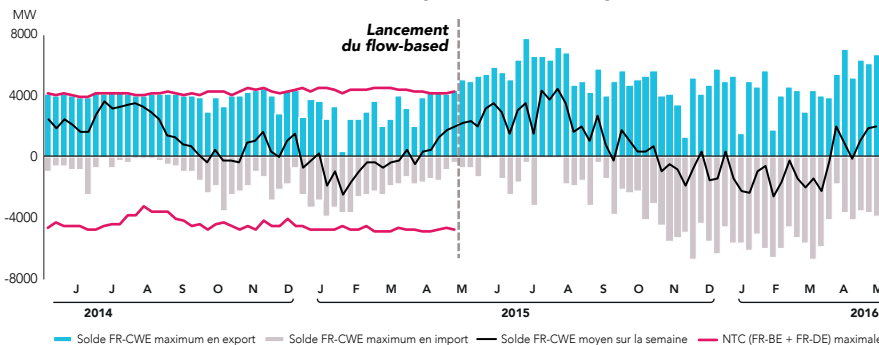
Un domaine « flow-based », dans lequel les échanges peuvent s'établir, est offert chaque heure au marché. Il se caractérise par des dépendances entre les capacités d'export et d'import des pays au sein de la zone. Ainsi, au sein de la zone CWE, la capacité d'import/export de la France dépend des bilans import/export de la Belgique et de l'Allemagne.

Depuis la mise en place de cette nouvelle méthode de calcul, les échanges maximums de la France avec la région CWE dépassent très largement le maximum qui était proposé en NTC sur les frontières France-Belgique et France-Allemagne cumulées.

Avec le mécanisme Flow-Based, qui prend en compte de façon explicite les contraintes sur les ouvrages physiques, les échanges peuvent être optimisés au plus près des capacités réelles du réseau. Dès la première semaine, les exports de la France vers CWE dépassent les limites imposées précédemment par la méthodologie NTC. Ils s'élèvent jusqu'à 7 745 MW le 13 juillet 2015. Il faut attendre novembre pour que le solde dépasse également en import la somme des NTC France-Belgique et France-Allemagne, et il atteint jusqu'à 6 828 MW le 13 décembre 2015.

Le système électrique français bénéficie donc d'une souplesse accrue sur la frontière France-CWE, avec des échanges pouvant varier dans une plage de plus de 11 GW certaines journées.

Les possibilités d'échanges France-CWE augmentent sensiblement en export comme en import



QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ALLEMAGNE ET LA BELGIQUE ?

Avec le développement de l'éolien en mer du Nord, la frontière nord-est de la France est susceptible de connaître des flux tantôt exportateurs, tantôt importateurs.

ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit une amplitude totale des flux avec la Belgique et l'Allemagne de 7 à 10 GW à l'horizon 2030.

Les 10 GW pourraient être dépassés si 60% de la demande d'électricité devait être couverte par les énergies renouvelables.

ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de l'ordre de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Allemagne à environ 50 M€/an (dans le scénario Vision 3 du TYNDP 2016 d'ENTSO-E). Elles représentent l'économie constituée par un recours meilleur aux énergies renouvelables et moindre aux énergies fossiles (pour près de 1 TWh/an). Le renforcement de l'interconnexion contribue également à améliorer la sécurité d'alimentation à la pointe grâce à un plus grand maillage du réseau.

Concrètement, la Lorraine et l'Alsace seraient approvisionnées par les surplus d'énergies renouvelables allemands ; à contrario, une partie de la production de Lorraine et des Alpes pourra être exportée quand éolien et photovoltaïque produiront moins outre-Rhin.

Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2016			
CAPACITÉS D'EXPORTATION		CAPACITÉS D'IMPORTATION	
FRANCE ▶ ALLEMAGNE	2 600 MW	ALLEMAGNE ▶ FRANCE	3 600 MW <i>(ou 1800 MW si congestion en amont)</i>

Capacités d'interconnexion et perspectives de développement			
PROJET	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION ALLEMANDE	France - Allemagne	+ 1000 MW à + 2000 MW	Dans les dix ans (à confirmer)

Entre la France et la Belgique, un accroissement de l'ordre de 1 GW de la capacité d'interconnexion représenterait un gain pouvant atteindre 30 M€/an pour la collectivité européenne. Comme pour l'Allemagne, on escompte un moindre recours aux énergies fossiles pour mieux tirer parti des énergies renouvelables (pour environ 500 GWh/an en vision 3 du TYNDP) et l'amélioration de la sécurité à la pointe.

Le développement de capacités d'interconnexion supplémentaires apparaît ainsi souhaitable pour la collectivité, et ce quel que soit le niveau de transition énergétique en Europe d'ici 2020-2030.

Il est probable que développer plus avant les interconnexions serait bénéfique dès lors que les capacités éoliennes continueront de se développer (et de façon d'autant plus certaine que les renforcements seraient peu coûteux).



LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

L'Allemagne et la France sont interconnectées par trois circuits à 400 kV et un à 225 kV.

RTE a étudié dans le cadre d'ENTSO-E avec Amprion et Transnet BW, ses homologues allemands, les moyens d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays.

Parmi les différentes stratégies examinées, deux renforcements ont été retenus dans le TYNDP et dans le NEP allemand :

- Le passage de 225 kV à 400 kV du circuit entre Muhlbach (Alsace) et Eichstetten (Bade). Transnet BW et RTE ont signé en février 2015 un protocole d'accord pour envisager la réalisation d'ici 2025.

- L'augmentation de capacité des deux circuits entre Vigy et Uchtelfangen (voire au-delà) côté allemand (par meilleure utilisation de l'ouvrage actuel ou remplacement des conducteurs). Amprion, qui gère le réseau concerné, étudie la faisabilité de ce renforcement. Un protocole d'accord a été signé en juin 2016 pour une mise en service avant 2030.

Le Schéma décennal suppose la mise en service de ces renforcements d'ici 2030.

Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2016

CAPACITÉS D'EXPORTATION		CAPACITÉS D'IMPORTATION	
FRANCE ▶ BELGIQUE	3 600 MW	BELGIQUE ▶ FRANCE	1 800 MW

Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

PROJET	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION BELGE	France - Belgique	+600 à +1300 MW	Entre 2021 et 2023

LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

La Belgique et la France sont interconnectées par trois circuits 400 kV et trois à 225 kV. Un câble 225 kV relie le réseau de RTE à un client Luxembourgeois.

RTE a étudié avec Elia, son homologue belge, dans le cadre d'ENTSO-E les moyens d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays.

Un projet de changement des conducteurs des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation est à l'étude.

À plus long terme, si ce renforcement se révèle insuffisant, un renforcement supplémentaire pourrait être envisagé entre les deux pays.

Les paramètres principaux de cette étude sont le développement de l'énergie éolienne en France et en Belgique, et la fermeture de centrales thermiques en Belgique. Il est par ailleurs à noter que, suite à l'étude menée en 2011 par la France, la Belgique, l'Allemagne et le Luxembourg, ce dernier a choisi de renforcer son alimentation à 225 kV à partir de l'Allemagne et de la Belgique. L'analyse des flux sur le réseau 225kV de la zone de Moulaine est en cours compte tenu des évolutions prévues à plus ou moins long terme dans la zone.

Une étude est en cours avec Elia pour examiner l'opportunité de renforcer plus avant l'interconnexion France-Belgique.

Le Schéma décennal considère jusqu'à 5 GW de capacité totale d'interconnexion.

LES PERSPECTIVES GLOBALES POUR LES CAPACITÉS AVEC LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE

Le domaine « flow-based » considéré sera amené à s'agrandir à la mise en service de nouveaux projets d'interconnexion.

Cette évolution est néanmoins difficile à apprécier ex ante car elle dépend de nombreux paramètres comme la configuration future du réseau, l'évolution des capacités de production ou encore les travaux de renforcement internes à chaque pays. Des travaux sont en cours au sein du groupe des gestionnaires de réseau membres de la zone CWE pour estimer les gains du domaine flowbased liés aux futurs développements de réseau.

À plus court terme, des améliorations méthodologiques devraient également être apportées (optimisation de l'algorithme, réévaluation des seuils...).



Renforcer l'interconnexion avec la Suisse



LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUSCITE DE NOUVELLES CAPACITÉS DE STOCKAGE ET DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

L'hydroélectricité est exploitée dans tout le massif alpin. Elle 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 et en Autriche.

La Suisse prévoit, d'ici 2025, l'installation de 4 GW de STEP (station de transfert d'énergie par pompage) nouvelles, comme moyen de stockage

(Schéma décennal suisse : <http://grid2025.swissgrid.ch/fr>).

Ces STEP ont vocation à absorber les surplus de production intermittente du nord, les premières mises en service devant intervenir dès 2018.

Son plan de développement du réseau prévoit de réaliser des liaisons nord-sud pour fluidifier les flux à travers le pays, de l'Allemagne aux installations hydrauliques du sud du pays.

D'une manière plus générale, on peut s'attendre à ce qu'il en résulte un profil d'échanges de la Suisse avec ses voisins plus marqué. Il dépendra de l'utilisation en pompage ou en production des STEP. Cette tendance sera d'autant plus marquée que le développement des énergies renouvelables sera soutenu en Europe, en 2020 et en 2030. On peut noter que l'Autriche présente des perspectives très similaires.



Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2016

CAPACITÉS D'EXPORTATION		CAPACITÉS D'IMPORTATION	
FRANCE ▶ SUISSE	3 200 MW	SUISSE ▶ FRANCE	1 100 MW

Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

PROJET	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION SUISSE (PHASE 1)	France - Suisse	FRANCE ▶ SUISSE +550 MW	D'ici 2020
		SUISSE ▶ FRANCE +100 MW	

- Une troisième phase, plus prospective, envisage l'augmentation de capacité de la liaison transfrontalière 225 kV à deux circuits au sud du lac Léman (entre les postes de Cornier et Riddes), éventuellement en lui substituant une nouvelle liaison 400kV simple circuit. L'environnement (montagne, climat) rend ces opérations très complexes.

QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LA SUISSE ?

Dans les dix prochaines années, ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit des flux particulièrement importants aux frontières de la Suisse.

ENTSO-E prévoit des flux de plus de 10 GW au nord avec la France (et au-delà les îles britanniques, l'Espagne) et surtout l'Allemagne, c'est-à-dire entre les principaux gisements d'énergies renouvelables et ses capacités de stockage hydroélectrique.

L'interconnexion permettra ainsi de tirer pleinement parti des sources d'énergies renouvelables en stockant les surplus produits en période de faible consommation, et en les restituant en période de faible production d'origine renouvelable.

ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de l'ordre de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et la Suisse à environ 10 M€/an. Cette valorisation justifie des renforcements peu coûteux de l'interconnexion, mais pas par elle-même de nouvel ouvrage linéaire.

Le développement d'1 GW de capacité d'interconnexion supplémentaire n'apparaît ainsi envisageable que si son coût reste très modéré.

LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE - SUISSE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

La Suisse et la France sont interconnectées par trois circuits 400 kV au nord du Jura, un circuit à 400 kV et deux à 225 kV à hauteur du lac Léman, et trois circuits 225 kV en Savoie. RTE étudie avec Swissgrid dans le cadre d'ENTSO-E la faisabilité d'augmenter la capacité d'interconnexion. Outre le développement de capacités de stockage d'énergie dans les Alpes suisses, les principaux déterminants de cette étude sont la production tout au long de la vallée du Rhône et les besoins d'importations italiens.

Plusieurs renforcements alternatifs ou complémentaires peuvent être imaginés.

- Une première phase à l'ouest du lac Léman prévoit une augmentation de la capacité de la liaison 225 kV à deux circuits entre les postes de Génissiat et Verbois. Le Schéma décennal la considère avant 2020 dans tous les scénarios.
- Une deuxième phase consisterait, à plus long terme, en la mise en place de solutions permettant une meilleure répartition des flux autour du lac Léman, tels que des transformateurs déphaseurs, associée à une augmentation de capacité de l'axe interne français à 400 kV Creys-Saint Vulbas.

Renforcer l'interconnexion avec l'Italie



L'ITALIE IMPORTE DE L'ÉLECTRICITÉ POUR MOINS RECOURIR AUX ÉNERGIES FOSSILES

L'alimentation électrique de l'Italie repose essentiellement sur des centrales thermiques relativement plus chères que leurs homologues européennes.

De ce fait, le pays recourt à longueur d'année aux importations, avec une capacité d'import à travers sa frontière nord atteignant 8500 MW en hiver aujourd'hui.

A contrario, lors de vagues de froid, l'Italie peut offrir d'importantes capacités de secours à hauteur de 4000 MW sur la frontière nord et dont l'acheminement est limité en direction de la France à un peu plus de 1000 MW en 2016.

Par ailleurs, 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 européen après l'Allemagne.

ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit cependant que l'Italie restera importatrice d'électricité d'ici 2020 ; cette tendance se poursuit à plus long terme dans les scénarios à relativement moindre développement des énergies renouvelables, mais s'atténue considérablement, voire s'inverse, si l'installation d'énergie éolienne et photovoltaïque se poursuit à rythme soutenu.



Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2016

CAPACITÉS D'EXPORTATION		CAPACITÉS D'IMPORTATION	
FRANCE ▶ ITALIE	3 250 MW	ITALIE ▶ FRANCE	1 160 MW

Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

PROJET	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
SAVOIE PIÉMONT	France - Italie	+1200 MW	2019

QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNECTIONS AVEC L'ITALIE ?

Dans les prochaines années, ENTSO-E prévoit toujours de fortes importations par l'Italie depuis la France et ses autres voisins du nord de l'Europe, avec une capacité d'interconnexion totale de plus 10 GW dans tous les scénarios.

L'essentiel de l'électricité produite en Italie provient de centrales thermiques, et il est très bénéfique de substituer à la combustion de ressources fossiles des importations à plus bas coût et sans émission de carbone, nucléaires mais aussi, et de plus en plus, d'origine renouvelable.

ENTSO-E a évalué les retombées économiques pour la collectivité d'un accroissement de 1 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie: jusqu'à 90 M€/an à horizon 2020 dans le TYNDP2016 d'ENTSO-E) peuvent être économisés par les moindres recours aux énergies fossiles en Italie en tirant mieux parti des énergies renouvelables et du nucléaire français.

A contrario, l'Italie dispose de capacités de pointe auxquelles la France a recours pour faire face aux consommations exceptionnelles lors de vagues de froid. Cette interconnexion contribue ainsi à la sécurité d'approvisionnement de chacun des deux pays, selon les périodes de l'année.

Dans ce contexte, le projet Savoie-Piémont, en cours de construction, permettra d'atteindre un niveau d'interconnexion entre la France et l'Italie de plus de 4 GW.

Ce projet doit s'accompagner de l'augmentation de la capacité de trois lignes de 400 kV au nord de l'Italie pour obtenir l'augmentation de capacité attendue à la frontière.

LES CAPACITÉS D'INTERCONNECTION FRANCE-ITALIE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

Les échanges d'électricité entre la France et l'Italie passent principalement par les lignes à 400 000 Volts Albertville - Rondissone et Albertville - Venasus.

Les gouvernements français et italien ont signé un accord sur l'énergie lors du sommet franco-italien de Nice le 30 novembre 2007. Cet accord a été complété par un accord entre RTE et son homologue TERNA visant à augmenter de 60 % la capacité d'échanges entre les deux réseaux électriques pour renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique des deux pays.

Dans le cadre de cet accord, le réseau électrique transalpin a été optimisé pour dégager 600 MW de capacité supplémentaire depuis 2013.

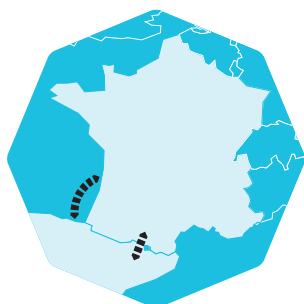
Le projet Savoie-Piémont constitue le deuxième volet de cet accord.

Le projet Savoie Piémont vise à construire une liaison à courant continu de 2x600 MW souterraine, empruntant les axes autoroutiers et les infrastructures du tunnel du Fréjus.

Ce projet a été retenu comme « projet d'intérêt commun » à l'Union Européenne le 14 octobre 2013 dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie. Ce statut a été confirmé le 18 novembre 2015.

Le Schéma décennal ne prend pas en compte d'autre renforcement entre la France et l'Italie.

Renforcer l'interconnexion avec l'Espagne



LA PRODUCTION ÉOLIENNE ESPAGNOLE EST CONTRAINTE FAUTE DE POUVOIR S'EXPORTER

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, et sur une production déjà très importante et toujours croissante d'énergies renouvelables, notamment éolienne avec 28 GW installés aujourd'hui, principalement dans le quart nord-ouest de la péninsule.

Ce sont des volumes élevés : par comparaison, Espagne et Portugal totalisent une consommation de pointe de l'ordre de 50 GW.

Cette forte proportion de production variable rend la gestion de l'équilibre offre-demande délicate, avec tantôt le besoin d'exporter des surplus vers la France, tantôt d'importer de l'électricité.

L'interconnexion comprend désormais la nouvelle liaison à courant continu entre Baixas (France) et Santa-Llogaia (Espagne) qui double sa capacité.

L'amplitude des flux et la fréquence de congestion augmentent avec le développement des énergies renouvelables dans la péninsule ibérique. Or, la capacité de production d'origine renouvelable devrait continuer de croître pour atteindre des volumes de production éolienne et photovoltaïque sensiblement équivalents à la pointe de consommation espagnole.

Au-delà des échanges d'électricité, le développement des interconnexions vise aussi à résoudre le problème d'équilibre offre-demande et à sécuriser le fonctionnement de ce système péninsulaire.



Capacités caractéristiques en hiver au 01/01/2016

CAPACITÉS D'EXPORTATION		CAPACITÉS D'IMPORTATION	
FRANCE ▶ ESPAGNE	2 800 MW	ESPAGNE ▶ FRANCE	2 400 MW

Capacités d'interconnexion et perspectives de développement

PROJET	FRONTIÈRE	CAPACITÉ ADDITIONNELLE	HORIZON
GOLFE DE GASCOGNE	France - Espagne	FRANCE ▶ ESPAGNE +2 200 MW	D'ici 2025
		ESPAGNE ▶ FRANCE +2 600 MW	

QUELS BÉNÉFICES ATTENDRE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ESPAGNE ?

De par la géographie, l'interconnexion de la péninsule ibérique avec l'Europe passe par la France.

Dans les dix prochaines années, ENTSO-E (l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens) prévoit une variation importante des flux entre la France et l'Espagne, avec des échanges tantôt dans un sens tantôt dans l'autre, de l'ordre de 5 GW.

ENTSO-E évalue les bénéfices économiques d'un accroissement de la capacité d'interconnexion entre la France et la péninsule ibérique dans le rapport TYNDP (l'équivalent européen du Schéma décennal) 2016. L'économie permise peut aller jusqu'à 60 M€/an pour 1 GW d'augmentation de la capacité dans le scénario vision 3 du TYNDP2016. Cela représente l'économie d'un recours meilleur aux énergies renouvelables, sans gaspillage, et moindre aux énergies fossiles, et l'amélioration de la sécurité d'alimentation.

Le renforcement du maillage du réseau sécurise particulièrement l'approvisionnement des régions frontalières qui ne produisent pas intégralement sur leur sol l'électricité qu'elles consomment.

LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE ET LEURS PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

L'Espagne et la France sont interconnectées par deux circuits à 400 kV et deux à 225 kV en technologie aérienne, courant alternatif ; et depuis octobre 2015 par deux liens supplémentaires en technologie souterraine à courant continu.

La France et l'Espagne ont depuis longtemps décidé de remédier à l'insuffisance de la capacité d'interconnexion. En particulier :

- Les gouvernements français et espagnol ont entériné, lors du sommet de Perpignan en octobre 2001, l'objectif de porter la capacité d'échange à 2,8 GW dans un premier temps, puis à 4 GW dans un second temps.
- Le 25 novembre 2002, le Conseil de l'Union européenne 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. C'est dans ce cadre qu'ont été étudiés le renforcement de l'interconnexion à l'est des Pyrénées mis en service en 2015, et le projet Golfe de Gascogne, qui doit porter la capacité d'interconnexion à 5 GW. En traversant par endroit des fonds marins complexes, ce projet constitue un défi d'ingénierie.

● Le 4 mars 2015, les Présidents de la République française, du gouvernement espagnol, le Premier ministre du Portugal et le Président de la Commission européenne se sont réunis à Madrid, sur la question des interconnexions énergétiques. Le projet dans le Golfe de Gascogne est d'ores et déjà inclus dans la liste des Projets d'intérêt commun. Ils ont aussi demandé l'étude de deux nouveaux concepts de projets transfrontaliers pour porter le niveau d'interconnexion entre la France et l'Espagne à près de 8 GW. Entso-e a intégré ces projets dans l'édition 2016 du TYNDP.

Le développement de l'interconnexion France-Espagne est discuté au sein d'un Groupe de Haut Niveau entre les Ministères français, espagnol et portugais et la Commission européenne.

Le projet IFA2 avec l'Angleterre



RTE et National Grid Interconnectors Limited (NGIL) ont dans le cadre d'un accord signé en 2010, mené à bien une étude de faisabilité d'une nouvelle interconnexion à courant continu : « IFA2 »

LE PROJET EST ENTRÉ FIN 2015 DANS SA PHASE DE DÉVELOPPEMENT (2015-2017)

Au cours de cette phase, sont menés les appels d'offres relatifs à la construction de cette nouvelle infrastructure (lancés en 2015), et les procédures administratives permettant de la déclarer d'utilité publique (enquête publique à l'été 2016).

Ce projet vient en complément de la liaison de 2000 MW fonctionnant entre la France et le Royaume-Uni depuis 1986. Cette nouvelle interconnexion entre la Normandie et l'Angleterre, d'une puissance de 1000 MW et d'une longueur de l'ordre de 230 km, pourrait être mise en service en 2020.

Le raccordement est prévu en des points du réseau 400 kV éloignés des points de raccordement de la première interconnexion IFA 2000, de façon à éviter l'apparition de trop fortes congestions sur le réseau 400 kV du Pas-de-Calais et du Kent. Ce raccordement est aujourd'hui envisagé entre le littoral bas-normand et le sud de l'Angleterre, à hauteur de l'île de Wight.

Les analyses des fonds marins ont permis de proposer un tracé en 2013 et de préciser les coûts du projet. L'équilibre économique du projet a ainsi été conforté, notamment au regard des bénéfices évalués au niveau européen dans le TYNDP 2016.

IFA2 METTRA À PROFIT LA COMPLÉMENTARITÉ DES PARCS DE PRODUCTION EXISTANTS ET FUTURS DE PART 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 dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Ce renforcement des capacités d'échange réduira le coût de production de l'électricité à court terme (moins de coûts de combustibles) et induira une optimisation des parcs de production à long terme.

Cette nouvelle interconnexion entre la France et la Grande Bretagne assurera également une meilleure sécurité d'approvisionnement de part et d'autre de la Manche, en particulier lors des vagues de froid, en apportant une capacité équivalente à un investissement de production. Ainsi IFA2 restera un projet rentable pour la collectivité européenne même après le départ du Royaume Uni et a fortiori pour la France qui apparait comme un des principaux bénéficiaires du projet avec le Royaume Uni.

Ce projet a été retenu comme « projet d'intérêt commun » par l'Union européenne en 2013 dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie (statut réaffirmé en novembre 2015). Il bénéficie d'une subvention européenne dans son actuelle phase de développement.

Le projet FAB avec l'Angleterre et l'île d'Aurigny



Le projet FAB : interconnecter la France et la Grande Bretagne, créer des conditions favorables à l'acheminement de la future production hydrolienne au large d'Aurigny.

EN PARTENARIAT AVEC LA SOCIÉTÉ FAB LINK, RTE DÉVELOPPE UNE LIAISON D'INTERCONNEXION À COURANT CONTINU ENTRE LE COTENTIN ET LE SUD DE L'ANGLETERRE VIA L'ÎLE ANGLO-NORMANDE D'AURIGNY.

Le gisement hydrolien français est le deuxième en Europe concentré en grande partie dans le Cotentin. Le projet constituera un élément favorable pour l'évacuation de la production hydrolienne prévue dans les eaux d'Aurigny. La France entend ainsi profiter de cet atout pour développer cette nouvelle filière de production.

La liaison aurait à terme une double fonction : lorsque l'énergie des courants n'utilisera pas ces ouvrages à plein, la capacité restante sera utilisée pour optimiser les échanges entre la France et la Grande-Bretagne.

Le raccordement de la liaison est prévu sur le réseau 400 kV du Cotentin en France, et à proximité d'Exeter dans le Devon en Grande-Bretagne.

En France, grâce au renforcement du réseau bas-normand par le projet Cotentin-Maine mis en service en 2012, aucun renforcement amont ne sera rendu nécessaire par le projet.

Suite à la validation du fuseau de moindre impact en mars 2015, le projet est entré dans sa phase de développement. Les études techniques et environnementales ont permis de déposer les demandes d'autorisation en juin 2016 et de lancer les appels d'offres le 29 juillet 2016, avec l'objectif de mettre à disposition une capacité supplémentaire de 1400 MW vers 2022.

FAB PERMETTRA DE METTRE À PROFIT LA COMPLÉMENTARITÉ DES PARCS DE PRODUCTION EXISTANTS ET FUTURS DE PART 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 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.

Le 14 octobre 2013, le projet a été déclaré « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie.

En novembre 2014, il a été sélectionné par le Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE), et bénéficie ainsi de subventions d'études de la part de la Commission européenne. Enfin, depuis novembre 2015, il bénéficie du label européen « Autoroute de l'électricité ».

Le projet d'interconnexion France-Irlande



Au terme des études de faisabilité engagées il y a cinq ans, RTE et son homologue irlandais, Eirgrid, ont signé un protocole d'accord le 21 juillet 2016 en vue d'engager une phase de pré-développement « Initial Design and Pre-Consultation Phase ».

Cette phase se déroulera de septembre 2016 à juin 2018. Eirgrid et RTE prendront ensuite la décision d'engager ou non la construction de cette interconnexion.

L'Irlande constitue un système électrique, desservant une consommation de 4 GW en pointe, très favorable à l'accueil de production éolienne, bien au-delà de ses propres besoins.

L'interconnexion France-Irlande permettrait de renforcer la sécurité d'alimentation électrique de l'Irlande et de la France. De même, elle développerait la concurrence sur le marché unique de l'électricité de toute l'île irlandaise et contribuerait au développement des énergies renouvelables, notamment en Irlande.

Ce projet a été retenu le 14 octobre 2013 comme « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie. Ce statut a été confirmé le 18 novembre 2015.

Le projet CELTIC a été également labellisé projet e-Highway en novembre 2015.

La Commission Européenne avait attribué une subvention à RTE et EirGrid pour mener la phase de faisabilité du projet qui s'est achevée au 31 août 2016.

La phase « Initial Design and Pre-Consultation » portera sur une évaluation détaillée de l'intérêt économique du projet, des études techniques complémentaires, des études environnementales. Elle permettra aussi d'engager une démarche de pré-consultation pour préparer les procédures d'obtention des autorisations nécessaires en France et en Irlande. Une réflexion sera également menée sur l'organisation pour la gouvernance du projet dans ses phases ultérieures.

Depuis novembre 2015, le projet bénéficie du label européen « Autoroute de l'électricité ».

Si elle devait être réalisée, cette liaison en courant continu de 600 km, d'une capacité de 700 MW environ et reliant la côte sud de l'Irlande à la Bretagne pourrait voir le jour à partir de 2025.



Le projet Savoie-Piémont avec l'Italie



Le projet Savoie-Piémont vise à apporter une solution durable à la saturation des capacités du réseau entre la France et l'Italie.

Il consiste à créer 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 la conjonction de plusieurs éléments :

- Le deuxième tube routier du tunnel du Fréjus – en cours de réalisation – permet de traverser aisément le massif montagneux frontalier.
- Le code de la voirie routière a été modifié fin 2011 pour autoriser, sous condition, l'implantation de liaisons souterraines de transport dans le sens longitudinal des axes autoroutiers. Toutefois, la liaison emprunte aussi sur près de 18 km le réseau routier secondaire ainsi qu'une galerie hydraulique d'EDF sur 1300 mètres.
- La technologie du courant continu en souterrain pour les lignes électriques de forte puissance et de grande longueur est aujourd'hui disponible.

- 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.

Le projet Savoie-Piémont a été déclaré d'utilité publique à l'été 2012. Ce projet a par ailleurs été retenu comme « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne le 14 octobre 2013 dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie. Depuis novembre 2015, il bénéficie également du label européen « Autoroute de l'électricité ».

RTE a obtenu les autorisations ou conventions nécessaires avant l'engagement des travaux (autorisation de travailler sur l'autoroute et procédures de sécurité associées, acquisition des terrains). Les travaux préparatoires réalisés en 2014 en France se poursuivent depuis le mois d'avril 2015 avec l'ouverture du chantier principal de construction de la liaison jusqu'en 2019. Ils comprennent d'une part une station « de conversion » sur la commune de Sainte-Hélène-du-lac dans la combe de Savoie, et d'autre part une liaison entièrement souterraine d'une centaine de kilomètres partant de la station, traversant la combe de Savoie jusqu'à Aiton et remontant ensuite la vallée de la Maurienne jusqu'à la frontière avec l'Italie, dans la galerie du tunnel du Fréjus.



Le développement des capacités d'échange entre la France et l'Espagne peut s'avérer bénéfique tant pour la sécurité du système électrique que pour l'intégration des productions d'électricité d'origine renouvelable.

La saturation des capacités d'échanges entre la France et l'Europe ces dernières années a conduit les gouvernements français et espagnol à affirmer leur « volonté d'augmenter les capacités d'échanges à 4000 MW d'ici 2020 par une nouvelle interconnexion électrique entre les deux pays, sur le versant atlantique » (déclaration commune du 22ème Sommet franco-espagnol du 10 octobre 2012) et réaffirmé lors du sommet du 4 mars 2015 à Madrid.

Intégrant les exigences de leur gouvernement respectif, RTE et son homologue espagnol REE envisagent la réalisation de cette nouvelle interconnexion par le développement d'une liaison à courant continu sous-marine à travers le golfe de Gascogne entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine.

Cette liaison devrait même permettre de porter la capacité d'interconnexion à 5 000 MW.

La Commission européenne a qualifié ce projet d'intérêt commun (PIC) en novembre 2013. Ce statut a été confirmé en novembre 2015 et le projet a également reçu le label d'« Autoroute de l'électricité ». Le projet est également suivi très régulièrement dans le cadre du Groupe de Haut Niveau établi avec Espagne, France et Portugal par la Commission européenne. Enfin, le projet bénéficie de subventions pour études dans le cadre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE).

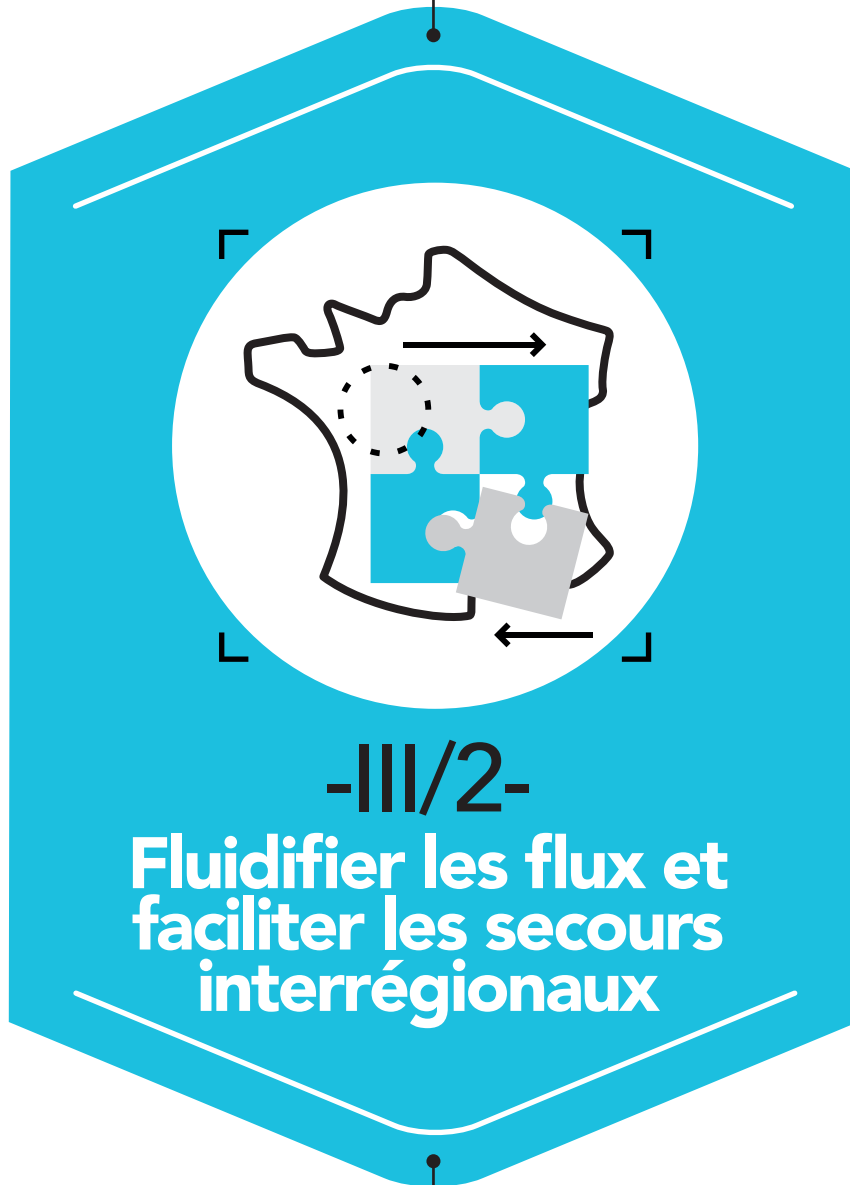
La traversée du golfe de Gascogne par une telle liaison impose de lever une incertitude sur la possibilité technique de franchir le canyon (ou « gouf ») de Capbreton.

Une série d'études a permis de mieux caractériser la morphologie du canyon sous-marin et son évolution afin de mieux appréhender les risques inhérents à sa traversée et in fine définir les points de passage envisageables.

Sur ces bases, des études complémentaires tant sur le plan technique, économique qu'environnemental sont conduites en 2016 et 2017 pour mieux appréhender les conditions de pose du câble dans cet environnement et mieux évaluer les coûts et les bénéfices du projet.

Si elles confirment la faisabilité et l'efficacité économique du projet, et sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, celui-ci pourra être mis en service dans les dix ans.

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Une solidarité inter-régionale toujours plus nécessaire



LES SECOURS MUTUELS INTER-RÉGIONAUX ACCOMPAGNENT LA RECOMPOSITION DU PARC DE PRODUCTION EN FRANCE ET EN EUROPE

La solidarité – ou en d'autres termes, les capacités de secours mutuel entre territoires – devra être d'autant plus importante que la production électrique sera soumise à des aléas plus grands.

En la matière, la constitution d'un mix diversifié est un facteur de diminution des risques. Une répartition homogène des unités de production sur l'ensemble du territoire national est aussi favorable. A contrario, la concentration de moyens de production dans une même région suppose un réseau capable de transporter d'éventuels excédents de production vers les régions consommatrices voisines, ou d'importer de ces régions l'électricité qui pourrait faire défaut en cas d'absence de vent, d'avarie...

LA TRANSITION ÉNERGETIQUE MODIFIE LE MIX MAIS AUSSI LA GÉOGRAPHIE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ IMPACTANT DONC LES FLUX

En France, l'objectif de ramener à 50% la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici 2025 devrait conduire à une baisse relative du poids de la production nucléaire le long du Rhône et de la Loire.

Les gisements d'énergies renouvelables conduisent à une répartition nord-sud de leur développement sur le territoire national : le potentiel de stockage hydraulique est pour l'essentiel dans la moitié sud du pays ; l'éolien offshore se développe principalement dans la moitié nord du pays (l'essentiel de la production éolienne offshore, et ultérieurement hydrolienne, est attendu dans la Manche) et le photovoltaïque au sud.

Cette relocalisation de la production conduira à de nouvelles solidarités indispensables entre les régions du nord et du sud du pays.

L'évolution du mix des pays voisins va renforcer cette solidarité nord-sud : l'arrêt des dernières centrales nucléaires allemandes et des premières centrales nucléaires suisses s'accompagne d'un très fort développement de production renouvelable, notamment éolienne au nord de l'Allemagne.

De nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage dans les Alpes stockeront l'électricité excédentaire produite par les énergies renouvelables pour la restituer à des heures où la production renouvelable sera moins généreuse ; on notera que ces installations s'accompagnent de travaux de génie civil importants pour créer des bassins de retenue à l'amont et à l'aval.

L'enjeu principal du développement du réseau de transport d'électricité dans la décennie à venir est de s'adapter aux transformations du mix de production, qui s'accélèreront vers 2020-2025.

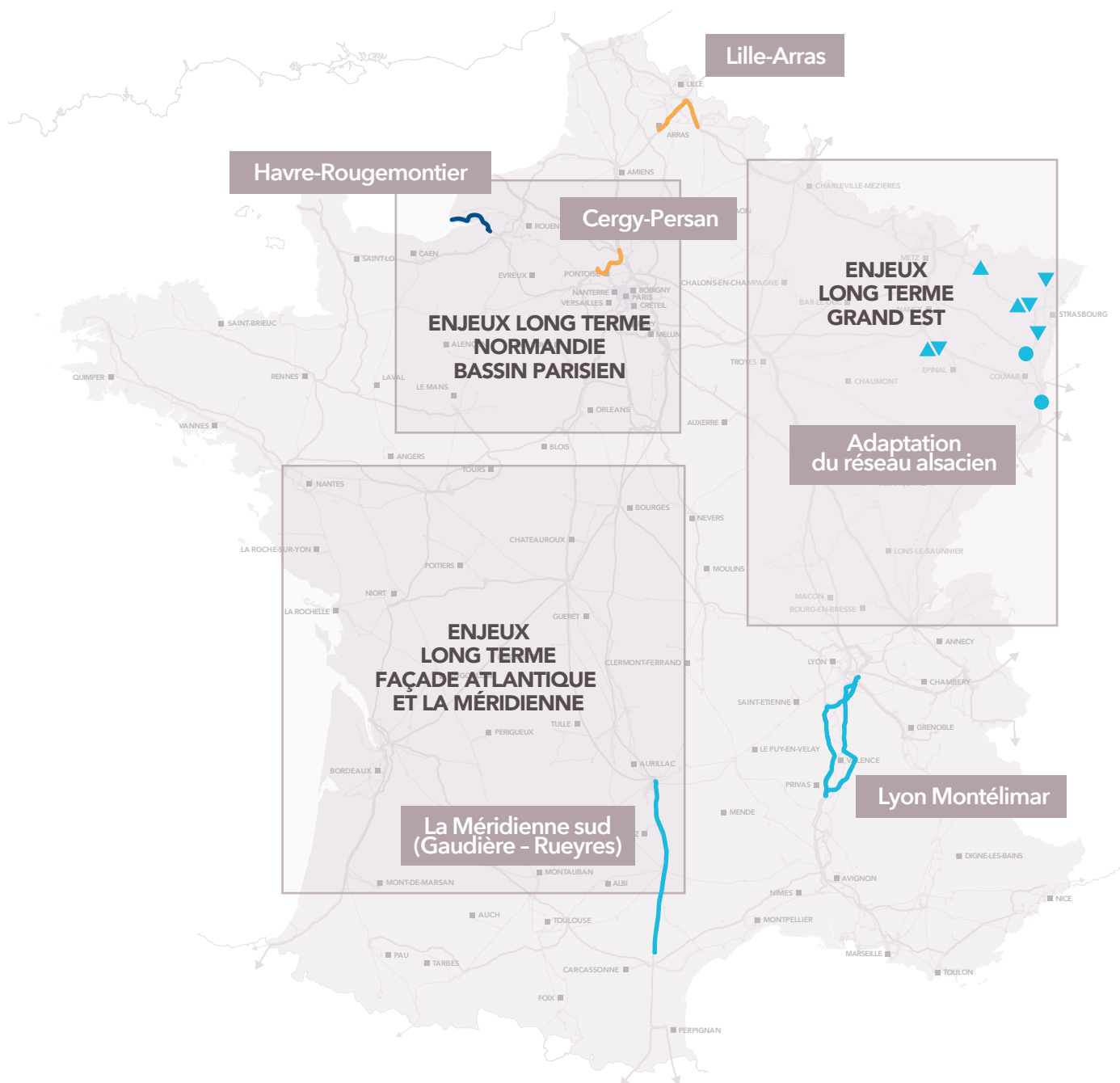
Des renforcements du réseau sont engagés d'ici 2020 : les projets Cergy-Persan, Lille-Arras, Charleville-Reims, et l'adaptation du réseau alsacien au nord ; Lyon-Montélimar au sud. Ils libèrent directement des capacités de secours mutuel interrégional.

Entre 2020 et 2025, la ligne à un circuit Gaudière Rueyres devra être doublée pour faire face à l'augmentation des productions d'énergies renouvelables de la région et des flux nord-sud, et sécuriser l'alimentation du Languedoc Roussillon.

A plus long terme, des renforcements complémentaires sont envisagés :

- Au nord du Massif central et entre la Normandie et le bassin parisien, notamment en cas de forte baisse de production en val de Loire ;
- Dans le grand Est de la France en cas de baisse de production dans la vallée du Rhône.
- Sur la façade atlantique, en cas de fort développement des énergies renouvelables en France et en Espagne, d'une forte baisse de productions en val de Loire.

Les délais de réalisation de tels projets sont de l'ordre de dix ans, et les décisions les concernant doivent être prises rapidement dès que les décisions de fermeture de centrales se préciseront.



Fluidifier les transits inter-régionaux et faciliter les secours entre les territoires

TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Interconnexions
- Raccordement client
- Sécurité d'alimentation
- Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

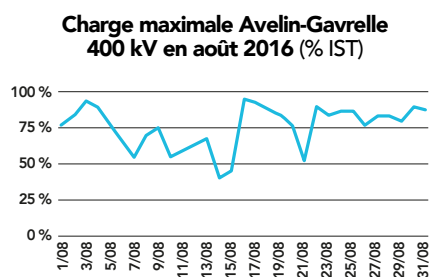
Le projet Lille-Arras

La ligne simple circuit entre les postes d'Avelin (près de Lille) et de Gavrelle (près d'Arras) est l'une des plus anciennes du réseau 400 kV.

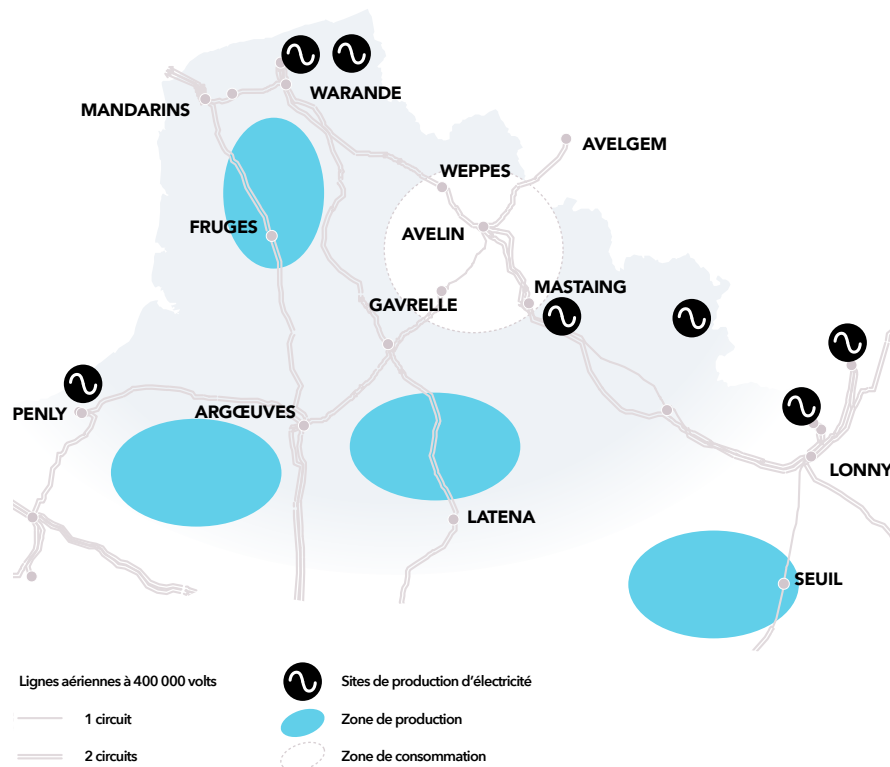
Depuis l'origine, cette ligne électrique à simple circuit 400 kV contribue à compenser les déséquilibres de production entre les grands bassins de population du nord de la France.

Avec la construction des centrales nucléaires le long des côtes de la Manche ou des frontières du nord est, le réseau s'est progressivement étoffé de lignes 400 kV double circuit de capacité homogène (4500 MW) du Pas-de-Calais aux Ardennes.

Par suite, les flux sur la ligne Avelin-Gavrelle, tantôt dans un sens, tantôt dans un autre, sont restés compatibles avec ses capacités (1500 MW). Cependant, depuis quelques années, le développement accru des énergies renouvelables, dans le nord de la France et plus largement en Europe (Allemagne, Benelux) change la donne. Ces moyens de production, par nature aléatoires et intermittents, augmentent sensiblement les flux et leurs fluctuations sur la ligne Avelin-Gavrelle indépendamment de l'évolution de la consommation électrique.



Le projet Lille-Arras : plan de situation



De par sa capacité de transit limitée, la ligne Avelin-Gavrelle est devenue le **maillon faible** du réseau électrique à très haute tension du nord de la France. Elle présente des **risques de surcharge** de plus en plus fréquents et n'est plus en mesure d'accompagner l'essor des énergies renouvelables alors qu'elle est située au cœur des flux d'électricité du réseau de grand transport régional.

Il est nécessaire de renforcer et de fiabiliser cet axe électrique dont la défaillance aurait des conséquences importantes pour l'alimentation du Nord et du Pas-de-Calais.

Son remplacement par une **ligne double circuit aérien** est apparu à RTE comme la solution de meilleur compromis entre la préservation de l'environnement et le coût pour la collectivité.

RTE a saisi la Commission nationale du débat public, qui a organisé un débat public du 6 octobre 2011 au 9 février 2012.

Au terme de ce débat RTE a confirmé l'intérêt du projet pour la collectivité et poursuit la concertation en vue d'une mise en service en 2021, sous l'égide d'un garant nommé par la Commission nationale du débat public (CNDP) à la demande de RTE.

L'enquête publique associée à ce projet s'est déroulée sur le premier semestre 2016 et a conduit à un **avis favorable** de la commission d'enquête publique avec recommandations. Complément au projet, l'axe entre Avelin et Mastaing sera exploité à 400 kV (un des quatre circuits aériens de cet axe, construit en technique 400 kV, est actuellement encore exploité à 225 kV).

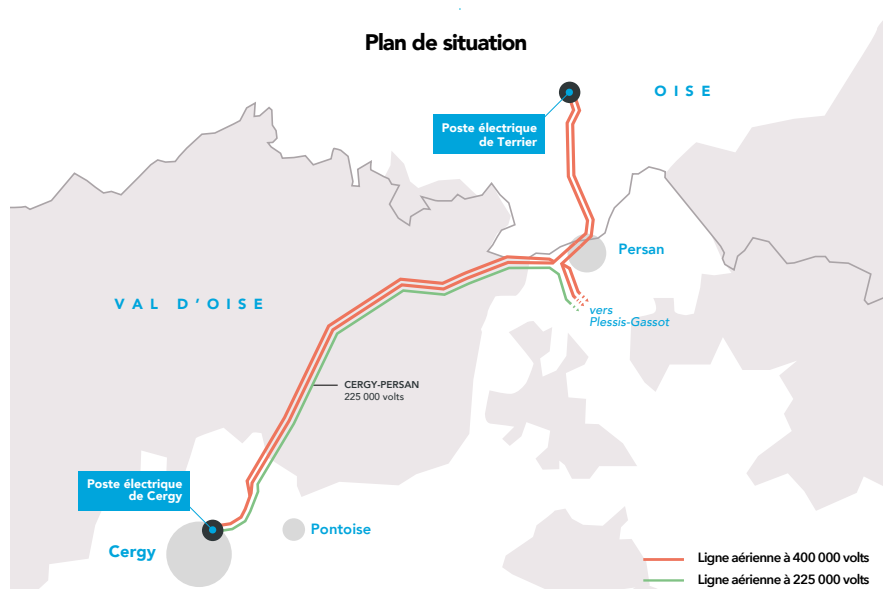
Le projet Cergy-Persan

La sûreté d'alimentation du nord-ouest francilien souffre d'un déséquilibre structurel dû à la capacité limitée du réseau électrique existant entre les postes de Terrier (dans l'Oise) et de Cergy (dans le Val d'Oise).

La situation risque de se dégrader dans les années à venir, en raison des évolutions suivantes :

- Une croissance démographique constante depuis plusieurs décennies en Ile-de-France et sur le nord-ouest francilien, entraînant une hausse régulière des pointes de consommation d'électricité ;
- la production de plus en plus réduite de la centrale de Porcheville du fait de la réglementation sur les émissions polluantes (une fermeture de la centrale est annoncée pour 2018) ;
- la montée en puissance dans l'alimentation de l'Ile-de-France des productions implantées dans le Nord, en Picardie et en Haute-Normandie, qu'il s'agisse de production renouvelable (notamment les éoliennes en mer et terrestres) ou, dans une moindre mesure, de production thermique (cycles combinés gaz).

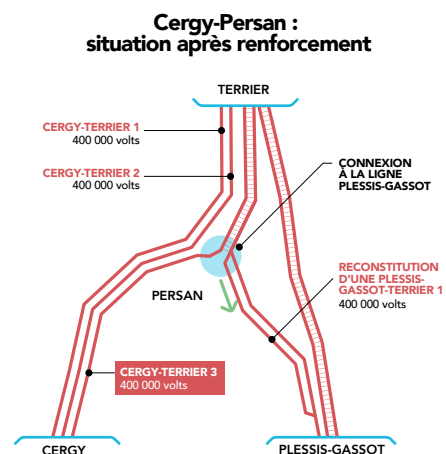
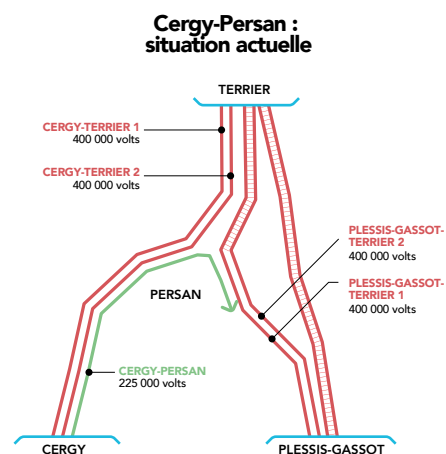
Dans un contexte où les flux internationaux nord-sud induits par le développement des énergies renouvelables en Europe augmentent également, l'axe Terrier-Cergy est appelé à être de plus en plus sollicité. Si rien n'est fait sur cet axe, ses capacités seront atteintes de plus en plus fréquemment, multipliant les risques d'incidents et de coupures. RTE propose donc de le renforcer en créant une nouvelle liaison à 400 kV entre les postes de Terrier et de Cergy. La nouvelle liaison apportera une réponse pérenne aux contraintes au-delà de 2030. En pratique, il est envisageable de créer cette nouvelle liaison sans construire de file de pylônes supplémentaire, grâce à l'utilisation d'ouvrages existants :



- la ligne à 225 kV existante entre Cergy et Persan peut être réaménagée pour être exploitée en 400 kV en conservant l'essentiel des pylônes existants ;
- à Persan, elle peut être connectée à une ligne à 400 kV existante qui établira la liaison avec Terrier.

La capacité d'acheminement du réseau des lignes existantes entre Terrier et Plessis est aussi de facto améliorée. Elle est aujourd'hui limitée par la capacité des deux tronçons anciens entre Persan et Plessis-Gassot.

Les réunir diminue certes, mais de façon insensible, la capacité nominale de l'axe, mais augmente fortement sa capacité résiduelle en cas d'incident. L'enquête publique s'est achevée le 17 juin 2016 avec un avis favorable du Commissaire Enquêteur, et la DUP devrait intervenir d'ici la fin de l'année 2016.



L'adaptation du réseau de transport d'électricité alsacien à la transition énergétique

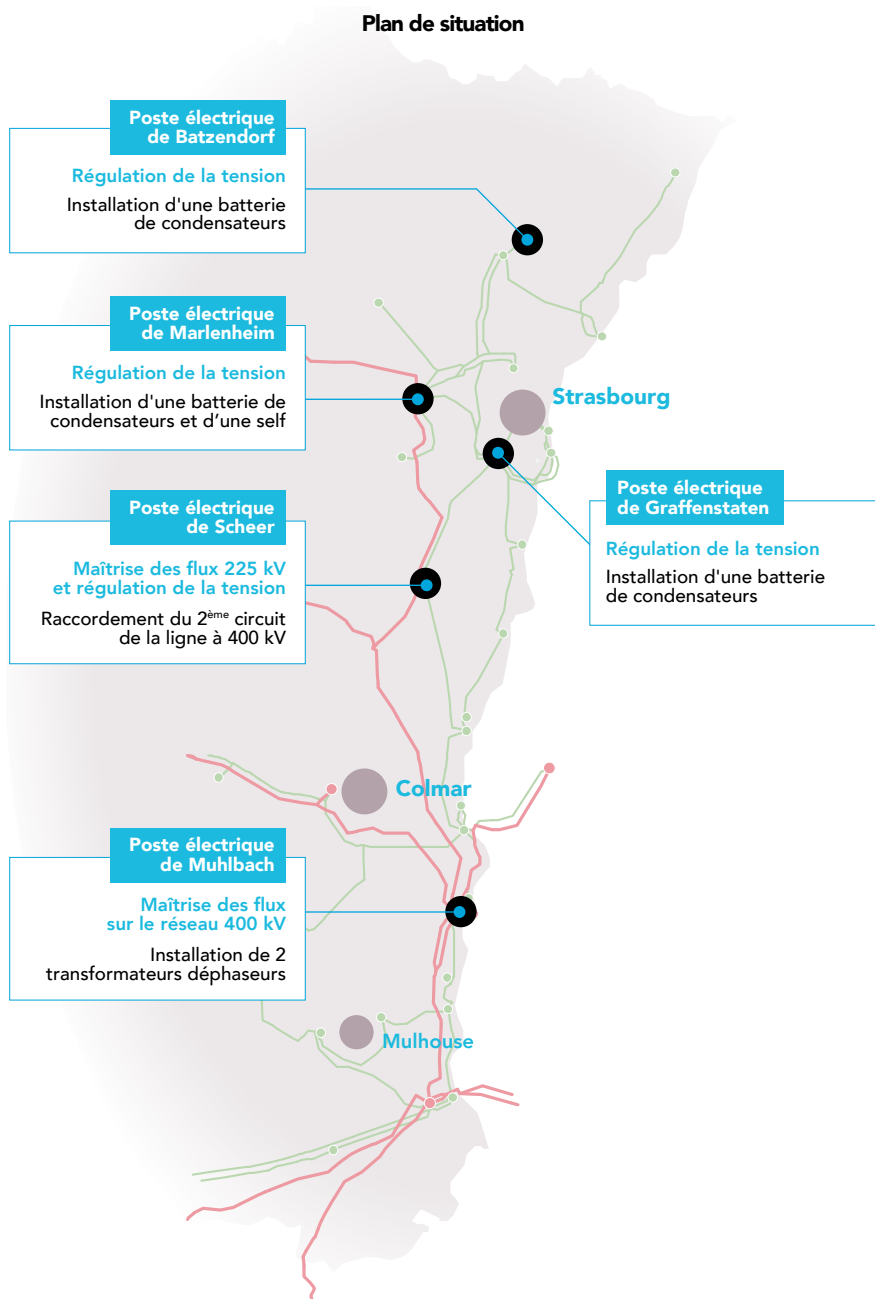
LE BILAN ÉLECTRIQUE DE L'ALSACE VA ÉVOLUER

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique nationale, l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim est annoncé au plus tard à la date de mise en service de l'EPR de Flamanville. Les deux tranches nucléaires 900 MW fonctionnent habituellement de façon quasi continue dans l'année, contribuant à la production d'électricité nationale et à la régulation de la tension dans l'Est de la France. L'arrêt de la centrale va donc conduire à une modification du bilan électrique de la région.

L'anticipation, importante, de ce type de décision (fermeture de centrales nucléaires) permet d'adapter le réseau et de conserver un bon niveau de sûreté.

D'une situation globalement exportatrice, l'Alsace va devenir importatrice. D'ores et déjà, plusieurs régions françaises consomment sur l'année plus que leur production tout en bénéficiant d'une qualité d'alimentation et d'une sûreté de haut niveau.

Grâce au réseau de transport qui relie l'Alsace aux territoires voisins (Lorraine, Franche Comté) et aux pays limitrophes (Allemagne et Suisse), le réseau alsacien est robuste.



APRES L'ARRÊT DE FESSENHEIM, L'ALSACE S'APPROVISIONNERA PRINCIPALEMENT PAR LE NORD ET L'OUEST

Au-delà des moyens de productions régionaux et notamment de la production hydroélectrique, les autres moyens de production les plus proches sont la centrale nucléaire de Cattenom, les centrales à gaz du nord Lorraine (qui se substituent progressivement aux centrales à charbon), et la production éolienne de Champagne-Ardenne et de Lorraine.

Les flux électriques, venant pour l'essentiel de Lorraine, vont augmenter de manière significative.

Par ailleurs, du fait de l'intermittence des énergies renouvelables et d'une forte concentration de production éolienne au nord de l'Allemagne, ces flux sont de plus en plus variables. Ils s'orientent et s'orienteront majoritairement dans le sens nord-sud, cette caractéristique étant amplifiée par le caractère durablement importateur des pays du sud de l'Europe et de l'Italie en particulier. A cela s'ajoute le développement des stations de pompage dans les Alpes suisses qui va se traduire par des consommations plus fortes la nuit, lors du pompage, alors que la consommation sera faible par ailleurs. Ceci se traduira par une augmentation effective des flux dans les lignes.

Pour ce qui concerne la couverture des besoins de consommation, l'électricité qui n'est pas produite sur place est acheminée par le réseau de transport d'électricité. C'est le cas par exemple de la région Bourgogne-Franche Comté voisine qui ne produit que 11 % de ce qu'elle consomme. Le maillage réalisé par le réseau français et européen lui permet de bénéficier d'une qualité de l'alimentation électrique équivalente au reste du territoire et d'accueillir notamment des industries électro-intensives.

En conclusion, lorsque la centrale nucléaire de Fessenheim sera arrêtée et quelle que soit l'échéance décidée, la qualité et la sécurité de l'alimentation électrique de l'Alsace n'en seront pas affectées en raison des renforcements cités ci dessus.

Le réseau bénéficie notamment des développements réalisés ces dernières années (ligne 400 kV Marlenheim-Vigy entre Strasbourg et Metz, poste de Scheer 400kV au nord de Sélestat) et tire parti des interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse, essentielles pour assurer le secours en cas d'incident sur les lignes venant de Lorraine. L'Alsace bénéficie aussi en son cœur, de la production hydraulique continue du Rhin, proche des zones de consommation.

RTE A D'ORES ET DEJA ENGAGE DES MESURES D'ADAPTATION DU RESEAU ALSACIEN POUR ASSURER UNE BONNE ALIMENTATION ELECTRIQUE DE L'ALSACE

Pour accompagner l'arrêt annoncé de la centrale en fonction des scénarios d'échanges, dus à la transition énergétique, et compte tenu des délais nécessaires pour adapter les infrastructures électriques, le réseau du centre de l'Alsace doit être aménagé d'ici 2017-2019 de façon à assurer une gestion des flux et une bonne tenue de tension en toute hypothèse. Ces mesures concernent :

- **L'installation de 320 Mvar de condensateurs** (2016), répartis en une batterie de 80 MVar dans chacun des postes 225 kV de Vincey, Graffenstaden, Marlenheim et Batzendorf et de **deux selfs de 64 Mvar** à Marlenheim et Vincey (2016). Cette action permet d'offrir de nouveaux moyens de régulation de la tension, aujourd'hui apportés par la centrale nucléaire de Fessenheim.

- **L'installation au poste 400 kV de Muhlbach de 2 transformateurs déphasés** de 190 MVA chacun (2016). Ces matériels permettront en effet de piloter les flux sur les lignes à 400 kV issues du poste de Muhlbach. De plus, l'optimisation de la ligne à 400 kV Muhlbach-Scheer (2014) ainsi que le remplacement de matériels à Sierentz permettent de fluidifier les transits sur les lignes à 400 kV Muhlbach-Scheer et Muhlbach-Sierentz.

- **La création d'une seconde alimentation 400 kV au poste de Scheer**, grâce au raccordement du circuit 400 kV Bezaumont-Marlenheim de l'ouvrage double circuit 400 kV qui passe à proximité. Cette création (2019) permettra une meilleure maîtrise des flux en régime d'incident et aura un effet favorable sur la tenue de tension de la région.

- **Le doublement de la ligne d'interconnexion à 400 kV Muhlbach Eichstetten** prévu à l'horizon 2025 enrichira encore les possibilités d'utilisation de ces équipements.

L'Alsace continuera ainsi de bénéficier d'une qualité d'électricité équivalente ou supérieure à celle d'autres régions du pays, en particulier pour les industriels. La baisse de la « puissance de court circuit » (qui traduit la robustesse du réseau, sa capacité à absorber les à-coups) sera insignifiante au niveau des postes à 63 kV et 225 kV. Il n'y aura pas d'impact sur les réseaux de distribution.

Les mesures envisagées au poste de Muhlbach et celles de régulation de tension seront utiles dans tous les scénarios pour, d'une part réguler les transits (forcer ou freiner les flux soit au nord, soit au sud de Muhlbach), et d'autre part maintenir une tension de qualité en Alsace.

D'un coût estimé à 50 M€ (hors doublement de l'interconnexion France Allemagne Muhlbach-Eichstetten), ces mesures sont utiles pour accompagner la transition énergétique, quelle que soit la date de l'arrêt de la centrale pour d'une part, réguler les transits (forcer ou freiner les flux), et d'autre part maintenir une tension de qualité en Alsace.

Ces mesures permettent donc d'assurer la sûreté et la qualité d'alimentation de l'Alsace.

RTE RESTE POUR AUTANT VIGILANT...

... et disposera de suffisamment de temps pour réaliser des études avec ses partenaires européens si des fragilités apparaissent au-delà de 2025 et mettre en œuvre les mesures qui pourraient être nécessaires.

Le projet Lyon-Montélimar

DEUX AXES ELECTRIQUES STRATEGIQUES

Deux axes électriques stratégiques relient Lyon à Montélimar : un axe ouest et un axe est.

Les deux lignes, chacune à deux circuits à 400 kV supportés par 533 pylônes traversent 4 départements : l'Isère, la Drôme, l'Ardèche et la Loire.

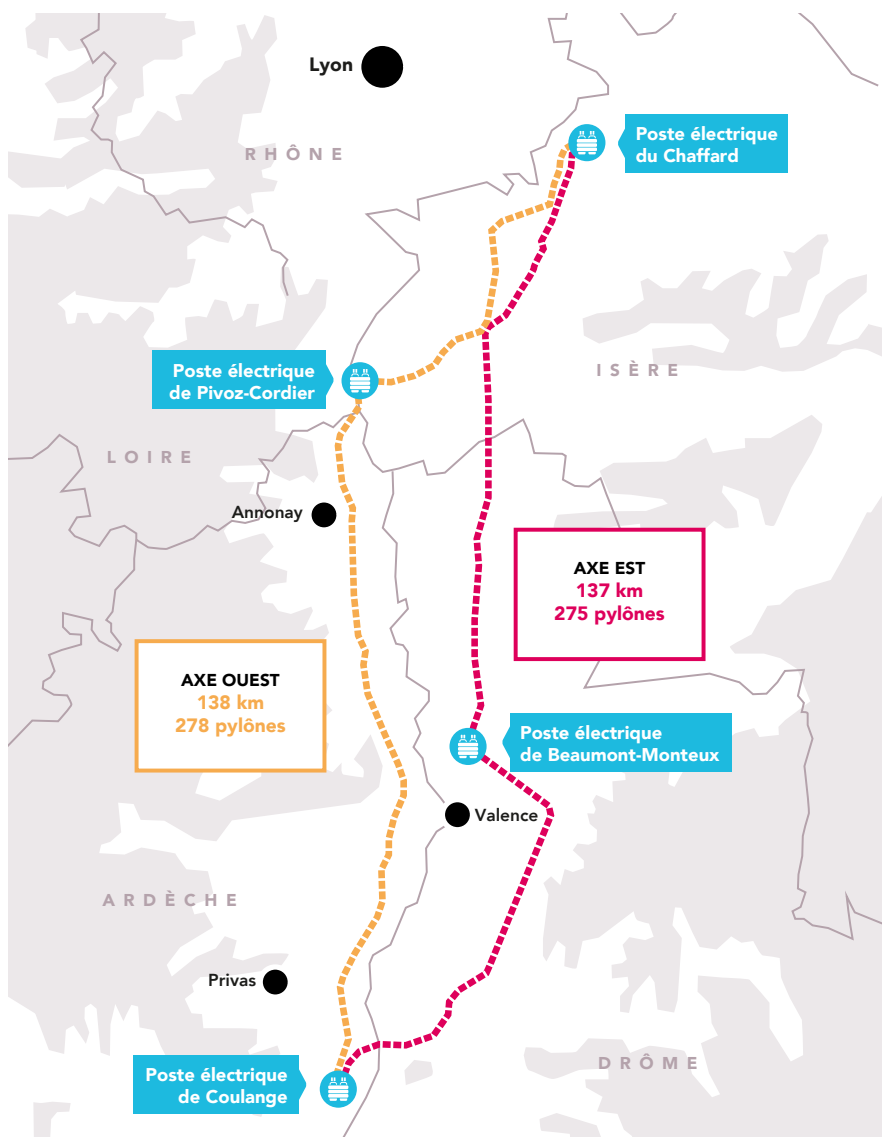
Véritable colonne vertébrale électrique, ce réseau contribue à l'approvisionnement en électricité du territoire français, et à l'alimentation électrique de la Vallée du Rhône. Il permet d'acheminer l'électricité des lieux de production vers les pôles de consommation de Rhône-Alpes, Auvergne, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon.

SÉCURISER ET OPTIMISER LE RESEAU

RTE réalise des opérations de maintenance sur ces deux axes électriques afin de répondre à un double objectif : sécuriser le réseau existant et l'optimiser.

Depuis les fortes tempêtes de 1999, RTE s'est engagé dans un programme national de sécurisation du réseau afin de limiter les risques de coupures et leurs conséquences. Il consiste à réaliser des opérations de maintenance pour renforcer les pylônes (fondations et structures), et parfois les remplacer. Ce programme répond à une obligation de sécurisation.

Le contexte énergétique de la Vallée du Rhône a beaucoup évolué, et nécessite d'adapter le réseau existant. Après avoir sécurisé les pylônes, les travaux consistent à remplacer les câbles actuels par des câbles de même diamètre mais plus performants puisque de dernière génération. Ces câbles conducteurs qui ont une capacité de transit plus élevée permettront à RTE, en situation de secours, d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.



LE CALENDRIER

Le rôle stratégique de ces deux axes suppose que l'électricité puisse continuer à transiter pendant les travaux.

C'est pourquoi les travaux, débutés en 2011, s'échelonnent sur une période allant jusqu'à 2017.

Les travaux de l'axe 400 kV Le Chaffard – Beaumont – Coulange (axe Est) sont terminés depuis septembre 2014. Ceux de l'axe ouest, débutés à l'automne 2013, se dérouleront jusqu'en 2017.

Il s'agit d'un chantier itinérant par phases ce qui permet de s'adapter aux contraintes du réseau et de mieux prendre en compte les spécificités des territoires traversés



La Méridienne : le projet de restructuration 400 kV du Massif central

UN RESEAU ANCIEN, CONTEMPORAIN DES GRANDS BARRAGES

Historiquement, le réseau électrique du Massif central s'est développé avec l'essor de l'énergie hydraulique, participant ainsi à la fois à l'acheminement de la production de ses barrages vers les centres de consommation et 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 contribue à distribuer les surplus instantanés de production solaire du sud vers le nord. Plus largement, il représente un lien pour les échanges européens, notamment avec l'Espagne.

Son ossature est constituée d'un axe à 400 kV construit en simple circuit, qui fait partie des premiers ouvrages mis en service après-guerre.

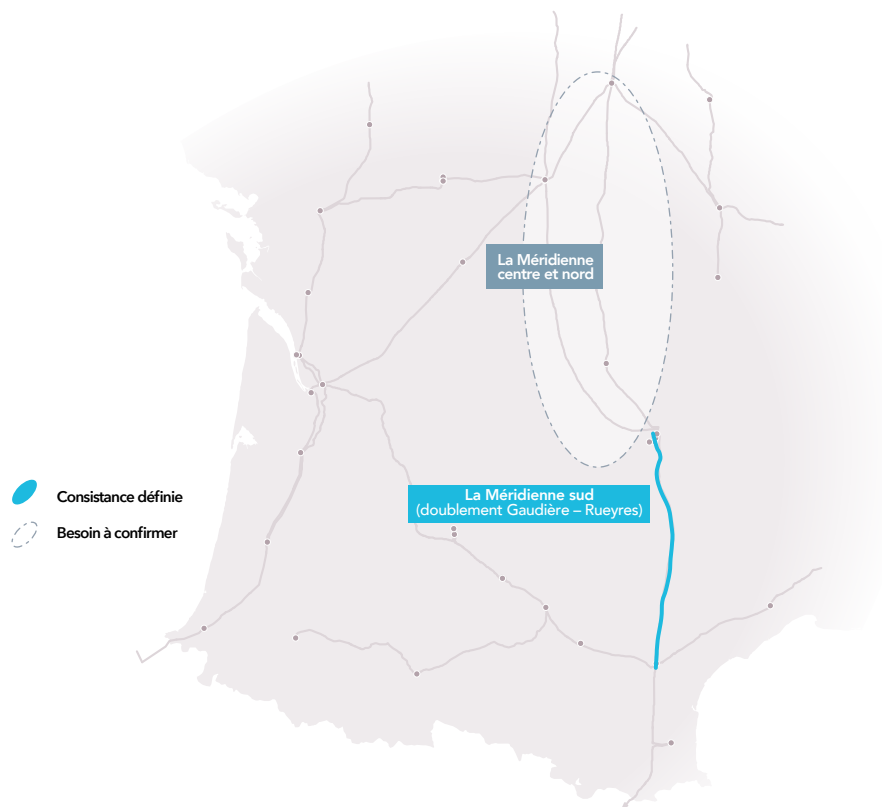
Son exploitation est parfois proche de ses limites techniques et sa capacité actuelle ne permettra pas de faire face, dans les années qui viennent, aux contraintes générées par le développement des énergies renouvelables, en particulier hydraulique, l'accroissement des échanges européens ou la mise en œuvre de scénarios plus ambitieux de mix énergétique.

LES TERRITOIRES SE DEVELOPPENT, LE MIX ENERGETIQUE SE TRANSFORME

● Le Sud de la France, dont particulièrement le Languedoc-Roussillon, connaît une croissance démographique et sa consommation d'électricité s'accroît en proportion, en fonction de certaines hypothèses.

● Par ailleurs, dans le cadre de la transition énergétique engagée et le recours accru aux énergies renouvelables, les ambitions inscrites dans les Schémas régionaux climat air énergie des régions Languedoc-Roussillon et Midi-Pyrénées s'élèvent au total à 3000 MW de capacité de production photovoltaïque et à 3600 MW de capacité de production éolienne.

Renforcement envisagé du réseau du massif central



Une grande partie de cette production empruntera naturellement l'axe simple circuit 400 kV existant entre le poste de La Gaudière, près de Carcassonne, et le poste de Rueyres proche d'Aurillac, pour être acheminée ensuite vers les centres de consommation.

Le recours croissant aux énergies renouvelables en France et au-delà en Europe fait que les capacités de stockage hydraulique du Massif central seront toujours plus sollicitées pour stocker les surplus de production d'origine renouvelable durant les périodes de faible consommation, et restituer cette électricité en période de forte consommation.

Comme les centres de consommation, les bassins de production éolienne, les zones de montagnes et leurs capacités hydrauliques alternent du nord au sud de l'Europe, ce sont des flux nord sud, de plus en plus amples et très variables qui parcourront à terme le réseau français.

Le réseau ancien du Massif central, au cœur du système électrique, sera donc de plus en plus sollicité. En l'état, il constituera un goulet d'étranglement potentiel, fragilisant notamment la sécurité d'approvisionnement des régions avoisinantes.

Enfin, un mix énergétique comportant beaucoup d'énergies renouvelables peut entraîner la création de nouveaux ouvrages de stockage hydraulique de type Station de transfert d'énergie par pompage (STEP).

A cet égard, l'étude d'un scénario qui prévoit la réduction de la taille du parc nucléaire d'un tiers et un développement important des énergies renouvelables, fait l'hypothèse d'un nouvel ouvrage hydraulique au cœur du Massif central et fait état de flux nord sud incompatibles avec les capacités des lignes actuelles.



UN RENFORCEMENT GRADUE DU RESEAU, ADAPTE AU RYTHME DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

Selon les scénarios de transition énergétique, plusieurs solutions de renforcement du réseau du Massif central peuvent être envisagées.

- RTE propose une approche graduée et modulaire visant à ne renforcer le réseau que là où le besoin est certain ; et à le faire durablement, c'est-à-dire de façon à pouvoir faire face à l'évolution des flux dans le futur.

- Quand les conditions seront réunies, RTE proposera de reconstruire l'axe à 400 kV existant entre La Gaudière et Ruyres pour doubler sa capacité (soit 2000 MW de capacité supplémentaire).

Avec ce renforcement de capacité et dans le contexte de flux d'échange nord-sud importants, la production éolienne et hydraulique ne risquera pas d'être limitée en amont, non plus que les échanges avec l'Espagne en aval.

Compte tenu de la qualité environnementale et de la topographie des territoires traversés, une attention particulière sera portée, dès la phase de conception, sur l'insertion de l'ouvrage dans les milieux naturels et agricoles et l'environnement au sens large, en lien avec les riverains et les parties prenantes concernés.

De plus, l'installation de conducteurs de technologie récente et préférentiellement en axe double circuit plutôt que simple permettra aussi à RTE de contribuer à la réduction de la production de CO₂ en réduisant les pertes sur son réseau tout en accroissant sa capacité.

La création de ce nouvel ouvrage aérien, en lieu et place de lignes existantes, pourrait constituer une solution robuste adaptée aux différents scénarios de la transition énergétique. Le renforcement du réseau entre le sud de l'Auvergne et le Centre est en cours d'étude.

Les perspectives d'évolutions sur la façade Est du pays

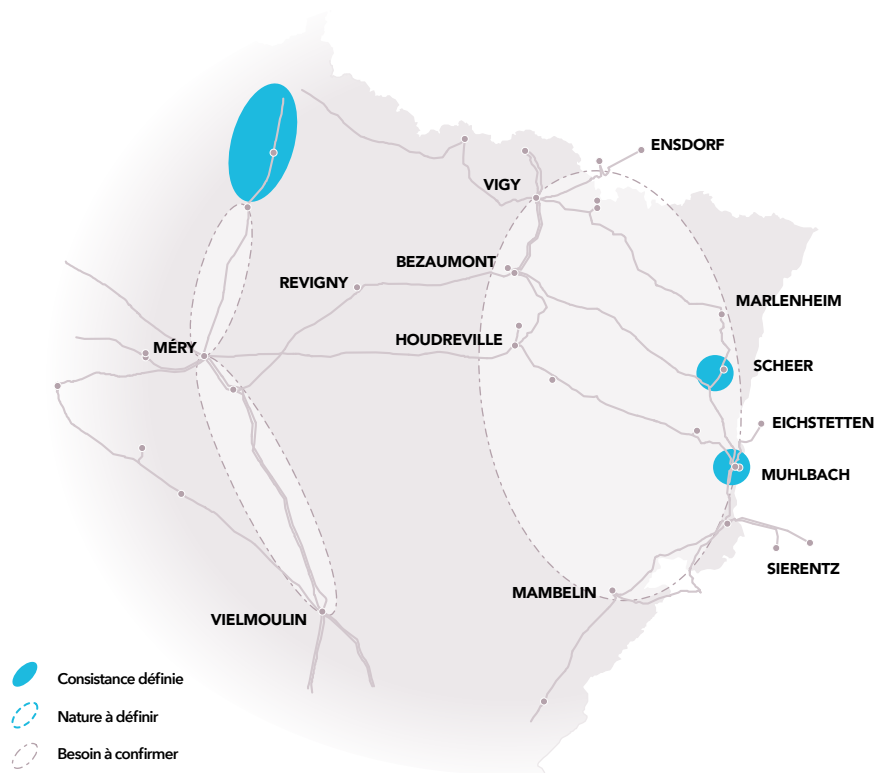
Au carrefour de l'Europe, le réseau 400 kV de l'Est de la France va connaître une augmentation de la variabilité des flux qui y transitent, avec des mouvements plus amples et plus volatils qu'aujourd'hui, du fait des évolutions des mix énergétiques en France, en Allemagne et en Suisse.

- En France, une évolution du mix électrique d'ici 2025 et l'arrêt de la centrale de Fessenheim pourraient modifier la géographie des moyens de production. Le développement annoncé par les pouvoirs publics du photovoltaïque notamment dans le sud-est, et de l'éolien de la Champagne au Languedoc viendra augmenter la variabilité des flux sur la façade est du pays.

- À l'est de nos frontières, l'arrêt programmé des dernières centrales nucléaires en Allemagne en 2022 et des premières en Suisse cette même année, et leur substitution par une poursuite du très fort développement de production éolienne, majoritairement au nord de l'Allemagne, va accroître les flux électriques du nord vers les zones de forte consommation du sud et de l'ouest de l'Allemagne. L'intermittence des productions renouvelables entraîne par ailleurs de fortes fluctuations journalières.

- Dans le même temps, des stations de transfert d'énergie par pompage sont en construction dans les Alpes allemandes, autrichiennes et surtout suisses, comme moyen de stockage pour absorber les surplus de production intermittente du nord.

Renforcements envisagés dans le quart nord-est du pays



POUR FAIRE FACE À CES ÉVOLUTIONS CARACTÉRISTIQUES DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DES PAYS CONCERNÉS ONT PRÉVU D'ADAPTER LEUR RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.

Ce processus est engagé en Allemagne, dont le plan de développement du réseau¹ prévoit la construction d'un programme très ambitieux de liaisons nord-sud en courant continu, avec la création de quatre grands corridors, pour une puissance totale de 12 GW à l'horizon 2025.

Ces renforcements, qui se déploieront progressivement, permettront de canaliser en Allemagne la plupart des flux induits par le transport de l'énergie produite par les parcs éoliens du nord du pays vers les stations de pompage consommatrices situées dans les Alpes. Ils permettent aussi de maintenir un bon plan de tension, limitant ainsi l'impact de la transition énergétique allemande sur les réseaux frontaliers.

¹ Voir plan décennal allemand (NEP) sur www.netzentwicklungsplan.de

POUR LE RÉSEAU FRANÇAIS, LES RENFORCEMENTS À RÉALISER QUELS QUE SOIENT LES SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION SONT PRÉSENTÉS CI-DESSOUS :

- Le déploiement d'un lot de mesures pour rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle des départements du Bas Rhin et du Haut Rhin, pour accompagner la transition énergétique (voir zoom « Adaptation du réseau alsacien »).

- Entre Reims et Charleville-Mézières, la reconstruction à deux circuits aériens 400 kV de l'axe existant, mis en service en 2016, permet de sécuriser l'alimentation électrique de la Marne, des Ardennes et du sud de l'Aisne et permet d'évacuer la production éolienne qui, selon les moments de l'année, peut devenir excédentaire dans la zone.



- Pour permettre les flux naturels depuis le nord du pays vers le sud-est, en y acheminant notamment l'énergie d'origine éolienne produite en Champagne-Ardenne, des travaux seront à étudier entre Troyes et Dijon, visant à augmenter la capacité du circuit à 400 kV le plus ancien ou à équilibrer les flux entre les différents circuits. L'optimisation de la capacité de l'axe 400 kV entre Reims et Troyes sera également nécessaire.

Simultanément, les capacités des liaisons avec l'Allemagne et la Suisse devront être accrues afin que la complémentarité des parcs de production et des capacités de stockage entre la France et ces pays ne soit pas limitée par les infrastructures de transport. Se référer aux zooms « France-Allemagne, « France-Benelux » et « France-Suisse ».

À LONG TERME, D'AUTRES RENFORCEMENTS PEUVENT ÊTRE ENVISAGÉS.

C'est par exemple le cas si l'on combine une production importante en Allemagne (éoliennes notamment) et dans le nord-est de la France (éolien et production thermique), une consommation par pompage des STEP suisses et allemandes, ainsi qu'un niveau de production réduit dans la vallée du Rhône et en Suisse (dans le cas de l'arrêt de tout ou partie des tranches nucléaires).

C'est dans ces conditions particulières d'exploitation, soumises d'abord à des orientations de transition énergétique affirmées et mises en œuvre, non seulement en France, mais aussi en Suisse et en Allemagne, que ces situations pourraient apparaître.

À ce stade, ces conditions ne sauraient émerger avant une dizaine d'années, et sont fortement soumises aux politiques énergétiques européennes. Pour la France en particulier, elles seront fortement dépendantes des perspectives de développement des énergies renouvelables et des programmations potentielles d'arrêts de tranches nucléaires, notamment en vallée du Rhône.

Les perspectives de renforcement du réseau de la Normandie et du bassin parisien

Le grand quart nord-ouest de la France est une région très peuplée, avec de fortes concentrations urbaines (région parisienne, métropole lilloise...) et des territoires moins denses mais dynamiques comme la Bretagne ou les Pays-de-la-Loire.

La production tend à se développer principalement le long des côtes.

- Un réacteur EPR est en construction sur le site côtier de Flamanville. Un potentiel d'énergie renouvelable offshore (éolien, hydrolien) de plus de 10 000 MW est identifié de la Vendée au Pas-de-Calais (notamment à la suite des appels d'offres lancés par l'Etat et attribués à plusieurs groupements).

- L'énergie éolienne se développe aussi à l'intérieur des terres, tout particulièrement en Picardie, Champagne-Ardenne et Centre dont les Schémas Régionaux Climat Air Énergie affichent des objectifs ambitieux de plus de 2000 MW d'éolien chacun. Bretagne, Normandie et Pays-de-la-Loire prévoient aussi chacune un total de plus de 1000 MW d'éoliennes sur leur sol.

Le réseau 400 kV est désormais à même d'acheminer l'électricité produite dans l'ouest du pays vers les régions aujourd'hui déficitaires (Bretagne et Ile-de-France au premier chef), dans un contexte de croissance importante de la capacité de production installée, et de variabilité de la production éolienne.

DES PROJETS ENGAGES POUR SECURISER L'ALIMENTATION DE L'ILE-DE FRANCE PENDANT LA DECENNIE

La capacité du réseau doit être doublée entre les postes de Persan et de Cergy dans le Val d'Oise en optimisant l'utilisation des ouvrages existants pour créer une nouvelle liaison électrique à 400 kV.

Cet axe devient un maillon faible entre les productions de la Manche et de la mer du Nord et l'Ile-de-France, région très fortement importatrice d'électricité. Il s'inscrit notamment dans la perspective de réduction de la production des moyens de production thermique classique en Ile-de-France, dans le respect des normes environnementales.

D'autres projets complètent le panorama.

- Le projet de changement de conducteurs entre le Havre et Rouen, permettra d'acheminer l'électricité produite par les éoliennes au large de Fécamp vers Rouen et la région parisienne.

- Le projet de reconstruction de la ligne entre Reims et Charleville-Mézières est destiné à sécuriser l'alimentation électrique de la Marne, des Ardennes et du sud de l'Aisne, et à transporter la production renouvelable excédentaire. Il contribuera à l'approvisionnement du bassin parisien par l'est.

À PLUS LONG TERME, UN DESEQUILIBRE VA SE CREUSER ENTRE REGIONS LITTORALES D'UNE PART, PARIS ET VAL DE LOIRE DE L'AUTRE

Ce déséquilibre dépend des perspectives de poursuite du développement des énergies renouvelables et de réduction de la part d'électricité d'origine nucléaire.

- Tout d'abord, des moyens de production se développent sur les côtes de Bretagne et de Normandie, ou au large, comme à terme le potentiel hydrolien du Cotentin.

Ils contribueront à réduire le déficit de production d'électricité que présente aujourd'hui la Bretagne ; les excédents pourront aussi être exportés vers les îles britanniques, importatrices – au moins transitoirement, à l'horizon 2020-2025 (voir zooms sur les projets de nouvelles interconnexions avec l'Irlande et l'Angleterre). A plus long terme (horizon 2030), de l'ordre de 10 000 MW de moyens de production offshore sont attendus.

- Par ailleurs, toutes les centrales du val de Loire - nucléaires ou thermiques - sont relativement anciennes et la question de leur renouvellement se posera. Dans la perspective de réduction du parc nucléaire, la capacité installée du val de Loire (12 tranches, pour un total de 12 000 MW) sera probablement concernée.

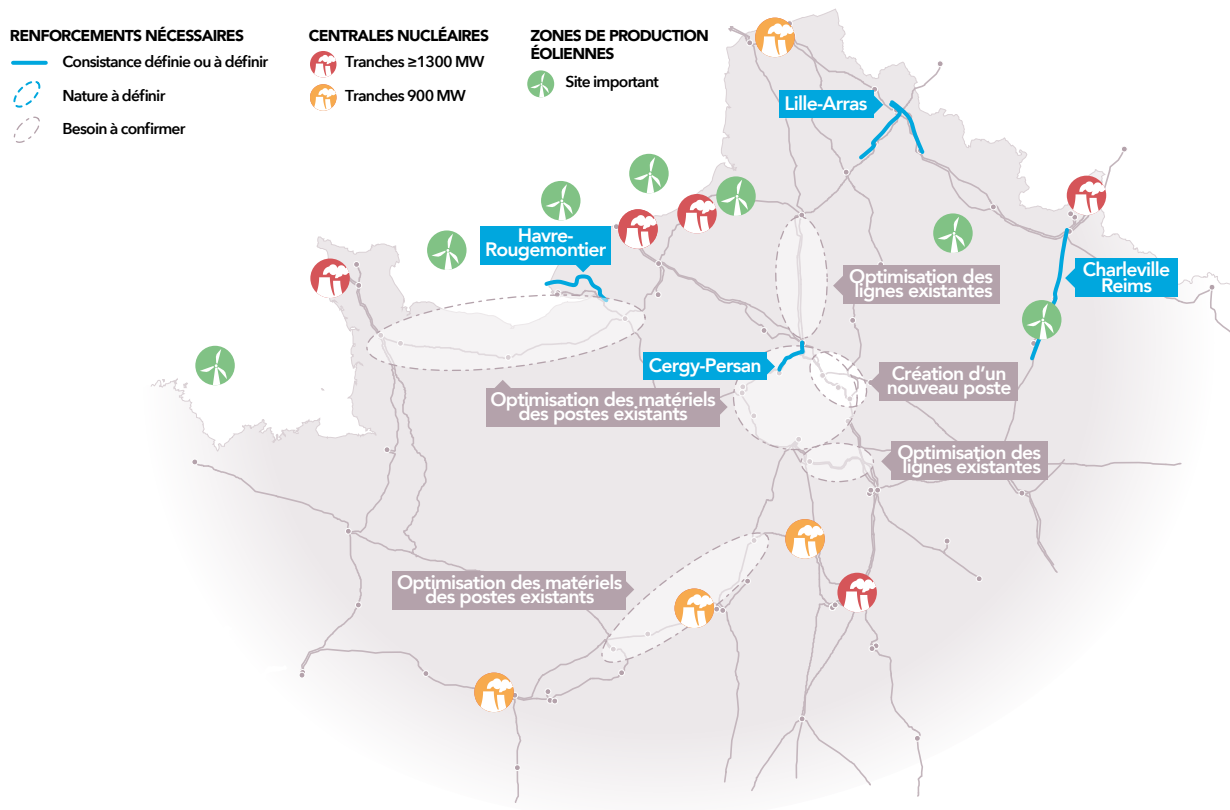
Paradoxalement, lors de journées d'été où l'énergie photovoltaïque du sud de l'Europe et au sud de la Loire transitera vers les pays du nord, notamment la Grande Bretagne, des contraintes de flux sud-nord pourront apparaître dans la région Centre Val de Loire notamment.

Le réseau 400 kV de Normandie, construit relativement récemment pour accueillir la production des sites nucléaires de bord de mer (Paluel, Penly et Flamanville), pourra assumer une évolution significative des flux au prix d'adaptations des postes existants (certains postes anciens pourront être reconstruits).

Ce sera d'autant plus facile que la répartition des projets se fera de manière équilibrée du Cotentin à la Mer du nord.

En revanche, plusieurs ouvrages 400 kV constituant la couronne parisienne du réseau de transport d'électricité, de conception plus ancienne et aujourd'hui proches de leurs limites techniques, nécessiteront des renforcements potentiellement conséquents.

Renforcements envisagés dans le quart nord-ouest du pays



Ainsi, plusieurs renforcements peuvent être envisagés de manière complémentaire et graduée en fonction de l'augmentation du déséquilibre nord-sud introduit par rapport à la situation actuelle :

– Dans un premier temps, des travaux dans des postes RTE se révèlent nécessaires pour optimiser les capacités des ouvrages, en particulier en Normandie et sur la couronne parisienne.

– La création d'un nouveau poste électrique à la croisée de lignes existantes au nord-est de la couronne parisienne (Rossignol) est une piste intéressante pour un meilleur aiguillage des flux.

– Le remplacement d'un couloir de lignes 225 kV par un axe 400 kV au nord-ouest d'Orléans (Chaingy-Dambron) pourrait être nécessaire pour faire face à des contraintes de flux sud-nord.

– Un axe ancien aux capacités faibles pourrait nécessiter un renforcement (Chesnoy-Cirolliers entre Evry et Fontainebleau) si certaines configurations de flux s'avéraient fréquentes et marquées.

– En cas de déséquilibre nord-sud plus important, un renforcement plus lourd de la partie sud-ouest de la couronne parisienne et du lien avec la Normandie sera probablement nécessaire pour sécuriser l'alimentation de l'Île-de-France (un nouvel axe entre l'Eure et le Loiret associé à des renforcements d'axes existants entre Rouen et Dreux (Rougemontier-Mézerolles), ou la reconstruction de lignes existantes dans les Yvelines, l'Essonne et la Seine-et-Marne).

Les perspectives d'évolutions sur la façade atlantique

La mise en service du projet « Sud Pays de Loire » en 2015, et d'autres complémentaires en cours, sécurisent l'alimentation électrique des Pays-de-la-Loire et du nord de la Nouvelle-Aquitaine pour les années à venir.

À PLUS LONG TERME, UNE PROFONDE TRANSFORMATION DU MIX ÉNERGETIQUE À L'OUEST DU PAYS ?

L'ouest est aujourd'hui principalement alimenté par les centrales nucléaires du Val de Loire (12 tranches pour 12 000 MW installés), et plus au sud du Blayais et de Civaux. La centrale thermique de Cordemais, en Loire Atlantique, joue aussi un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement. La question du renouvellement des centrales les plus anciennes se posera d'ici une dizaine d'années.

Les Schémas Régionaux Climat Air Énergie prévoient à l'horizon 2020 de développer le potentiel éolien pour environ 5 000 MW du Centre à la Bretagne, et de recourir au photovoltaïque pour un volume comparable dans le sud-ouest. À l'horizon 2030, ces volumes pourraient doubler, dans le cadre d'une transition énergétique d'ampleur. En mer, un potentiel d'énergie renouvelable (éolien et hydrolien) de plus de 10 000 MW est identifié de la Vendée au Pas-de-Calais.

Dans le même temps, l'INSEE prévoit que la population va augmenter le long de la façade atlantique. La consommation d'électricité devrait s'accroître en conséquence.

À l'horizon 2030, les perspectives pour l'approvisionnement du centre-ouest sont donc très ouvertes. Elles peuvent être comparables à la situation actuelle, avec une production importante le long de la Loire. Ou au contraire, l'approvisionnement sera dépendant des variations de la production éolienne de la Manche et du centre-ouest et de la production photovoltaïque du sud-ouest.

UNE TRANSITION ÉNERGETIQUE D'AMPLEUR ENTRAÎNERA DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AMPLES ET VOLATILS ENTRE LE NORD ET LE SUD

Compte tenu des niveaux de puissance concernés et de la variabilité des énergies renouvelables, cette transformation du mix se traduirait par de forts flux d'échange d'énergie sur un grand axe nord-sud et sud-nord.

Par exemple, en été, un flux important du sud vers le nord est probable : la production d'origine photovoltaïque excédentaire du sud-ouest alimentera les régions de la Loire et Paris. Ce phénomène sera d'autant plus fort qu'il correspondra à des périodes de faible vent au nord.

Ces flux sud/nord seront d'autant plus importants que la production nucléaire le long de la Loire sera réduite.

Le bilan du sud-ouest pourra ainsi être très exportateur en journée d'été dans les scénarios qui prévoient un développement fort des énergies renouvelables et dépasser la limite de 6 GW, seuil correspondant à la capacité du réseau actuel.

À l'inverse, un flux d'énergie important du nord vers le sud pourra apparaître avec une combinaison de forte production éolienne, onshore et offshore, dans le nord et l'absence de production photovoltaïque dans le sud-ouest. Le niveau de production du site du Blayais influencera ce flux nord-sud.

Dans le même temps, à l'échelle européenne, et selon la même logique, les surplus de production photovoltaïque en Espagne, ou, inversement, les surplus de production éolienne au nord de l'Europe, renforceront encore les flux sud-nord et nord-sud sur la façade atlantique.

LE RESEAU DE TRANSPORT DU CENTRE OUEST DEVRA AINSI ÊTRE RENFORCÉ

Dans les scénarios qui prévoient un fort développement des énergies renouvelables, le réseau de transport sera fortement sollicité par les échanges interrégionaux et européens amples et volatils évoqués plus haut et il devra vraisemblablement être renforcé. L'étude de ces scénarios permettra de préciser les besoins en renforcements.

Capacité limite sud-nord du réseau du sud-ouest de la France

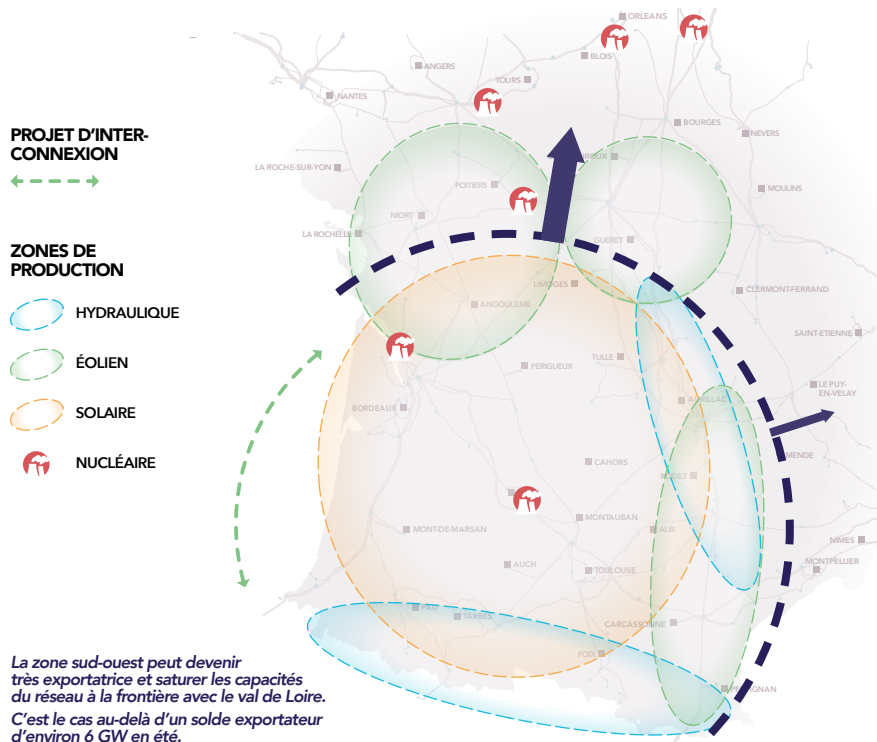
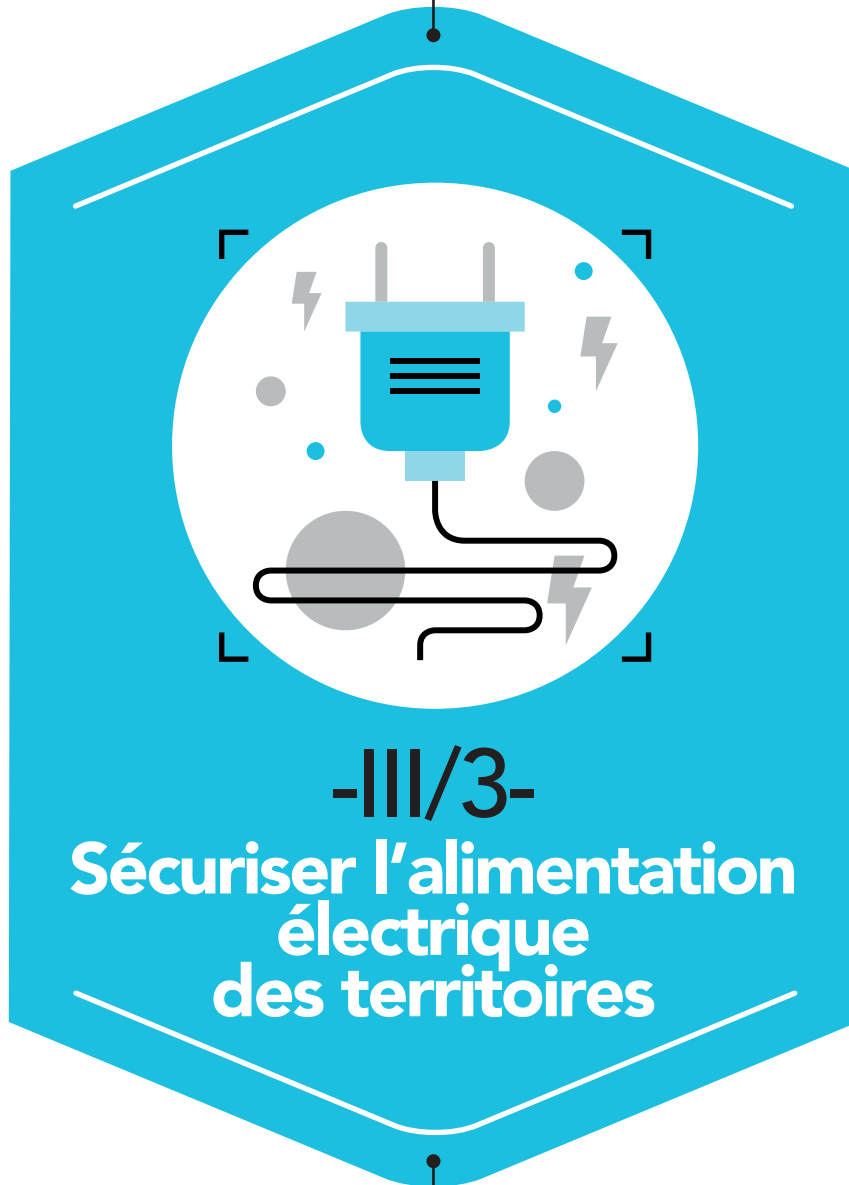


Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

La consommation d'électricité est fonction directe du dynamisme démographique et économique d'un territoire.

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 etc.).

À la baisse, elle est tirée par l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels et des appareils domestiques.

Depuis quelques années, la consommation était plutôt stable. Désormais, la tendance est plutôt à la baisse. A cela s'ajoute, dans les zones où la production renouvelable décentralisée est importante, une baisse des soutirages quand cette production fonctionne, car elle couvre localement une partie de la consommation. Ainsi plusieurs projets présentés dans les versions précédentes du Schéma décennal sont suspendus.

Toutefois, des disparités régionales importantes existent et certains territoires voient leur consommation électrique continuer à croître rapidement, en particulier les métropoles et les zones littorales.

Les projets de sécurisation couvrent un spectre très vaste en termes de consistance : les renforcements consistent souvent à augmenter la capacité des postes électriques en y adjoignant un nouvel appareil de transformation. Dans certains cas, il peut être nécessaire de créer un nouveau poste d'injection 400 kV ou 225 kV, avec un échelon de transformation vers les réseaux de répartition régionaux. 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, généralement en 225 kV.

- Les fragilités d'alimentation des régions Bretagne, PACA et Pays de la Loire sont presque toutes résolues : il reste à mettre en service la liaison souterraine 225kV du filet de sécurité Bretagne, entre Calan et Plaine Haute.

- Trois autres projets se distinguent par la taille du territoire qu'ils concernent, avec construction ou reconstruction d'ouvrages à 400 kV ou 225 kV sur plus de 60 km : la sécurisation du nord de la Champagne (mis en service cette année), des 2 Loires, la Haute-Durance. Ces projets font l'objet de zooms dédiés.

- Outre ces importants projets, une cinquantaine d'autres dont la finalité principale est de sécuriser l'alimentation électrique de grandes agglomérations et de territoires dynamiques seront à mettre en service dans les dix ans à venir.

Sans les projets du Schéma décennal, plus de 2 millions d'habitants pourraient voir leur qualité d'alimentation se dégrader, avec un temps de coupure équivalent (TCE) pouvant atteindre 30 minutes par an. Grâce à ces investissements réseau, leur TCE restera conforme à celui observé pour l'ensemble du territoire, entre 2 et 7 minutes par an depuis 2010.

3 PROJETS D'ENVERGURE SUR DES ZONES ÉTENDUES

I	358 Sécurisation électrique de la Bretagne
II	402 Haute Durance
III	362 2 Loires

UNE QUARANTAINE D'AUTRES PROJETS DE SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DE GRANDES AGGLOMÉRATIONS ET TERRITOIRES DYNAMIQUES

Créer de nouveaux postes d'injection

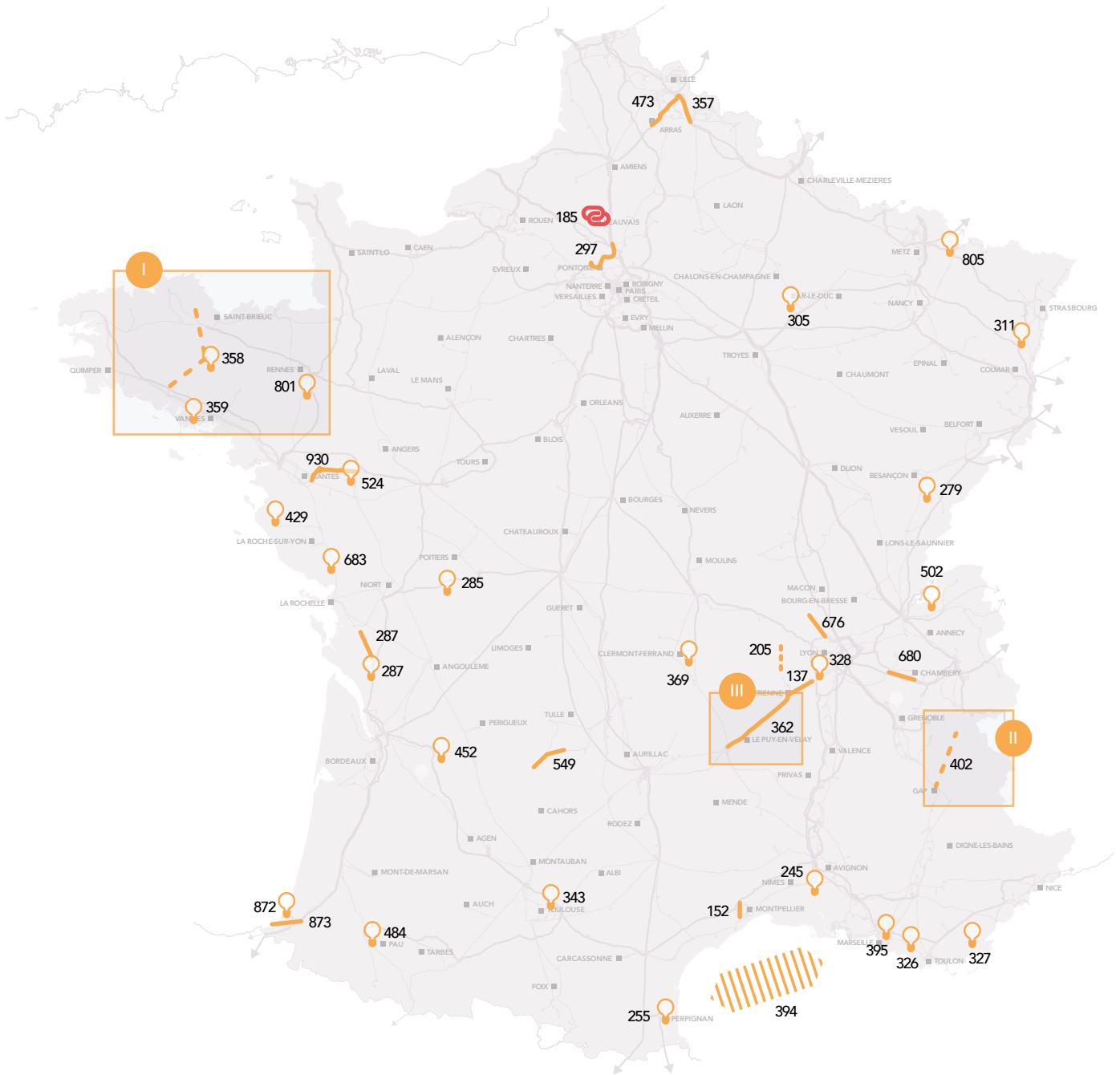
185	Beauvais
245	Arles
255	Perpignan
279	Besançon
285	Sud Vienne ; sud-est Deux Sèvres ; nord Charente
287	Charente Maritime
311	Colmar – Sélestat
326	Littoral Marseille – Toulon
327	Littoral est du Var
359	Sud du Morbihan
395	Sud-ouest du Var
452	Bergerac
502	Secteur d'Annemasse
683	Secteur de Luçon

Renforcer les transformations des postes existants

305	Vitry-le-François
328	Haute Loire, sud Auvergne et agglomération de St Etienne
343	Toulouse
429	Sud de Nantes
524	Est de Nantes
553	Agglomération de Toulouse
801	Rennes
805	Metz, Thionville et Forbach
861	Saint-Maximin
872, 873	Biarritz, Anglet, Bayonne

Renforcer les réseaux d'alimentation électrique des agglomérations

137	Saint-Etienne
152	Montpellier
205	Plaine du Forez
239	Lyon - Montélimar
297	Région parisienne
357, 473	Lille
369	Clermont-Ferrand
484	Pau
549	Sarlat
676	Villefranche
680	Chambéry - Aix-les-Bains
930	Sud des pays de la Loire



Sécuriser l'alimentation électrique des territoires

TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Interconnexions
- Raccordement client
- Sécurité d'alimentation
- Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

LE RESEAU DE TRANSPORT BRETON ET LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

Les moyens de production situés en Bretagne ne fournissent qu'une très faible partie de l'énergie électrique consommée dans la région (15% en 2015, en hausse de 1,5 point par rapport à 2014). L'énergie électrique consommée en Bretagne est donc essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport.

Ce déséquilibre entre l'énergie produite et l'énergie consommée fragilise la sécurité d'alimentation de la Bretagne

- Le nord de la Bretagne, recouvrant la majeure partie du département des Côtes-d'Armor ainsi que les agglomérations de St-Malo et de Dinard, dont l'alimentation serait interrompue en cas d'indisponibilité de l'axe à 400 kV Domloup - Plaine Haute,

- L'ensemble de la région Bretagne, soumise à un risque d'écroulement de tension (phénomène électrotechnique pouvant provoquer un blackout), causé par l'éloignement entre les sites de production et les centres de consommation.

Pour répondre à cette difficulté, RTE a déjà engagé depuis 2004 un programme important de renforcement des moyens de compensation en procédant à l'installation de batteries de condensateurs et en mettant en service des compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR) dans les postes de Plaine-Haute, Poteau-Rouge, Domloup et Cheviré.

Ces matériels permettent d'apporter de l'énergie réactive sur le réseau et participent à la tenue du plan de tension.

Malgré ces investissements déjà réalisés, RTE a dû, lors des pointes de consommation hivernale, mettre en œuvre des mesures de sauvegarde sous forme de baisses limitées et temporaires de la tension afin de diminuer le risque de blackout régional.



LE PACTE ELECTRIQUE BRETON

- L'ensemble des actions de MDE (maîtrise de la demande en électricité) et de développement de la production à partir de sources renouvelables retenues dans le Pacte électrique breton permettent de rééquilibrer la part d'énergie produite en Bretagne par rapport à sa consommation.

- Cependant, le développement des énergies renouvelables, dont la disponibilité est incertaine lors des pointes de consommation, ne permet pas de garantir le niveau de puissance nécessaire lors des périodes de froid et n'est donc pas suffisant à lui seul pour sécuriser l'alimentation électrique de la Bretagne.

L'analyse de risques menée sur la disponibilité du parc de production et des ouvrages du réseau de transport rend nécessaire la construction d'un filet de sécurité et d'une unité de production dans les environs de Brest afin de répondre durablement à la fragilité électrique du nord de la Bretagne et au risque de blackout sur l'ensemble de la région.



LE FILET DE SECURITE BRETAGNE

Les premiers renforcements du filet de sécurité breton ont consisté à installer entre 2011 et 2013 des moyens de compensation répartis sur l'ensemble du territoire de la région Ouest pour une capacité totale de 1150 Mvar.

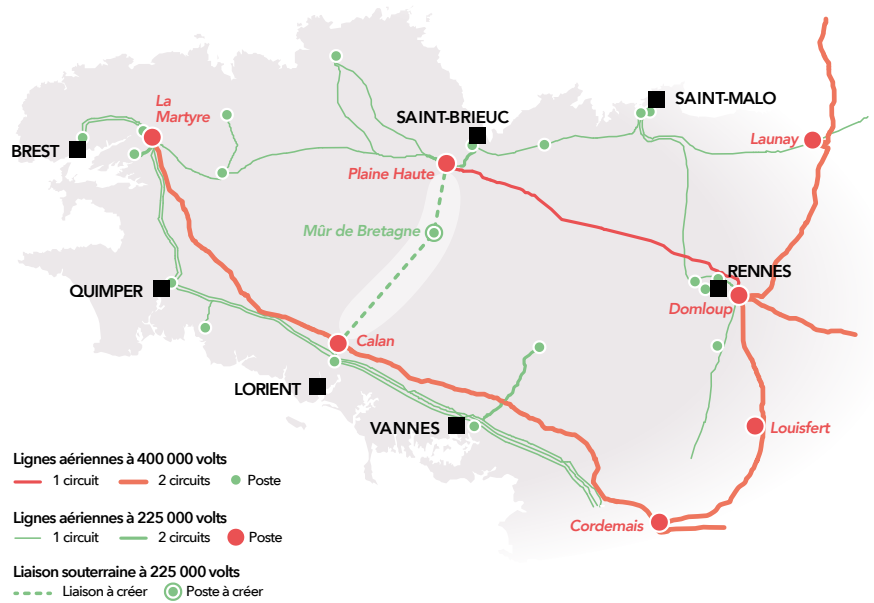
Ces moyens de compensation seront complétés par l'injection de production dans l'ouest de la région, la mise en service de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau et de son raccordement au réseau étant prévus pour 2019.

Pour limiter les risques de coupure sur le nord-Bretagne, RTE a mis en service en 2015 le transformateur-déphaseur de Brennilis et un deuxième transformateur à Plaine-Haute. Au-delà de 2017, le transformateur-déphaseur de Brennilis n'est plus suffisant pour garantir l'alimentation du Nord de la Bretagne.

Deux autres ouvrages viendront compléter le dispositif à l'horizon 2017 :

- Un nouvel axe 225 kV reliera le poste de Calan (près de Lorient) à celui de Plaine-Haute (région de Saint-Brieuc) en desservant au passage le poste de Mûr-de-Bretagne, sécurisant ainsi le centre de la Bretagne avec la création d'une injection 225/63 kV.
- Pour une meilleure régulation des flux, un transformateur-déphaseur devra également être installé au poste de Mûr-de-Bretagne (photomontage du futur poste ci-contre).

Dans l'attente de la mise en service du filet de sécurité breton, la sécurité d'alimentation du Nord-Bretagne restera préoccupante pour les hivers à venir.



À PLUS LONG TERME

La sécurité d'alimentation de la région au-delà de 2020 devra être examinée en fonction

- des actions de maîtrise de la demande en électricité effectuées,
- de l'évolution de la consommation,
- du développement des énergies renouvelables,
- en cas plus particulièrement de non pérennisation de la production actuelle sur le site de Cordemais (pour des raisons de réglementation environnementale).

Le projet « 2 Loires »

L'axe entre Le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Étienne relie les pôles urbains et industriels de la Haute-Loire et de la Loire. 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 accompagne les ambitions du territoire :

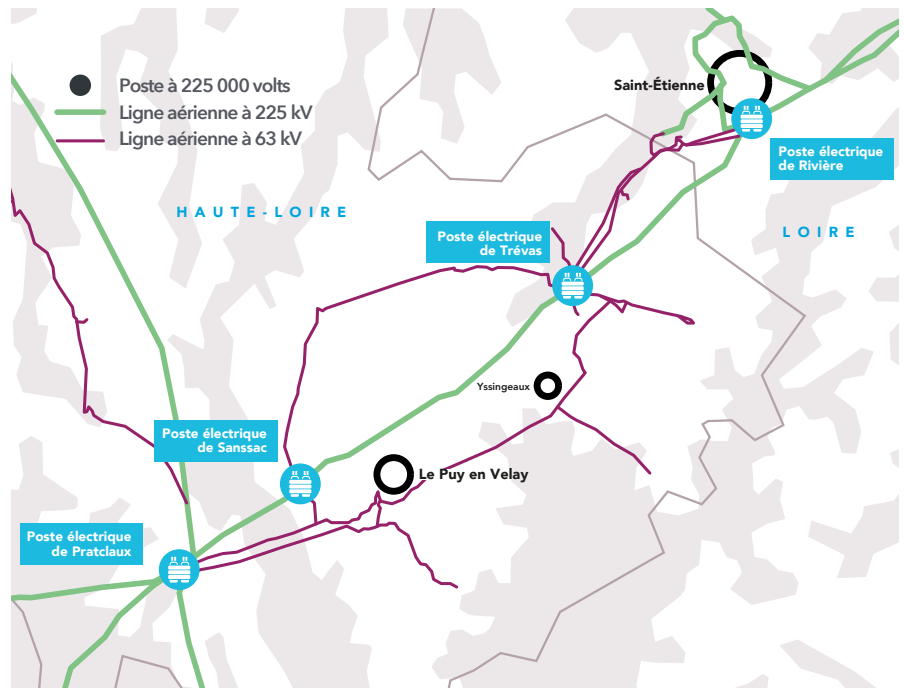
- Développer les éco-activités : depuis longtemps déjà, les barrages du Massif central assurent une production d'électricité « verte ». Dans la lignée du Grenelle de l'Environnement, cette production se diversifie : photovoltaïque, éolien et biomasse (filrière bois-énergie). Le Schéma régional Climat Air Énergie (SRCAE) Auvergne publié le 31 juillet 2012 confirme le fort développement de la production d'électricité éolienne sur ce secteur. Le réseau électrique doit être capable d'accueillir cette nouvelle énergie produite régionalement pour la transporter vers les centres de consommation.

- Accueillir de nouveaux habitants : d'ici à 2030, le sud du département de la 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 électricité.

- 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 fiable.

... 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 ne suffira bientôt plus à transporter l'électricité nécessaire pour accompagner le développement des territoires.



- L'alimentation électrique doit être sécurisée : si cette liaison unique est interrompue, des 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 agglomérations du Puy-en-Velay, de l'Yssingelais et de Saint-Étienne. Si ce lien est rompu, chaque territoire se trouvera fragilisé.

RECONSTRUIRE LA LIGNE EXISTANTE EN AMÉLIORANT SON TRACE

Le projet remplacera la ligne existante par une nouvelle ligne à deux circuits de plus grande capacité en adaptant son tracé aux évolutions en cours du territoire.

La future ligne sera raccordée d'ici à 2017 aux postes électriques de Pratclaux, Sanssac, Trévas 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 ;

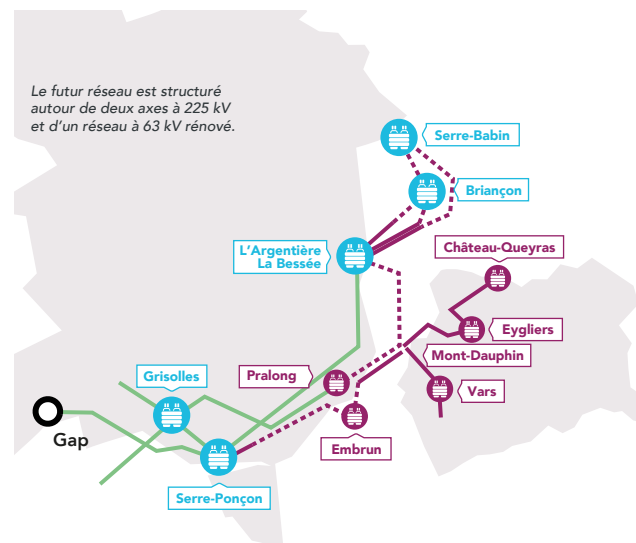
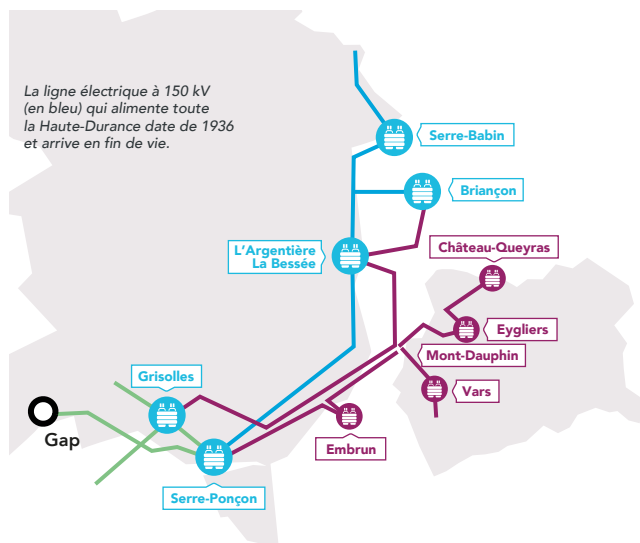
- l'accueil d'activités de nouvelles productions d'énergie renouvelable - en cohérence avec la vocation historique du territoire (énergie hydraulique) - sera rendu possible ;

- l'ancien ouvrage sera supprimé.

Compte tenu de la capacité d'accueil de production supplémentaire qu'il apportera dans le sud-Auvergne, le projet « 2 Loires » fait partie des investissements figurant à l'état initial du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) Auvergne approuvé le 27 février 2013.

Le projet a obtenu une Déclaration d'Utilité Publique en juillet 2014 et les travaux ont commencé début 2015.

La rénovation du réseau de la Haute-Durance



Le nord du département des Hautes-Alpes bénéficie d'un vaste programme de rénovation du réseau qui répond à deux constats.

Installé dans les années 1930, le réseau d'alimentation en électricité à 150 000 volts de la vallée de la Haute-Durance est vétuste.

Au-delà, le réseau existant à 150 000 volts et à 63 000 volts est insuffisant pour faire face aux besoins en électricité futurs de la vallée.

Ainsi, dès 2009, RTE est allé au devant des acteurs locaux pour réaliser un diagnostic énergétique du territoire et identifier en concertation le meilleur compromis technique, environnemental et économique pour répondre au besoin spécifique des Hautes-Alpes. Le programme de rénovation acté par la concertation consiste à créer un réseau à 225 kV en remplacement du réseau à 150 kV actuel afin de transporter l'électricité nécessaire au territoire, et à rénover le réseau à 63 kV actuel essentiellement en souterrain. L'ensemble de cette adaptation du réseau de la Haute-Durance devra être mis en service à horizon 2020.

DES PAYSAGES DÉGAGÉS

Cette rénovation apporte des améliorations notables à l'insertion paysagère du réseau électrique de la vallée : **près de la moitié du linéaire existant sera mis en souterrain**, le reste étant reconstruit en évitant les zones d'habitat et les sites les plus emblématiques ou protégés. Au global 314 pylônes et 100 kilomètres de lignes aériennes seront supprimés. Les plus beaux sites seront totalement dégagés - rives du lac de Serre-Ponçon, cols du Lautaret et du Galibier - ou très largement tel que le fort de Mont-Dauphin. Plus de 600 maisons verront disparaître les lignes électriques situées actuellement à proximité.

UN ACCÉLÉRATEUR DU DÉVELOPPEMENT DE LA VALLÉE

Au-delà des 30 millions d'euros de retombées économiques locales attendus d'ici 2020, **la rénovation des lignes ouvre de nouvelles perspectives économiques pour le territoire**. Notamment le déploiement de la fibre optique associée au réseau, ouvre la voie à l'arrivée du haut débit dans la haute vallée de la Durance.

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



-III/4-
**Accueillir
la production**

Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

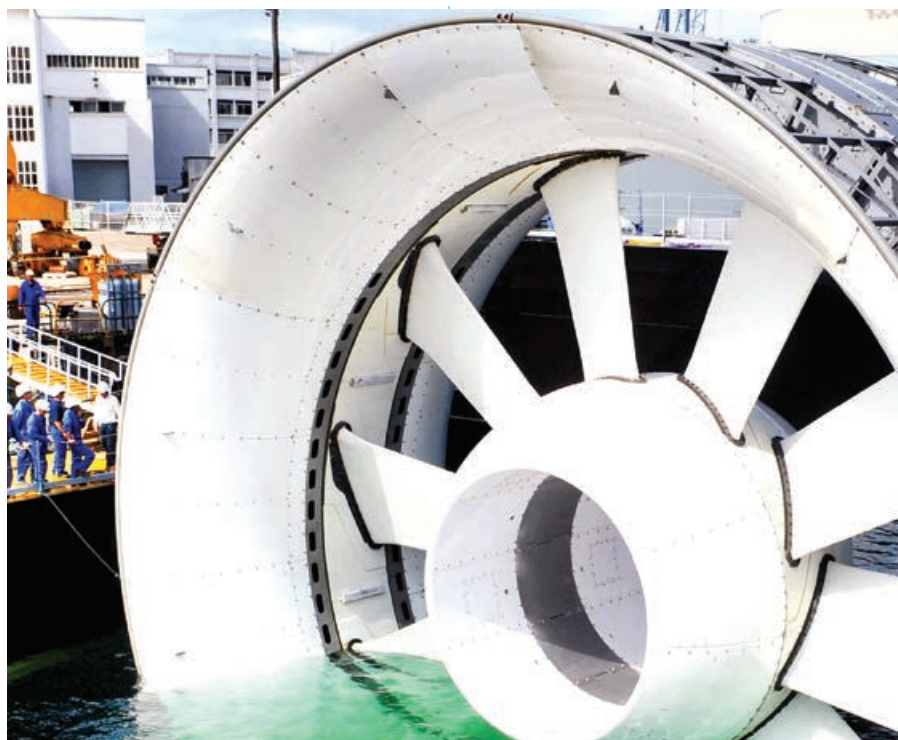
Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service un nouvel ouvrage du réseau de transport d'électricité, RTE s'efforce d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité en développant des « zones d'accueil ».

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 oeuvre des renforcements de réseau sont plus longs que les délais de réalisation des moyens de production. Il est donc nécessaire de prévoir et d'engager dès à présent des renforcements adaptés, pour éviter que les installations de production ne fassent l'objet de limitations. Sans préjudice d'installation possible en de nombreux points du territoire, on peut souligner un certain tropisme de nombre de moyens de production de demain vers les façades maritimes, en France comme dans le reste de l'Europe :

- Les centrales thermiques y trouvent une source froide et les ports sont des points d'entrée des combustibles fossiles ;
- Les rivages sont propices au développement d'éolien en mer et à plus long terme d'autres énergies marines.

Les côtes françaises, particulièrement celles de la Manche, sont proches des grands centres urbains européens. RTE envisage donc les différentes possibilités d'accueillir la production de demain en proposant des solutions de développement autant que possible évolutives.



RTE PARTICIPE AINSI À L'ACCUEIL DE TOUTES LES PRODUCTIONS.

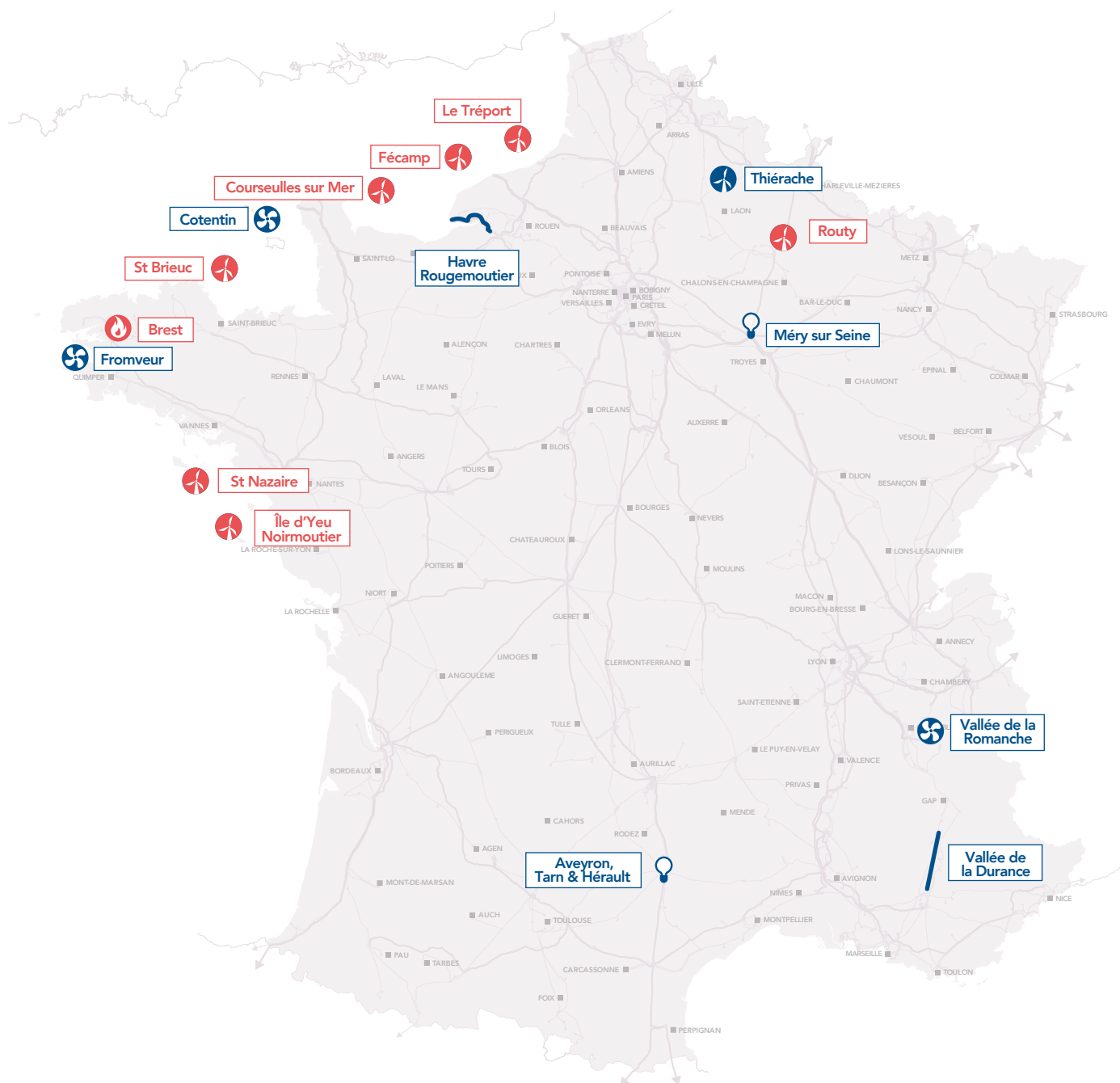
– *Renouvelables terrestres (éolien et photovoltaïque), au travers de la réalisation des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et la poursuite de la création de zones d'accueil en Champagne-Ardenne, dans la Somme, dans l'Aveyron, le Tarn et l'Hérault, ainsi qu'en PACA. Les investissements du Schéma décennal sont un pré-requis pour plus de la moitié des 23 GW de capacité d'accueil créée par les S3REnR.*

– *Éolienne en mer, au travers de la conception et de la réalisation des raccordements des fermes retenues dans le cadre des deux appels d'offres lancés par l'État en 2011 et 2012.*

– *Hydrolienne : à la demande du Gouvernement, RTE a examiné les conditions dans lesquelles le potentiel hydrolien du littoral français pouvait être mis en valeur par son raccordement au réseau électrique.*





– *Centralisée, avec la création de capacité d'accueil de production au Havre, zone particulièrement favorable à l'accueil de la production thermique (de type charbon ou gaz), et le raccordement d'un cycle combiné gaz parallèlement au développement du « filet de sécurité Bretagne » prévu par le « pacte breton ».*

Le lecteur est invité à se reporter aux volets régionaux s'il veut disposer d'un panorama plus complet des renforcements du réseau de transport d'électricité proposés dans le cadre des (Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).







Accueillir la production





TYPE D'OUVRAGES

-  Renforcement de ligne existante
-  Création de nouvelle ligne
-  Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
-  Renforcement de poste existant





POSTES SPÉCIFIQUES

-  Cycle combiné gaz
-  Éolien, photovoltaïque
-  Hydrolien, hydraulique
-  Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

-  Interconnexions
-  Raccordement client
-  Sécurité d'alimentation
-  Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

-  Gestion des tensions basses
-  Gestion des tensions hautes
-  Maîtrise des intensités de court-circuit
-  Stabilité du réseau

Accueillir la production éolienne offshore

UN OBJECTIF DE 6 GW D'INSTALLATIONS ÉOLIENNES EN MER À L'HORIZON 2020

La loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015 confirme l'objectif antérieur de construire 6000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020.

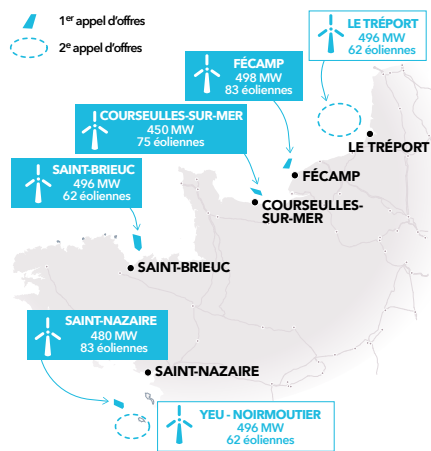
Le 11 juillet 2011, l'Etat a lancé le premier appel d'offres éolien offshore pour une puissance totale installée de 3000 MW sur cinq zones en Manche et dans l'Atlantique. Cette sélection a tenu compte des conditions maritimes (profondeur, vitesse du vent etc.), des usages de la mer (plus spécifiquement ceux des professionnels de la mer) mais aussi des aspects relatifs à l'insertion dans le réseau électrique des futures unités de production.

Les lauréats ont été désignés par le gouvernement le 6 avril 2012 pour quatre zones sur les cinq et représente une puissance totale installée de 1928 MW.

L'appel d'offre prévoit une construction progressive avec une mise en service échelonnée de 2018 à 2020.

Un second appel d'offre a été lancé début 2013. Il concerne les zones du littoral français du Tréport et de Noirmoutier pour l'accueil de nouvelles installations.

Zones d'installation des éoliennes



La puissance maximale de chaque zone a été fixée à 500 MW. Les candidats ont remis leurs dossiers en novembre 2013 et les lauréats ont été désignés en mai 2014, pour une mise en service échelonnée prévue de 2021 à 2023.

Conformément au cahier des charges de ces deux appels d'offres, RTE se voit confier la conception et la réalisation des raccordements, pour un montant total d'environ 1,3 milliards d'euros, dans le cadre de projets d'investissements de production qui représentent environ 12 milliards d'euros au total.

UN ENJEU STRATÉGIQUE

Les six parcs offshore seront raccordés au réseau terrestre par des câbles sous-marins 225 kV en courant alternatif.

Longs de 45 à 60 km, ils comprendront une partie sous-marine, jusqu'à deux jonctions d'atterrage construites sous terre sur le littoral, puis une partie terrestre souterraine jusqu'au réseau électrique existant.

Compte tenu des longueurs et puissances en jeu, cette technologie est apparue la plus adaptée. Elle implique cependant la mise en œuvre de moyens de compensations et de télécommande innovants notamment pour maîtriser la tension.

Ces projets constituent 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.

Un troisième appel d'offre au large de Dunkerque

Ségolène Royal a annoncé le 4 avril 2016 le lancement d'un troisième appel d'offre au large de Dunkerque. Des nouveautés seront introduites par rapport aux premiers appels d'offre :

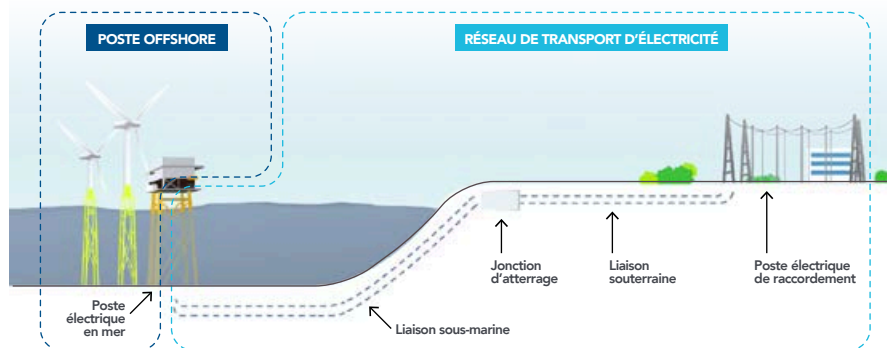
- Une nouvelle procédure, dite de « dialogue concurrentiel », qui sera adaptée aux spécificités de l'éolien en mer : elle permettra d'échanger avec les candidats afin de préciser le cahier des charges et de leur donner la possibilité d'améliorer leurs offres au cours de la procédure.

- Des études de levée des risques liés au vent, à la houle, à la profondeur et à la composition des sols seront réalisées par des établissements publics avant la remise définitive des offres, afin que les industriels puissent affiner leurs propositions et prendre en compte ces risques à leur juste niveau ;

- Diverses mesures de simplification visant à faciliter l'obtention des autorisations sont également prévues. En particulier, la concession d'occupation du domaine public maritime sera attribuée au lauréat en même temps que l'appel d'offres.

RTE accompagne l'Etat en analysant les possibilités de raccordement de la zone et en travaillant avec les établissements publics en charge des études de dérisquage et les acteurs locaux afin d'identifier les couloirs de raccordement les plus favorables.

Le schéma de raccordement



La dynamique de l'éolien flottant

Après l'annonce de Manuel Valls en décembre 2014, un appel à projets pour l'éolien flottant a été lancé par l'ADEME le 5 août 2015. Il porte sur trois zones propices en Méditerranée et une en Bretagne. Son objectif : permettre le développement de fermes pilotes, véritables laboratoires à échelle réelle des futures fermes commerciales. RTE accompagne ce développement, en préparant les raccordements.



Qu'est-ce qu'une éolienne flottante ?

Une éolienne flottante est une éolienne fixée sur une structure flottante, maintenue par des lignes d'ancrage reliées au fond marin afin de limiter les mouvements.

Le projet Vertiwind, une turbine à axe horizontal avec flotteur intégré prévu au large de Fos

Quels sont les avantages des éoliennes flottantes ?

Les éoliennes flottantes offrent une alternative innovante pour valoriser le potentiel énergétique des espaces maritimes, lorsque la profondeur ne permet pas l'installation de fondations fixes (au-delà de 50m de profondeur). En dehors de la Mer du Nord, ces limites sont vite atteintes. L'éolien flottant ouvre donc de nouveaux espaces d'exploitation pour les énergies renouvelables. Un autre avantage des éoliennes flottantes est leur facilité d'installation et de maintenance : elles ne nécessitent pas de couler des fondations ou d'avoir recours à des navires spécialisés comme l'éolien posé. Elles sont assemblées à quai et peuvent être ramenées au port pour les maintenances lourdes.

Quels sont les défis ?

La technologie flottante est bien connue dans le secteur pétrolier. Néanmoins, la stabilisation d'une éolienne flottante est plus complexe que celle d'une plate-forme pétrolière, à cause de la masse importante située dans la nacelle à plus de 80 m de la surface.

Qu'est-ce qu'une ferme pilote ?

Un projet de ferme pilote est l'installation, à l'échelle 1 et en conditions réelles d'exploitation, d'un ensemble d'éoliennes flottantes et de son système d'évacuation de l'électricité produite vers le réseau public. L'objectif est à la fois valider la dernière étape de maturation de la technologie, de lever le défi technique lié à l'interaction des machines entre elles, et de contribuer à définir les politiques industrielles avant le déploiement commercial. L'appel à projets prévoit ainsi des fermes de 3 à 4 éoliennes d'une puissance unitaire d'au moins 5 MW.

Quelles sont les zones concernées ?

Après une concertation avec l'ensemble des parties prenantes réalisée au premier trimestre 2015, l'Etat a choisi quatre zones pour l'implantation des fermes pilotes, une en Bretagne et trois en Méditerranée. Elles sont situées au large de l'île de Groix, des étangs de Leucate, de la commune de Gruissan et du phare de Faraman dans le golfe de Fos sur mer.

En quoi RTE est-il concerné ?

Au vu de la puissance prévue supérieure à 12 MW, les parcs pilotes seront raccordés au réseau public de transport par une liaison sous-marine en courant alternatif de 19 à 32 km complétée par une liaison souterraine de quelques km vers le poste RTE le plus proche. Le coût global des 4 raccordements est de l'ordre de 130 à 170 M€.

Afin d'accompagner l'Etat et la filière industrielle dans cette démarche, RTE a contribué à la concertation en région en étudiant les conditions de raccordement. Ensuite, un dialogue a eu lieu avec la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) afin de préparer l'appel à projets. Ainsi des études de faisabilité des raccordements ont été mises à disposition par RTE sur le site de l'ADEME en janvier 2016, pour aider les candidats à construire le scénario et le coût de raccordement associés à leur proposition de ferme pilote.

RTE poursuit les échanges en 2016 avec la DGEC et les lauréats pour préciser la consistance et la réalisation des raccordements.

Les quatre producteurs lauréats envisagent des mises en service en 2020-2021 et une durée exploitation annoncée de 15 à 20 ans. Le cas échéant, RTE réalisera un raccordement dont la durée de vie sera compatible avec celle envisagée par le producteur pour son installation. La concertation a été poursuivie au niveau de chaque territoire concerné.

Qui sont les lauréats ?

Suite aux annonces du ministère de l'Ecologie, de l'Energie et de la Mer des 22 juillet 2016 et 3 novembre 2016, les lauréats de l'appel à projets fermes pilotes pour l'éolien flottant sont :

- Le projet porté par Eolfi allié au chinois CGN Europe Energy et à DCNS, sur la zone de Groix en Bretagne qui se compose de quatre éoliennes de 6 MW chacune, composées des turbines Haliade développées par General Electric (GE) et des flotteurs semi-submersibles de conception DCNS, fabriqués en collaboration avec Vinci ;
- Le projet porté par le consortium Eolmed et piloté par Quadran, sur la zone de Gruissan en Méditerranée qui se compose de 4 éoliennes de 6,12 MW. Ce consortium réunit l'allemand Senvion pour les turbines, Ideol et Bouygues Travaux publics pour le flotteur en béton (Damping Pool) ;
- Le projet PGL (Provence Grand Large), porté par EDF EN, avec des turbines Siemens et des flotteurs SBM/IFPEN, sur la zone de Faraman en Méditerranée qui se compose de 3 éoliennes de 8 MW ;
- Le projet EFGL (Eoliennes Flottantes du Golfe du Lion), porté par ENGIE/EDPR/CDC, avec des turbines GE et des flotteurs Eiffage/PPI, sur la zone de Leucate en Méditerranée qui se compose de 4 éoliennes de 6 MW.

Accueillir le potentiel hydrolien

Les hydroliennes utilisent la vitesse des courants marins issus des marées pour produire de l'électricité. Cette production est à la fois renouvelable et prévisible.

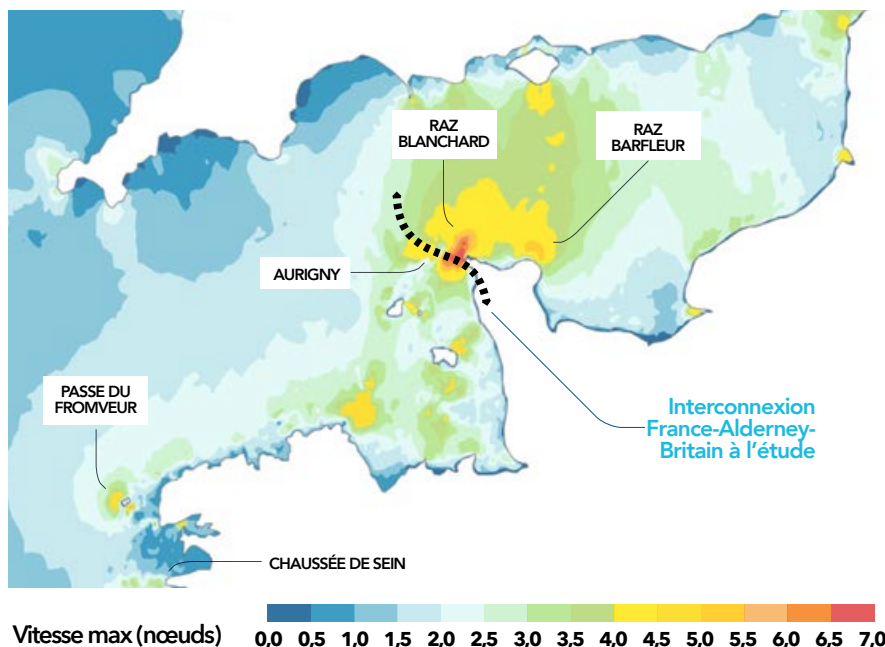
Le gisement hydrolien français est le deuxième en Europe, avec un potentiel théorique exploitable estimé de 3 à 5 GW selon les sources. Il se concentre dans le Cotentin et en Bretagne nord, sur quelques sites où l'onde de marée est amplifiée par la configuration des côtes (détroits, caps, goulets).

Le 30 septembre 2013, le Gouvernement a publié un appel à manifestations d'intérêt (AMI) visant à accompagner la réalisation de fermes hydroliennes pilotes, en identifiant deux zones prioritaires : le Raz Blanchard au large du Cotentin, et le Passage du Fromveur, entre Ouessant et Molène. Le 2 décembre 2014, deux projets de fermes pilotes hydroliennes ont été sélectionnés : Nephthys et Normandie Hydro. Il s'agit de tester l'installation et le fonctionnement d'un ensemble d'hydroliennes, et de poursuivre ainsi la consolidation de la filière en vue de développer de futures fermes commercialisant l'énergie produite. RTE accompagne cette démarche en préparant dès maintenant la phase commerciale.

À la demande du gouvernement, RTE avait examiné dès 2012 les conditions dans lesquelles le potentiel hydrolien du littoral français pouvait être mis en valeur par son raccordement au réseau électrique.

Cette étude prospective de RTE s'inscrit dans le cadre du plan stratégique que les pouvoirs publics entendent mettre en œuvre pour amplifier et soutenir le développement de cette filière naissante des énergies renouvelables marines électriques en France, dans le contexte de la transition énergétique.

Le gisement deuxième hydrolien d'Europe, entre Cotentin et Bretagne nord,



Les principales conclusions de l'étude sont les suivantes :

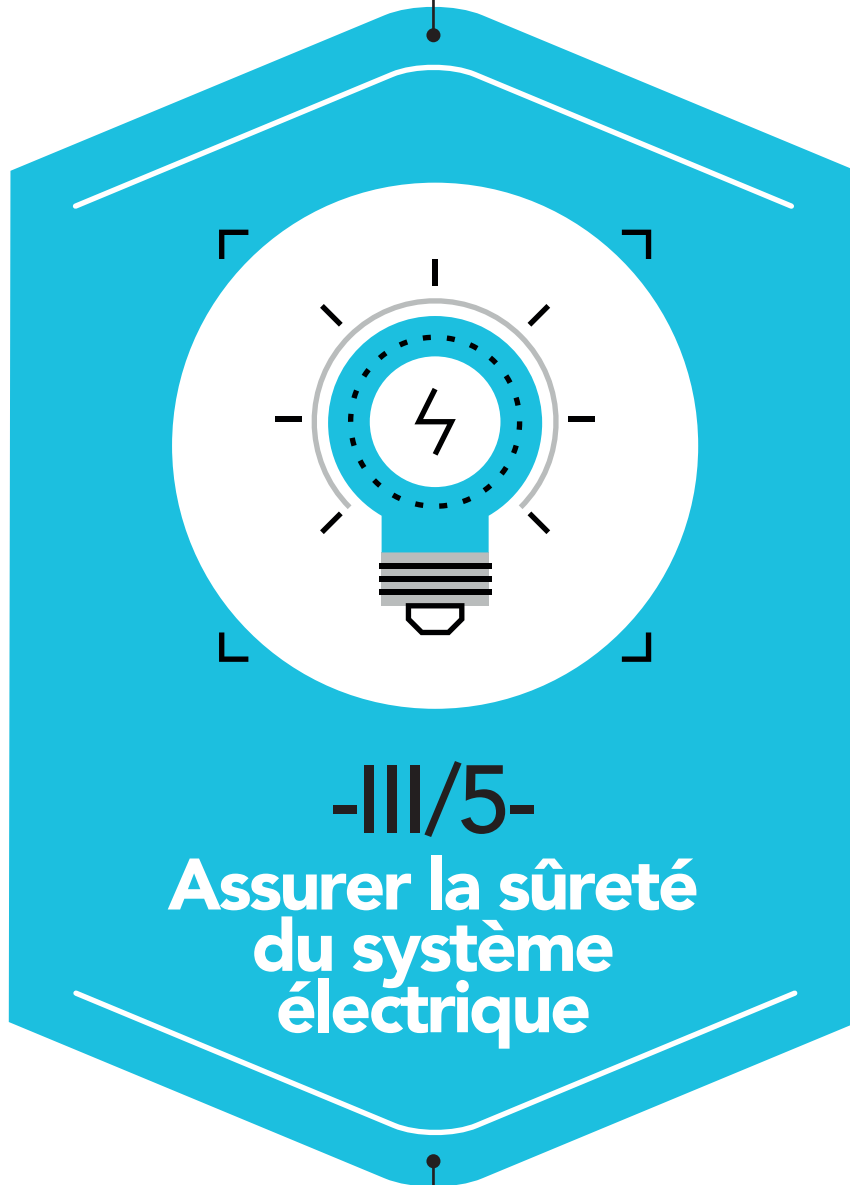
- Grâce à la construction de la ligne 400 kV Cotentin-Maine, le réseau 400 kV du Cotentin présente une capacité d'accueil importante. Ainsi, jusqu'à 2,5 GW de production hydrolienne pourra être raccordée sans création de nouvelles lignes 400 kV depuis le Cotentin.
- Les zones propices à l'atterrage des câbles de raccordement sont rares en raison de la topographie de la côte, des contraintes techniques de l'implantation des câbles, et des protections juridiques du littoral.

Par ailleurs, la réalisation des ouvrages de raccordement demande des techniques spécifiques de pose et de protection des câbles. En effet, sachant que l'énergie hydrolienne provient de la force des courants, les câbles nécessaires pour relier les hydroliennes à la côte seront, de fait, installés dans des zones de forts courants marins. L'installation de plateformes en mer, (quand des postes de transformation proches des gisements s'avèreront nécessaires), devra également prendre en compte ces conditions maritimes particulières.

- Différentes architectures de raccordement sont possibles selon le volume, le lotissement et la répartition géographique de la production.
- Ainsi, RTE préconise une stratégie progressive et de long terme de développement de l'énergie hydrolienne, optimisant les procédures administratives, permettant d'éviter entre autres que le raccordement des premières fermes expérimentales ne sature les rares zones d'atterrage, tout en favorisant un raccordement dans des délais raisonnables.

De façon complémentaire, RTE recommande également de préciser le cadre économique et juridique de réalisation des raccordements, afin de minimiser le nombre et l'impact des ouvrages créés.

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

La sûreté électrique ?



La notion de sûreté de fonctionnement a été introduite d'abord dans l'armement au cours des années 40 puis s'est développée au cours des années 60 et 70 dans l'aéronautique, le nucléaire et les transports terrestres. La maîtrise de la sûreté de fonctionnement du système électrique (ou sûreté système) est au cœur des responsabilités confiées par la loi à RTE. Elle se définit comme l'aptitude à :

- Assurer le fonctionnement normal du système
- Limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents
- Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Veiller à la sûreté du système électrique vise à protéger chaque utilisateur contre les risques et conséquences de la propagation d'un incident.

Il s'agit de prévenir des incidents généralisés (cascade de surcharges, effondrement de tension, rupture de synchronisme) entraînant des black-out, ou limiter les conséquences d'un court-circuit sur les installations.

Par un meilleur maillage du réseau, les nouvelles infrastructures électriques (liaisons, postes et transformateurs), citées par ailleurs dans ce document, contribuent directement à la sûreté. Dans ce chapitre, on ne présente que **les équipements spécifiques haute tension, essentiellement des matériels de poste, qui visent à la tenue de tension, la maîtrise des courts-circuits et la stabilité en fréquence.**

Les multiples dispositifs basse tension (de télémesures, de télécommandes, automates, systèmes d'informations...) ne peuvent être en revanche décrits ici. Ils n'en constituent pas moins l'intelligence du réseau, clé d'une réaction rapide voire très rapide (en moins d'un centième de ms), et par là même un rouage essentiel de la sûreté.

TENUE DE LA TENSION ELECTRIQUE

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 protéger les composants électriques du réseau des surtensions,
- Et enfin, pour éviter l'apparition des « écroulements de tension » et limiter les pertes en ligne en maintenant la tension à un niveau élevé.

La tension est une grandeur locale, qui peut être ajustée grâce aux groupes de production qui sont des moyens privilégiés de réglage de la tension, et fournissent là un « service système ». En complément, l'enclenchement de condensateurs contribue à élever la tension tandis que l'enclenchement de selfs permet au contraire de la diminuer.

Ces leviers permettent à RTE de maintenir un « plan de tension » optimal en tout point du réseau, aussi haut que possible sans risque de dépasser les capacités des matériels.

Dans cette perspective, RTE a prévu d'installer de nouveaux moyens de compensation pour :

- la prévention des « tensions basses », dans les situations de fortes consommations, surtout l'hiver, lors de vagues de froid.
- la prévention des « tensions hautes », qui apparaissent lors de faibles consommations et qui sont favorisées par le développement des énergies renouvelables et l'enfouissement des réseaux électriques¹. Les projets d'installation de selfs déjà décidés apparaissent sur la carte ci-contre (pictogramme plein et n° de projet) ; les projets qui vont être lancés dans les mois qui viennent sont représentés à l'aide d'un pictogramme triangulaire blanc.

(1) Leur effet capacitif est bien plus élevé que celui des lignes aériennes. Ils contribuent ainsi à des plans de tension hauts or ils sont de plus en plus utilisés aujourd'hui, pour raccorder les clients et développer les réseaux.

MAÎTRISE DES INTENSITES 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, à la suite d'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, etc.). On les élimine grâce aux disjoncteurs du réseau, munis de systèmes de protections sélectives.

Le développement de nouvelles installations de production et le renforcement du maillage du réseau, qui permettent de mieux « diluer » la pollution de l'onde électrique et d'améliorer la qualité de fourniture, ont aussi pour effet d'augmenter les niveaux de ces courants.

RTE veille donc à ce que les équipements soient toujours correctement dimensionnés. Dans le cas contraire, RTE procède à une mise à niveau des matériels.

STABILITÉ

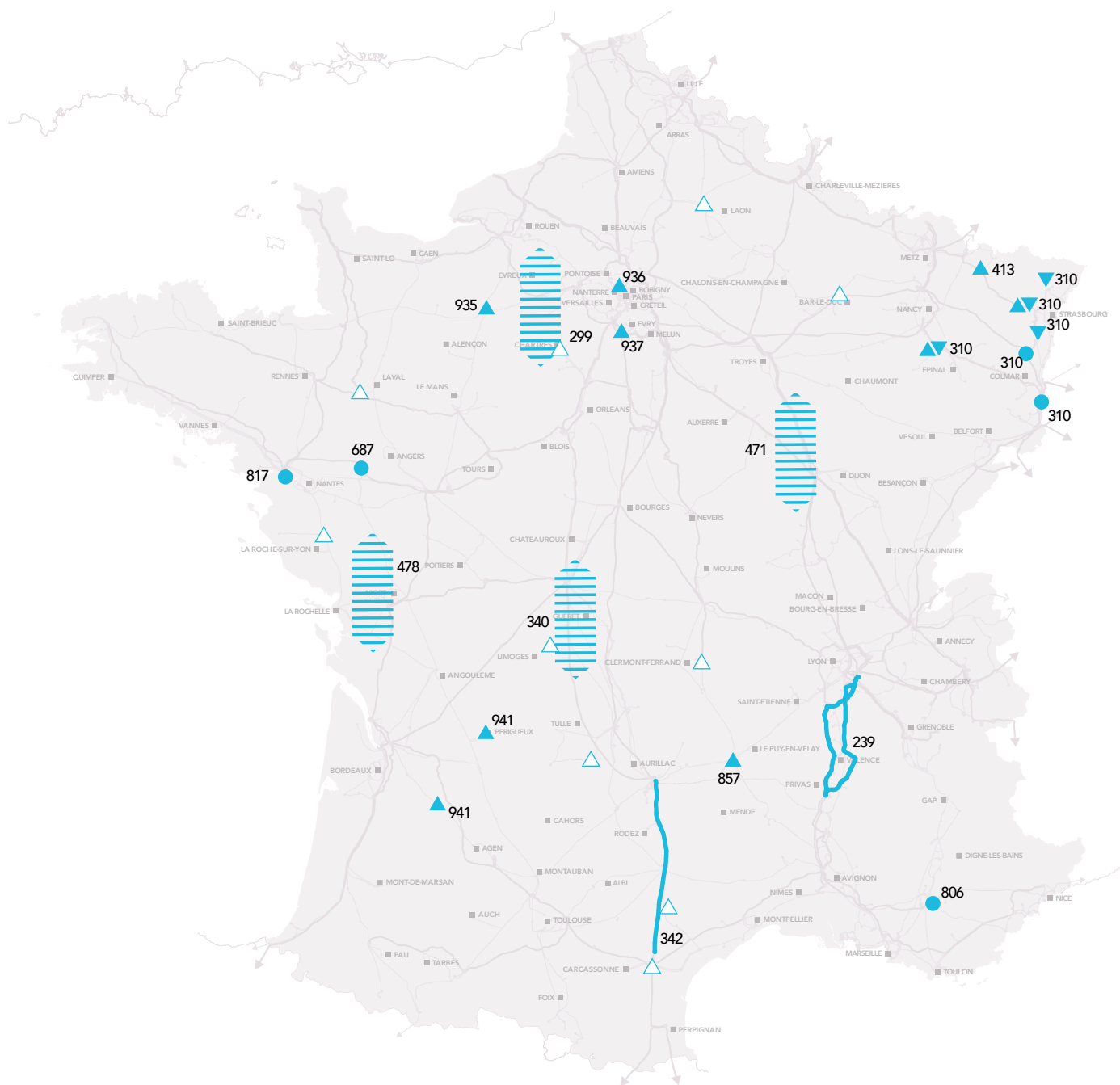
Tous les groupes de production tournent à chaque instant à la même vitesse. C'est la clé de l'équilibre offre demande en temps réel avec une fréquence de fonctionnement de 50 Hz. Un ou plusieurs groupes peuvent se désolidariser à la suite d'un incident sur le réseau dans une zone relativement peu maillée (court-circuit mal éliminé, à-coup de tension, avarie sur un ouvrage).

En une fraction de seconde, l'incident peut dégénérer, et isoler des régions, qui peuvent chacune retrouver un équilibre propre, éventuellement après action de dispositifs d'urgence, ou alors subir un black-out².

RTE examine donc les probabilités d'apparition de ces phénomènes, et adapte le cas échéant la structure de son réseau.

L'amélioration du maillage du réseau reste le principal levier pour améliorer la stabilité.

(2) 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

TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- - - Création de nouvelle ligne
- ||||| Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- 💡 Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES

- 🔥 Cycle combiné gaz
- ☀️ Éolien, photovoltaïque
- 💧 Hydrolien, hydraulique
- 🏠 Poste client

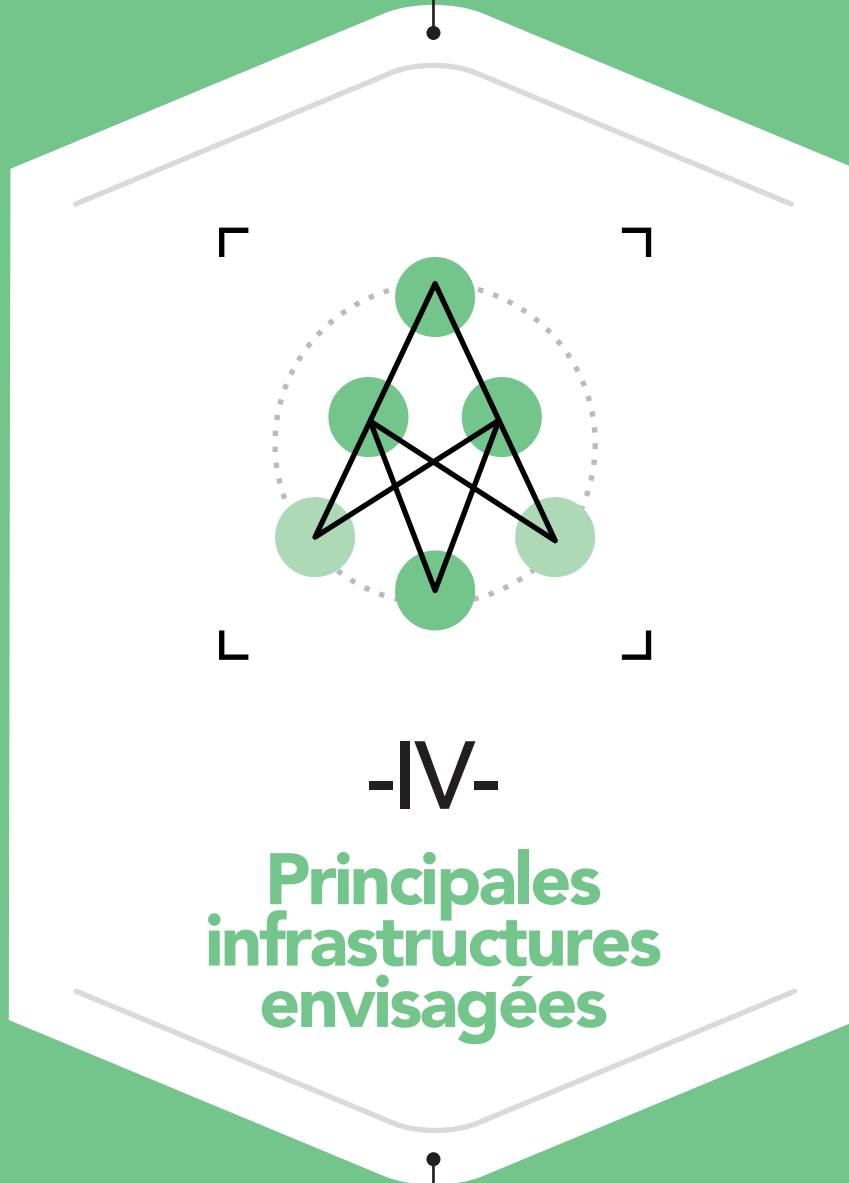
FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- 🟢 Interconnexions
- 🔴 Raccordement client
- 🟡 Sécurité d'alimentation
- 🟠 Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- ▼ Gestion des tensions basses
- ▲ Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

Schéma décennal
de développement
du réseau **2016**



Version 1 soumise à consultation
publique – **Décembre 2016**

Quantification des bénéfices des projets

Le Schéma décennal présente une évaluation quantitative des impacts de chaque projet sur le volume total :

- des pertes électriques,
- des émissions de CO₂ en Europe
- et de la capacité d'accueil des énergies renouvelables.

Ils figurent sous forme d'indicateurs dans les différents tableaux de projets présentés dans le document. Ils sont inspirés de la méthode CBA (cost benefit analysis) utilisée par l'ENTSOE.

Ces impacts sont bénéfiques, sauf exception. Ils sont mesurés en simulant le fonctionnement du système électrique européen dans dix ans, d'une part en considérant le projet en service, et d'autre part sans lui. L'impact est ainsi évalué par différence entre les deux situations.

S'agissant d'une prévision, l'évaluation ainsi réalisée ne peut être qu'un ordre de grandeur. Elle est cependant élaborée selon le même protocole pour tous les projets et permet donc de les comparer entre eux.

GAINS D'UN PROJET EN TERMES DE RÉDUCTION DU VOLUME DES PERTES ÉLECTRIQUES

Les pertes sur les réseaux découlent de la répartition à chaque instant de la production et de la consommation sur le territoire.

À chaque instant, elles sont très dépendantes des conditions horosaisonnnières, climatiques, économiques, d'exploitation, etc.

Si productions et consommations sont identiques en tout point, un nouvel ouvrage, en diminuant la résistance d'ensemble du réseau, diminue les pertes sur ce réseau.

La très grande majorité des investissements réseau a un effet bénéfique sur le volume de pertes.

A contrario, on peut remarquer que le remplacement de conducteurs par des conducteurs à faible dilatation, qui augmente la capacité de surcharge de l'ouvrage mais lui conserve une résistance similaire, est neutre quant au volume de pertes.

Lorsqu'un projet vise à permettre l'accès à de nouvelles sources d'électricité, l'impact sur le volume de pertes peut être positif ou négatif.

Si au total, la nouvelle source de production est plus proche (resp. plus lointaine) des centres de consommation que celle qu'elle remplace, alors les pertes sur le réseau sont réduites (resp. augmentées).

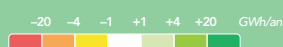
Selon les conditions économiques, la (ou les) centrale(s) remplacées peuvent être situées à différents endroits en Europe, ce qui rend l'estimation parfois difficile, notamment pour un projet très localisé.

Les projets de raccordement de clients ne sont pas valorisés par convention quant à leur impact sur le volume de pertes.

En effet les pertes (nouvelles) sur l'ouvrage de raccordement sont supposées être compensées par de moindres pertes ailleurs sur le réseau.

On remarquera qu'à l'augmentation des capacités d'interconnexion est associé un accroissement du volume de pertes sur le réseau. Un tel renforcement permet en effet de profiter de sources de production moins chères disponibles dans les pays originaires des échanges pour éviter le recours à des centrales plus chères dans les pays destinataires des échanges ; or les nouvelles sources de production sont ainsi le plus souvent plus loin des centres consommateurs que les centrales évincées ce qui induit le transfert de flux importants sur de grandes distances et donc des pertes électriques sur le réseau. De plus, lorsque les capacités d'échanges sont le fait de liaisons à courant continu, les pertes dans les convertisseurs viennent encore alourdir le bilan du projet.

L'impact sur les pertes est valorisé selon l'échelle suivante (en GWh/an) :



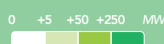
GAINS D'UN PROJET EN TERMES D'ACCUEIL D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Un renforcement contribue toujours à augmenter la capacité d'accueil du réseau.

On choisit néanmoins d'identifier explicitement les projets visant à développer de la capacité d'accueil pour les énergies renouvelables, qu'il s'agisse de raccordement des énergies renouvelables ou de renforcement du réseau amont permettant d'éviter de délester de la production renouvelable de façon significative.

Par convention, tous les autres projets sont considérés avec un impact neutre ou négligeable pour cet indicateur.

Le bénéfice d'un projet (projet seul ou englobé dans une zone S3REnR) en matière d'intégration des énergies renouvelables est représenté selon l'échelle suivante, soit selon le volume de MW qu'il permet de raccorder, soit selon le volume de production renouvelable dont il évite le délestage (MW) :



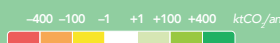
GAINS D'UN PROJET EN TERMES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂

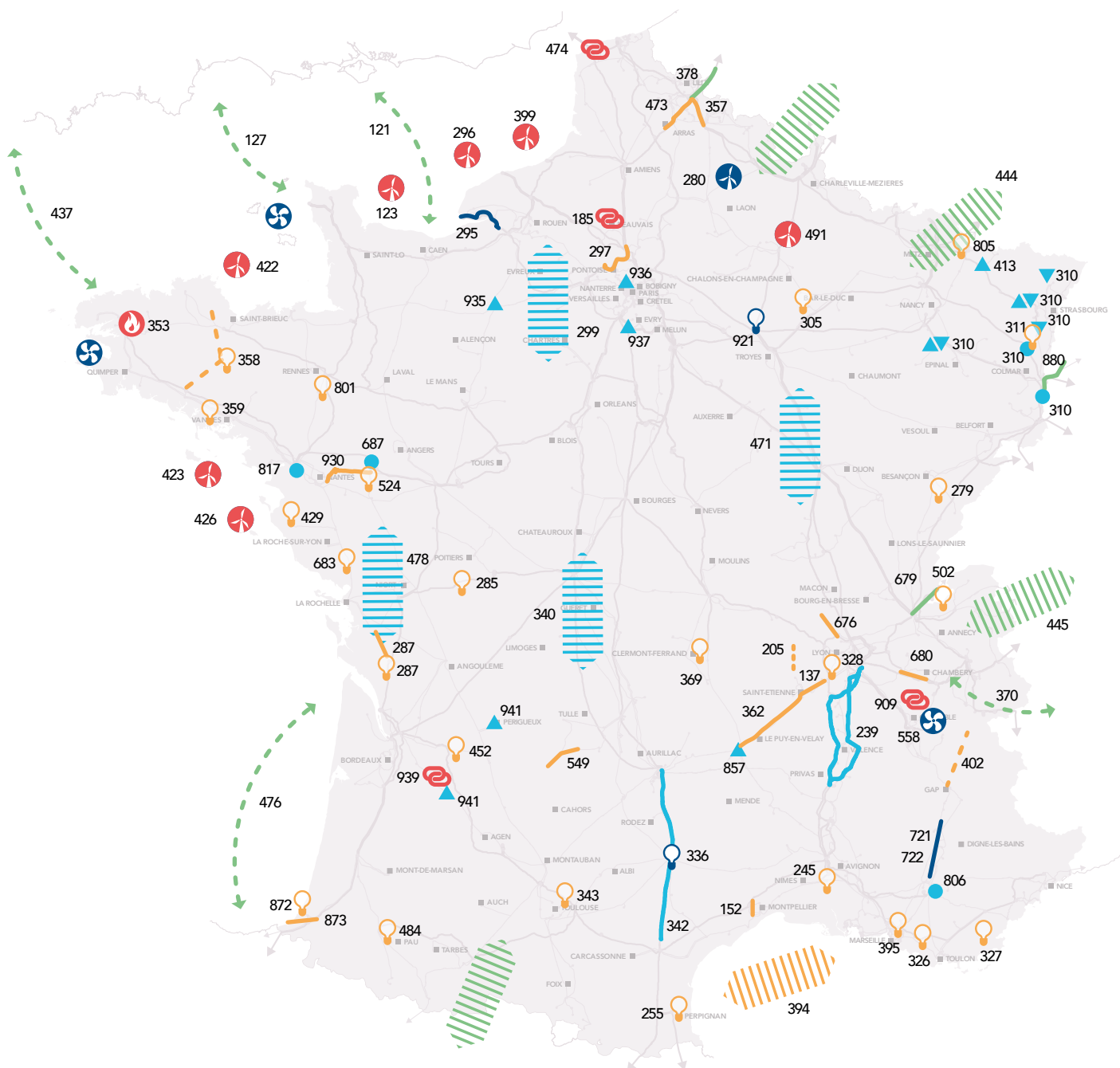
L'impact d'un projet sur les émissions de CO₂ en Europe découle de deux phénomènes :

- d'une part son impact sur les pertes réseau : compte tenu de la prépondérance des énergies fossiles dans le mix de production européen et de leur coût, l'énergie annuelle dissipée en pertes est couverte, en pratique, par de la production d'électricité d'origine carbonée ;

- d'autre part sa capacité à permettre la substitution de sources d'énergies renouvelables ou nucléaires, non émettrices, à des centrales recourant aux énergies fossiles, plus chères et plus polluantes.

L'impact sur les émissions de CO₂ est valorisé selon l'échelle suivante (en ktCO₂/an) :





Les principales infrastructures envisagées

TYPE D'OUVRAGES

- Renforcement de ligne existante
- Création de nouvelle ligne
- Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).
- Renforcement de poste existant

POSTES SPÉCIFIQUES

- Cycle combiné gaz
- Éolien, photovoltaïque
- Hydrolien, hydraulique
- Poste client

FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS

- Interconnexions
- Raccordement client
- Sécurité d'alimentation
- Accueil de production

FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

Évolutions de réseau envisagées d'ici 2026

	N°	STATUT	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2017							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	205		CRÉATION DU POSTE DE FEURS 225 KV	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 (25 km) entre Feurs et Volvon		
	239		LYON - MONTÉLIMAR	Augmentation des capacités de transit en régime de secours afin d'offrir des souplesses d'exploitation	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 275 km des lignes aériennes à 400 kV Coulange - Pivoz-Cordier - Le Chaffard et Coulange - Beaumont-Monteux - Le Chaffard (voir zoom dédié)		
	362		«2 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 à deux circuits aéro-souterrains 225 kV de l'axe existant 225 kV Pratclaux - Sanssac - Trévas - Rivière (voir zoom dédié)		
	680		RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA FILE 225 KV ENTRE LES POSTES D'AOSTE, DE BISSY ET DE GRAND ILE	Sécurité d'alimentation de la zone de Chambéry	Retente des conducteurs de la ligne 225 kV entre les postes de d'Aoste, de Bissy et de Grand Ile		
BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ	413		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 5 postes de l'est de la France : Petite Rosselle (2017), Bezaumont(2016), Frasne(2015), Vielmoulin (2014) et Henri Paul (2015).		
BRETAGNE	358		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	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 transformateur-déphaseur au poste de Mûr-de-Bretagne.		
GRAND EST	305		MODIFICATION DU RACCORDEMENT DU POSTE DE MAROLLES 225 KV	Sécurisation de l'alimentation de Vitry le François	Création d'une deuxième alimentation 225 kV du poste de Marolles, ajout d'un transformateur 225/63 kV et dépose de la ligne 63 kV Marolles - Revigny		
	311		RÉAMÉNAGEMENT DU RÉSEAU CENTRE ALSACE	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Colmar - Sélestat	Installation de deux transformateurs 225/63 kV de 100 MVA au poste de Scheer, construction d'une double liaison souterraine de 13 km entre les postes 63 kV de Scheer et Sélestat et dépose de la ligne 63 kV Logelbach - Ribeauvillé		 Décalage à cause d'une difficulté technique de fin 2016 à début 2017
HAUTS-DE FRANCE	185		RACCORDEMENT DU POSTE DE ST SÉPULCRE 225 KV	Sécurisation de l'alimentation électrique de Beauvais	Création d'un poste source 225 kV en coupure sur la liaison Patis - Terrier, garantie du poste 225 kV de Patis et dépose des liaisons 63 kV entre Carrières / Rantigny et Patis		
NOUVELLE AQUITAINE	285		CRÉATION DU POSTE D'ÉTOILEMENT 90 KV DE LAITIER ET RACCORDEMENT SUR ROM	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		
	452		CRÉATION D'UN POSTE 225/63 KV DORDOGNE OUEST	Sécurisation de l'alimentation électrique de Bergeracois	Création d'un poste 225/63 kV au croisement des lignes Cubnezais - Tuillières 225 kV et Ste Foy la Grande - Mayet 63 kV		
	549		CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE 63KV FEROUGE-SARLAT	Amélioration de la sécurité d'alimentation du Périgord noir	Création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Ferrouge et Sarlat.		
	939		RACCORDEMENT DU POSTE CLIENT SAUVETERRE DE GUYENNE	Raccordement d'un nouveau poste consommateur	Raccordement d'un poste consommateur depuis la liaison Grezillac - Gupie 225 kV.		
OCCITANIE	152		CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE 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		
OCCITANIE & PAYS DE LA LOIRE	245		CRÉATION DU POSTE 225/63KV DE LA MONTAGNETTE	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone d'Arles	Création d'un poste 225/63 kV à «La Montagnette» raccordé sur le réseau 225 kV et création d'une liaison souterraine double 63 kV Arles-Montagnette		

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Arrêt du projet

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- Nouveau projet dans le schéma décennal
- Se déroule comme prévu
- Projet retardé
- Arrêt du projet

N°	STATUT	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
PAYS DE LA LOIRE	429	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION ET DE L'ALIMENTATION DU POSTE DE SOULLANS 225 KV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la zone de Soullans et Challans	Renforcement de la transformation de Soullans et de son alimentation à 225 kV et restructuration du réseau à 90 kV		Décalage à cause de délais de fabrication et de test sur du nouveau matériel
	524	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE MAUGES 225 KV	Sécurité d'alimentation de la zone des Mauges	Ajouter un transformateur de 170 MVA dans le poste des Mauges		
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	326	CRÉATION DU POSTE 225/63KV DE CASTELLET	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale entre Marseille et Toulon.	Création du poste 225/63 kV de Castellet équipé d'un transformateur et d'une liaison souterraine 90 kV de 15 km entre ce poste et le poste d'Athéa.		
2018						
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	369	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DE CLERMONT-FERRAND	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Clermont-Ferrand	Création d'une liaison 225 kV entre les postes de Malintrat et de Sarre et d'une transformation 225/63 kV à Sarre		
	676	RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA LIAISON BOISSE-JOUX 225 KV	Sécurité d'alimentation de la zone de Villefranche	Remplacement des conducteurs sur 13,7 km de la liaison 225 kV entre le poste de Joux et le point de piquage ZJoux		Décalage de 1 an dû au lissage des travaux
	679	INTERCONNEXION FRANCE SUISSE - OUEST LÉMAN	Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse	Augmentation de capacité de transit de la ligne 225 kV Génissiat Verbois par retenue et changement de conducteurs : correspond à la première phase du renforcement de l'interconnexion France-Suisse		
	857	INSTALLATION D'UNE SELF AU POSTE DE PRATCLAUX 225 KV	Gestion des tensions hautes	Installation d'une self de 80 MVAR au poste de Pratclaux		
	909	RACCORDEMENT DU CLIENT STM À CROLLES 225KV	Raccordement du client STM	Création d'une liaison 225 kV de 3,5 km depuis le poste de Froges		Nouveau projet suite à demande de raccordement
BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ	279	CRÉATION DU POSTE 225/63KV DE SAÔNE	Sécurité d'alimentation de la zone de Besançon	Création d'un poste 225/63 kV renforçant l'alimentation de la zone de Besançon		
GRAND EST	491	RACCORDEMENT DU POSTE DE WINDVISION/ EDF ENERGIES NOUVELLES (POSTE ROUTY)	Raccordement d'un parc éolien	Création d'un poste 400 kV avec entrée en coupure de la ligne 400 kV Lonny Vesle		
HAUTS-DE-FRANCE	280	CRÉATION DU POSTE 225/90/20 KV DE THIÉRACHE (LE HIÉRIE LA VIEVILLE)	Accueil EnR – S3RenR	Création du poste 225/90/20 kV de Thiérache et son raccordement par entrée en coupure de la ligne 225 kV Beautor – Capelle. .		
ÎLE-DE-FRANCE	297	PASSAGE À 400 KV DE LA LIGNE 225 KV ENTRE CERGY ET PERSAN	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.	Doublage de la couronne parisienne : liaison supplémentaire entre les postes de Cergy et de Terrier - voir zoom dédié		
NOUVELLE AQUITAINE	287	RENFORCEMENT POSTES ET LIGNES DE LA ZONE DE PRÉGUILLAC	Amélioration de la sécurité d'alimentation de la Charente Maritime	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV au poste de Préguiillac et création d'un échelon 225 kV à Préguiillac et Saintes. Exploitation en 225 kV de la liaison Préguiillac-Saintes-Farradière.		
	484	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DE PAU	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Pau	Passage en 225 kV de la liaison Marsillon - Lescar et création d'une liaison souterraine à 63 kV entre les postes de Lescar et Pau Nord.		
	872	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE ARGIA 400 KV	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz - Anglet - Bayonne	Ajout d'un 2nd autotransformateur 400 / 225kV de 600 MVA		
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	327	CRÉATION DU POSTE 225/63KV DE GRIMAUD	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone littorale est du Var.	Création du poste 225/63 kV de Grimaud équipé d'un transformateur et raccordement par des liaisons souterraines 225 et 63 kV au réseau existant.		
	721	RENFORCEMENT DE LA LIGNE 225 KV ORAISON-SISTERON	Accueil EnR – S3RenR	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 42 km de câbles aériens		
	722	RENFORCEMENT DE LA LIGNE 225 KV SAINT AUBAN-STE TULLE	Accueil EnR – S3RenR	Augmentation des capacités de transit sur la liaison par remplacement de 36 km de câbles aériens		

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Arrêt du projet

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- Nouveau projet dans le schéma décennal
- Se déroule comme prévu
- Projet retardé
- Arrêt du projet

2019						
N°	STATUT	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	328	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE D'ECHALAS 400 KV	Sécurisation de l'alimentation électrique de la Haute Loire, du sud Auvergne et de l'agglomération de Saint Etienne	Installation d'un troisième autotransformateur 400 /225 kv de 600 MVA		
	370	INTERCONNEXION 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 à courant continu à 320 kv de 2 x 600 MW entre les postes de Grande-Ile (France) et de Piosasco (Italie) de 95 km sur le territoire français. La traversée de la frontière sera réalisée par la galerie de sécurité du tunnel routier du Fréjus		
	502	CRÉATION DE L'INJECTION 225/63 KV SUD-LÉMAN	Sécurisation de l'alimentation électrique du secteur Annemasse	Création d'un poste 225/63 kv dans le Sud Leman entré en piquage sur l'axe 225 kv Cornier - Allinges et en coupure sur l'axe 63 kv Borly Douvaines		 Le projet présente toutefois un risque de décalage en 2020
BRETAGNE	353	FILET DE SÉCURITÉ BRETAGNE - RACCORDEMENT D'UN CYCLE COMBINÉ GAZ SUR LA COMMUNE DE LANDIVISIAU AU POSTE DE LA MARTYRE	Augmenter les marges de sécurité vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en Bretagne	Création d'une liaison souterraine à 225 kv de 20 km entre le CCG et le poste de la Martyre		 Décalage en lien avec le planning du client
	359	CRÉATION DU POSTE 225/63 KV DE PLUVIGNER	Amélioration de la sécurité d'alimentation du sud du Morbihan entre Vannes et la presqu'île de Quiberon	Création d'un poste 225/63 kv et d'une liaison souterraine à 63 kv. Des études sont en cours afin d'affiner les hypothèses mais aussi d'examiner le nouveau panel de solutions issues de la transition numérique		 Décalage à cause d'études complémentaires nécessaires
GRAND EST	310	ADAPTATION DU RÉSEAU ALSACIEN À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	Rééquilibrer les flux sur le réseau à l'échelle de la région Alsace pour accompagner la transition énergétique	Installation de 320 Mvar de condensateurs (postes de Batzendorf, Graffenstaden, Marlenheim, Vincy) et de 2 selfs de 64 Mvar (postes de Marlenheim et Vincy) ; double alimentation du poste de Scheer ; renforcement de la structure du poste de Muhlbach ; installation de transformateurs déphaseurs au poste de Muhlbach.		Les équipements de compensation et les transformateurs déphaseurs sont mis en service en 2016. La 2ème entrée en coupure de Scheer est décalée de 2 ans, le besoin étant moins urgent (cf. fiche projet dédiée).
HAUTS-DE-FRANCE	474	RACCORDEMENT DE ELECLINK	Raccordement d'une liaison à courant continu de 1000 MW entre la Belgique et l'Angleterre, dans le but d'augmenter la capacité d'interconnexion avec les îles britanniques.	Création de 3,5 km de liaison souterraine 400 kv permettant de connecter la liaison au réseau alternatif		 Décalage en lien avec le planning du client
ÎLE-DE-FRANCE	936	INSTALLATION DE SELF AU POSTE DE FALLOU	Amélioration de la tenue de tension	Installation d'une self		 Nouveau projet mature
	937	INSTALLATION DE SELF AU POSTE DE CIROLLIER	Amélioration de la tenue de tension	Installation d'une self		 Nouveau projet mature
NORMANDIE	295	RENFORCEMENT DE L'AXE À 400 KV HAVRE-ROUGEMONTIER	Création de capacité d'accueil pour des projets de production dans la zone du Havre	Remplacement des conducteurs (ACSS) sur 54 km		 Décalage d'un an de la date de mise en service pour difficultés techniques de réalisation
	935	INSTALLATION DE SELF AU POSTE D'AUBE	Amélioration de la tenue de tension	Installation d'une self		 Nouveau projet mature
NOUVELLE-AQUITAINE	873	RENFORCEMENT DE L'AXE 225 KV ARGIA - MOUGUERRE EN LIAISON SOUTERRAINE	Amélioration de la sécurité d'alimentation de l'agglomération de Biarritz - Anglet - Bayonne	Doublement de la partie souterraine de la liaison à 225 kv Argia - Mouguerre		
OCCITANIE	255	RENFORCEMENT DU RÉSEAU 225 KV DE PERPIGNAN (CRÉATION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE CABESTANY - MAS BRUNO 225 KV)	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Perpignan	Création d'un échelon 225 kv au poste de Cabestany et de la liaison souterraine Mas Bruno - Cabestany 225 kv		 Décalage suite à des contraintes liées aux procédures administratives
PAYS DE LA LOIRE	817	CORDEMAIS 225KV : REHABILITATION DU POSTE	Sécurité d'alimentation de la région Bretagne et du département de la Loire Atlantique	Renforcement électrique du poste 225kv (pour une meilleure tenue aux courts-circuits). Renouvellement du matériel de contrôle commande et de protections		
	930	RENFORCEMENT DE LA LIAISON 225KV ENTRE MAUGES ET VERTOU	Garantir les transits Nord-Sud sur la zone et sécuriser l'alimentation du sud des Pays de la Loire.	Renforcement de la ligne 225 kv entre Mauges et Vertou avec le remplacement des conducteurs sur 47 km		 Nouveau projet mature

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Arrêt du projet

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- Nouveau projet dans le schéma décennal
- Se déroule comme prévu
- Projet retardé
- Arrêt du projet

	N°	STATUT	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2020							
BRETAGNE	422		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE SAINT-BRIEUC	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV		
HAUTS-DE-FRANCE	473		LILLE - ARRAS	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord sud du réseau et sécurisation de l'alimentation locale	Reconstruction en double circuit de la ligne 400 kV existante entre les postes d'Avelin (Lille) et Gavrelle (Arras) - voir zoom dédié		Mise en service décalée*
NORMANDIE	121		INTERCONNEXION FRANCE - ANGLETERRE («IFA2»)	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 - voir zoom dédié		
	123		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE COURSEULLES-SUR-MER	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 420 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport à double circuits 225 kV. Mise en service progressive à partir de 2020.		
	296		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE FÉCAMP	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport à double circuits 225 kV. Mise en service progressive à partir de 2020.		
OCCITANIE	336		CRÉATION DU POSTE SUD AVEYRON 400 KV	Sécurité d'alimentation en réponse au développement des EnR dans la région	Création d'un poste 400 / 225 kV en coupure sur l'axe Gaudière - Ruyres comportant deux autotransformateurs 400 / 225 kV de 300 MVA chacun		Décalage du projet suite à la concertation
PAYS DE LA LOIRE	423		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DE SAINT-NAZAIRE	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 480 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Mise en service progressive à partir de 2020.		
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	395		CRÉATION DU POSTE 225/63KV DE OLLIÈRES	Amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de la zone sud ouest du Var.	Création du poste 225/63 kV de Ollières équipé d'un transformateur, et d'une liaison souterraine 90 kV de 5 km entre ce poste et le poste St Maximin.		
	402		RÉNOVATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE LA « HAUTE DURANCE »	Amélioration de la sécurité d'alimentation et rénovation de l'alimentation de la Haute Durance et création de capacité d'accueil de production renouvelable	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		
2021							
GRAND EST	805		RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION 400/225 KV PAR UN SECOND AT AU POSTE DE ST AVOLD	Sécurisation de l'alimentation de la zone de Metz, Thionville et Forbach	Ajout d'un second autotransformateur 400/225 kV de 600 MVA au poste de St Avold		
	921		CRÉATION DU POSTE DE 400/90 KV DE MERY NORD	création de capacités d'accueil : 408 MW dans le secteur nord de Méry sur Seine	Création d'un poste 400/90 kV en coupure sur Mery Vesle 400 kV constitué de 2 transformateurs 400/90 kV. Raccordement de 4 postes sources ENEDIS 90/20 kV.		Nouveau projet suite au S3REN
HAUTS-DE-FRANCE	357		AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE AVELIN - MASTAING 400KV	Augmentation de la capacité de transit, complément du projet 473 « Lille-Arras »	Exploitation en 400 kV d'une ligne existante construite en 400 kV et exploitée jusqu'à présent en 225 kV et travaux au poste 400 kV d'Avelin pour amélioration de la tenue aux courants de court-circuit		Pour une optimisation des travaux au poste d'Avelin, intervient après le projet 473 Lille Arras
NORMANDIE	399		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DU TRÉPORT	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir entre 480 et 500 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225 kV. Premier raccordement prévu en 2021.		
PAYS DE LA LOIRE	426		RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE - ZONE DES ILES D'YEU ET DE NOIRMOUTIER	Accompagner le développement des énergies marines renouvelables en permettant d'accueillir 496 MW de production éolienne offshore suite à l'appel d'offre lancé en mars 2013	Raccordement au réseau public de transport via une liaison sous-marine et souterraine à double circuits 225kV. Premier raccordement prévu en 2021.		
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	806		RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION AU POSTE 400/225 KV DE BOUTRE	Sécurité d'alimentation électrique de la région PACA	Installation d'un autotransformateur 400/225 kV		

(* La concertation pour les besoins du territoire de la Pévèle a nécessité des échanges importants pour intégrer au mieux la future ligne dans l'environnement. La validation finale par l'Etat du fuseau de moindre impact est intervenue en mars 2015 et l'avis favorable de la Commission d'enquête publique en juillet 2016. Le dossier va être transmis fin 2016 au Ministère qui devra décider de l'utilité publique du projet.

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Arrêt du projet

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- Nouveau projet dans le schéma décennal
- Se déroule comme prévu
- Projet retardé
- Arrêt du projet

	N°	STATUT	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
2022							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	137		RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA LIAISON GIVORS - SOLEIL 225 KV N°2	Amélioration de la sécurité d'alimentation de St Etienne	Changement de conducteurs sur 20 km		Décalage de 4 ans suite à la moindre hausse de la consommation dans la zone
BRETAGNE	801		RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DE LA ZONE DE RENNES	Sécurité d'alimentation de la zone de Rennes	Ajout d'un transformateur 400/90kV de 240MVA à Domloup		
HAUTS-DE-FRANCE	378		INTERCONNEXION FRANCE - BELGIQUE	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Remplacement des câbles conducteurs actuels des deux circuits entre Avelin et Avelgem par des câbles à faible dilatation.		
NORMANDIE	127		INTERCONNEXION FRANCE-ALDERNEY-GREAT BRITAIN (FAB)	Augmentation de la capacité d'interconnexion, évacuation de la production hydrolienne	Création d'une liaison à courant continu d'une puissance de 1 à 1,4 GW et d'une longueur d'environ 170 km en sous-marin et une cinquantaine de km en souterrain - voir zoom dédié		
2023							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	558		CRÉATION DU POSTE 400/63KV DE ALLEMOND (ÉVACUATION DE LA ROMANCHE)	Restructuration de réseau permettant l'accueil de nouvelles productions et résorption de limitation de production hydraulique existante dans la Romanche	Création d'un poste 400/63 kV en Romanche		Décalage de 1 an du fait de la procédure administrative importante
>2023							
OCCITANIE	342		LA MÉRIDIDIENNE SUD - DOUBLEMENT DE GAUDIÈRE - RUEYRES	Augmentation de la capacité de transit et de secours mutuel interrégional nord-sud du réseau, et accueil de production renouvelable	Création d'un axe double 400 kV entre les postes existants de La Gaudière et Rueyres, en lieu et place de la ligne simple actuelle - voir zoom dédié		
D'ICI 2025							
NOUVELLE AQUITAINE	476		INTERCONNEXION FRANCE - ESPAGNE «GOLFE DE GASCOGNE»	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Nouvelle ligne à courant continu sous-marine de 2 GW entre le Pays basque espagnol et l'Aquitaine - voir zoom dédié		
2025							
BRETAGNE	437		INTERCONNEXION FRANCE - IRLANDE	Augmentation de la capacité d'interconnexion	Nouvelle liaison à courant continu de 700 MW entre Bretagne et Irlande		
GRAND EST	880		INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE - PASSAGE À 400KV DE MUHLBACH-EICHSTETTEN	Augmentation de la capacité d'interconnexion (150 à 300 MW)	Exploitation en 400kV de la ligne existante construite en 400kV et exploitée jusqu'à présent en 225kV entre Muhlbach et Eichstetten - voir zoom dédié		
PAYS DE LA LOIRE	687		GARANTIE DU POSTE 400KV LES GALOREAUX	Sécurité d'alimentation de la zone des Mauges	Au poste des Galoreaux, ajout d'un Auto-transformateur, d'un jeu de barres et d'une liaison 225kV vers le poste des Mauges		Une étude est en cours pour confirmer l'échéance du besoin
>2025							
GRAND EST	444		INTERCONNEXION FRANCE - ALLEMAGNE - AUGMENTATION CAPACITÉS ÉCHANGES SUR LIAISON 400 KV VIGY-ENSDORF-UCHTELFANGEN	Augmentation de la capacité d'interconnexion en levant le goulot d'étranglement entre Vigy et Uchtelfangen	A déterminer - voir zoom dédié		
	471		ENJEUX GRAND EST - LONG TERME (SECOURS MUTUELS INTERRÉGIONAUX)	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional nord-sud du réseau entre Lorraine et Alsace Franche-Comté, et entre Champagne-Ardenne et Bourgogne	A déterminer - voir zoom dédié		
ÎLE-DE-FRANCE	299		NORMANDIE BASSIN PARISIEN - LONG TERME	Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau si et selon le besoin d'évacuation de productions nouvelles en Normandie (éolien offshore, nucléaire) pour l'acheminer vers les centres de consommation voisins	A déterminer - voir zoom dédié		
PAYS DE LA LOIRE	683		CRÉATION D'UN POSTE 225/90 KV À PROXIMITÉ DE LUÇON	Sécurité d'alimentation de la zone de Luçon	Création d'un poste 225/90 kV à proximité de Luçon en piquage sur Beaulieu Sirmière 225kV		L'étude commune avec ENEDIS a abouti à un décalage au-delà de 2025

- À l'étude
- Instruction
- En travaux
- Arrêt du projet

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- Nouveau projet dans le schéma décennal
- Se déroule comme prévu
- Projet retardé
- Arrêt du projet

	N°	STATUT	PROJET	FINALITÉ	CONSISTANCE SOMMAIRE	BÉNÉFICE	ÉVOLUTION
>2026							
CENTRE VAL-DE-LOIRE	478	👁️	"FAÇADE ATLANTIQUE" - LONG TERME	Augmentation de la capacité de transit nord-sud du réseau dans le sud-ouest de la France	A déterminer - voir zoom dédié		
OCCITANIE	343	👁️	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE VERFEIL 400 KV	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Toulouse	Ajout d'un autotransformateur 400 / 225 kV de 600 MVA au poste de Verfeil 400 kV		Suite aux évolutions des prévisions de consommation, l'intérêt de cette solution doit être confirmé.
OCCITANIE NOUVELLE AQUITAINE	340	👁️	LA MÉRIDIDIENNE - LONG TERME	Augmentation de la capacité de transit en lien avec l'évolution du mix énergétique	voir zoom dédié		
OCCITANIE PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	394	👁️	MIDI - PROVENCE	Augmentation de la capacité de transit et secours mutuel interrégional ouest-est du réseau	Création d'une liaison sous-marine à courant continu 320 kV de 220 km, d'une capacité de transit de 1 000 MW entre les Bouches-du-Rhône et l'Aude.		Evolution des hypothèses d'étude conduisant à un report du projet
>2030							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	445	👁️	INTERCONNEXION FRANCE - SUISSE SUD - ÉTAPE 3	Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse	Augmentation des capacités d'échanges à la frontière France/Suisse via le sud Léman		Les études ne montrent pas pour le moment une rentabilité suffisante pour engager le projet. Les études sont donc suspendues pour le moment.
	446	👁️	INTERCONNEXION FRANCE - SUISSE SUD - ÉTAPE 2	Meilleure répartition des flux THT autour du lac Léman	Installation d'un transformateur déphaseur à Cornier et augmentation de la capacité de la liaison 400kV Creys - Saint Vulbas		Nouveau projet dû à la séparation du projet 445 en 2 projets (445 et 446). Les études ne montrent pas pour le moment une rentabilité suffisante pour engager le projet. Les études sont donc suspendues pour le moment.
PROJETS ARRÊTÉS							
AUVERGNE RHÔNE-ALPES	567	👁️	RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION DU POSTE DE LA FONT 225 KV	Sécurité d'alimentation de la zone de Vichy et St Yorre	Renforcement de la capacité en transformation 225/63 kV		⊗ Arrêt du projet suite à l'évolution des consommations à la baisse
ÎLE-DE-FRANCE	298	📄	CRÉATION D'UN NOUVEAU POSTE 400/63 KV À L'EST DE LA SEINE-ET-MARNE	Sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la Seine-et-Marne	Création d'un nouveau poste 400/63 kV		⊗ Arrêt du projet suite à l'évolution des consommations

- 👁️ À l'étude
- 📄 Instruction
- 👷 En travaux
- 🗑️ Arrêt du projet

- Très positif
- Positif
- Faiblement positif
- Négligeable
- Faiblement négatif
- Négatif
- Fortement négatif

- ⊕ Nouveau projet dans le schéma décennal
- ⌚ Se déroule comme prévu
- 🕒 Projet retardé
- ⊗ Arrêt du projet

Sommaire détaillé

I	SYNTHÈSE	1	3	Hypothèses et perspectives	45
				Évolution de la consommation d'électricité en France	46
				Évolution de la production d'électricité en France	48
				Les Schémas régionaux Climat-Air-Energie (SRCAE)	52
				Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)	54
				Potentiels de raccordement pour l'accueil de la production	56
				Une augmentation des capacités d'interconnexion pour permettre la transition énergétique en Europe	58
				Vision prospective à long terme de l'équilibre offre-demande	60
				Vers une évolution des équilibres régionaux à long terme ?	64
II	CONTEXTE ET ENJEUX	9	4	Méthodes et analyses	65
1	Enjeux	11		Renouvellement des composants du réseau	66
	Les missions de RTE	12		Anticiper les transformations du réseau électrique, une activité « cœur de métier » de RTE	70
	Pourquoi des réseaux ?	14		Les étapes des études de réseau	72
	Pourquoi « interconnecter » les territoires ?	15		Une large palette de solutions pour répondre aux fragilités identifiées	76
	<i>Encart : COURANT ALTERNATIF OU COURANT CONTINU ?</i>	15			
	Les défis de la transition énergétique pour le réseau électrique	16	III	LES CINQ AXES DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU	79
	Puissance ou énergie pour développer le réseau électrique ?	18	1	Fluidifier les flux et faciliter les secours en Europe	81
	Le réseau au service de territoires autonomes ou à énergie positive	19		La France est au carrefour des échanges d'électricité en Europe de l'ouest	82
	Coupler les infrastructures électriques et numériques pour optimiser le fonctionnement du système	20		Les énergies renouvelables introduisent un double changement d'échelle pour les réseaux	84
	Une nouvelle génération de poste et d'étude réseau	22		Renforcer l'interconnexion avec les îles britanniques	86
	<i>Encart : LE PROJET « POSTE NOUVELLE GÉNÉRATION »</i>	22		Renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne et le Bénélux	88
	<i>Encart : NOUVELLE ÉTUDE DE ZONE « LOT ET GARONNE – DORDOGNE »</i>	23		Renforcer l'interconnexion avec la Suisse	92
	Aérien ou souterrain ?	24		Renforcer l'interconnexion avec l'Italie	94
	<i>Encart : RTE IMPLIQUÉ AU SEIN DE LA R&D EUROPÉENNE POUR LE DÉVELOPPEMENT DES SMART GRIDS</i>	25		Renforcer l'interconnexion avec l'Espagne	96
	Respect et protection durable de l'environnement	26		Le projet IFA2 avec l'Angleterre	98
	<i>Encart : LES PARTENARIATS RÉSEAUX DE RTE</i>	27		Le projet FAB avec l'Angleterre et l'île d'Aurigny	99
	<i>Encart : UN RÉSEAU DENSE DE PARTENAIRES POUR PORTER DES SOLUTIONS ADAPTÉES, FAVORABLES À L'ENVIRONNEMENT</i>	30		Le projet d'interconnexion France-Irlande	100
	De la justification à la mise en service d'un ouvrage	31		Le projet Savoie-Piémont avec l'Italie	101
	Des investissements industriels et des emplois indirects	32		Le projet golfe de Gascogne	102
2	Le réseau d'aujourd'hui	33			
	Le réseau de transport au 31 décembre 2015	34			
	La production et la consommation au 31 décembre 2015	36			
	<i>Encart : LES 6 GRANDS TYPES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ</i>	37			
	RTE partenaire de la performance de ses clients	38			
	<i>Encart : LES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION</i>	39			
	La qualité de l'électricité	40			
	Le réseau de transport d'électricité et les nouvelles infrastructures en 2016	42			

2	Fluidifier les flux et faciliter les secours interrégionaux	103
	Une solidarité inter-régionale toujours plus nécessaire	104
	Le projet Lille-Arras	106
	Le projet Cergy-Persan	107
	L'adaptation du réseau de transport d'électricité alsacien à la transition énergétique	108
	Le projet Lyon-Montélimar	110
	La Méridienne : le projet de restructuration 400 kV du Massif central	112
	Les perspectives d'évolutions sur la façade Est du pays	114
	Les perspectives de renforcement du réseau de la Normandie et du bassin parisien	116
	Les perspectives d'évolutions sur la façade atlantique	118
3	Sécuriser l'alimentation électrique des territoires	119
	Sécuriser l'alimentation	120
	Le filet de sécurité Bretagne	122
	Le projet « 2 Loires »	124
	La rénovation du réseau de la Haute-Durance	125
4	Accueillir la production	127
	Anticiper les besoins des producteurs	128
	Accueillir la production éolienne offshore	130
	<i>Encart : LA DYNAMIQUE DE L'ÉOLIEN FLOTTANT</i>	131
	Accueillir le potentiel hydrolien	132
5	Assurer la sûreté du système électrique	133
	Assurer la sûreté du système électrique	134

IV PRINCIPALES INFRASTRUCTURES ENVISAGÉES **137**

Encart : QUANTIFICATION DES BÉNÉFICES DES PROJETS 138

Évolutions de réseau envisagées d'ici 2026 140

V PERSPECTIVES PAR RÉGION ADMINISTRATIVE **147**

1	Auvergne- Rhône-Alpes	149
2	Bourgogne-Franche-Comté	165
3	Bretagne	181
4	Centre-Val-de-Loire	195
5	Grand-Est	209
6	Hauts-de-France	225
7	Île-de-France	215
8	Normandie	241
9	Nouvelle Aquitaine	255
10	Occitanie	269
11	Pays-de-la-Loire	285
12	Provence-Alpes-Côte-d'Azur	315

VI ANNEXES **331**

Les chemins de l'électricité	332
Le système électrique	334
Les études de développement réalisées par RTE	340
Les études de développement européennes et le TYNDP	344
Méthodologie d'évaluation des flux à long terme en France	350
Sigles utilisés dans le Schéma décennal 2016	352



1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité Société anonyme
à Directoire et Conseil de surveillance au capital
de 2 132 285 690 €-RCS Nanterre 444 619 258

Scannez et découvrez
le Schéma décennal de
développement du réseau
ÉDITION 2016

